upme
Unidad de Planeación Minero Energética

Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia

CONVENIO ATN/FM-12825-CO

Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia

CONVENIO ATN/FM-12825-CO

Componente I

Proyecto inversiones catalizadoras para energía geotérmica

Promoción de criterios de mercado para las energías renovables no convencionales a través de la eliminación de barreras para su desarrollo.

upme
Unidad de Planeación Minero Energética

MINMINAS

BID

fmam

Agradecimientos

El equipo de trabajo, autor del presente documento, y en especial el comité técnico de gestión del Convenio ATN/FM-12825-CO, extiende sus agradecimientos a Alpina S.A., ANDI, Asocaña, Carvajal Pulpa y Papel S.A., Cemento Argos S.A., Cementos Tequendama S.A., Cemex Colombia S.A., Cenicaña, Cenipalma, Codensa S.A. E.S.P., Colcueros S.A., Corona S.A., Emgesa S.A. E.S.P., ENEL Green Power Colombia S.A.S., EPM E.S.P., EPSA E.S.P., Fedebiocombustibles, Fedepalma, Holcim Colombia S.A., Incauca S.A., Ingenio Providencia S.A., Ingenio Risaralda S.A., Ingenio Pichichí S.A., Intexco S.A., Isagen S.A. E.S.P. Jemeiwaa Ka'I S.A.S., Kimberly Colpapeles S.A., Nestlé de Colombia S.A., Sidenal S.A., y a todas las empresas, entidades, instituciones y personas naturales que contribuyeron al desarrollo de este proyecto a través del suministro de información, comentarios y otros insumos útiles en los análisis realizados, de manera directa o a través de su participación en el Sistema de gestión de información y conocimiento en fuentes no convencionales de energía renovable (http://www1.upme.gov.co/sgic/).

REPÚBLICA DE COLOMBIA
Ministerio de Minas y Energía
Unidad de Planeación Minero Energética - UPME

Tomás González Estrada
Ministro de Minas y Energía

Jorge Alberto Valencia Marín
Director General de la UPME

Con el financiamiento no reembolsable del Fondo para el Medio Ambiente Mundial - FMAM a través del Banco Interamericano de Desarrollo – BID como agencia implementadora de la cooperación técnica en Inversiones catalizadoras para energía geotérmica: Componente I

Equipo de trabajo

Coordinador general
Camilo Táutiva Mancera

Unidad de gestión
Andrés Felipe Cardona Rodríguez
Alejandra Corredor Ruiz
Erika Johanna Flórez Chala
Javier Eduardo Rodríguez Bonilla

Colaboradores UPME
Omar Alfredo Báez Daza
Roberto Leonel Briceño Corredor
Ángela Inés Cadena Monroy
Marco Antonio Caro Camargo
Oliver Javier Díaz Diglesias
Andrea Paola Galindo Vargas
Iván Darío Gómez Reyes
Olga Victoria González González
Álvaro José Pumarejo Mejía
Luis Andrés Téllez Ávila
Daniel Roberto Vesga Alfaro
Henry Josué Zapata Lesmes

Consultores especializados
Eduardo Afanador Iriarte
Luis Ignacio Betancur
Carlos Andrés Cañón
Pablo Hernán Corredor Avella
Fernando Lecaros Gómez
Nora Palomo García
Wilson Rickerson
Arcenio Torres Arias

Firmas consultoras
ABITS Colombia SAS
HOMER Energy LLC
The Carbon Trust
Universidad de los Andes
Universidad Industrial de Santander
Universidad Nacional de Colombia

Banco Interamericano de Desarrollo (Cooperación técnica)
José Luis Alba Perilla
José Ramón Gómez Guerrero
Juan Roberto Paredes
Jorge Luis Rodríguez Sanabria

Conservación Internacional Colombia
(Unidad de gestión financiero administrativa)
Fabio Alberto Arjona Hincapie
María Rocío Arjona Duque
Felipe Cabrales Bechara
Magda Luz Corredor Guevara
Blanca Dorelly Estepa
Omar Gerardo Martínez Cuervo

Corrección y revisión de textos
Margarita Rosa Londoño M.

Diseño e impresión
La Imprenta Editores S.A.
William Cruz Corredor

ISBN No. 978-958-8363-26-4

Bogotá 2015

Disclaimer

Los planteamientos y propuestas presentados en este documento corresponden a los resultados del análisis y a la elaboración de los consultores y firmas contratados bajo el Convenio financiado con recursos del Fondo para el Medio Ambiente Mundial –FMAM– a través del Banco Interamericano de Desarrollo –BID–. Estos planteamientos y propuestas, si bien han sido aceptados como aportes constructivos por parte de la Unidad de Planeación Minero Energética –UPME–, no representan ni comprometen en ningún momento la posición y planteamientos de la Unidad como entidad oficial.

INDICE

Prefacio 13

Introducción 17

CAPÍTULO 1 Antecedentes 21

1.1 Contexto internacional 23
1.2 Contexto nacional 24
1.3 Metas en materia de FNCE 26
1.4 Coyuntura actual (2015) 27
1.5 Motivaciones para desarrollar las FNCER 28
1.5.1 Riesgo asociado a la energía hidroeléctrica 28
1.5.2 Aumento en los precios de la electricidad y el gas natural 29
1.5.3 Oportunidad de desarrollo económico 32
1.5.4 Tendencia de precios de la energía renovable 32

CAPÍTULO 2 Nichos de oportunidad 35

2.1 Energía eólica 38
2.2 Energía solar FV 40
2.3 Energía de la biomasa 43
2.4 Energía geotérmica 48
2.5 FNCER en ZNI 49

CAPÍTULO 3 Barreras 51

3.1 Barreras típicas 53
3.2 Barreras por nicho de oportunidad 56
3.2.1 Identificación 56
3.2.3 Energía eólica 58
3.2.4 Energía solar FV 64
3.2.5 Energía de la biomasa 67
3.2.6 Energía geotérmica 71
3.2.7 FNCER en ZNI 75

CAPÍTULO 4 Instrumentos 79

4.1. Instrumentos internacionales 81
4.1.1 Instrumentos para la reducción de emisiones 81
4.1.2 Feed-In Tariff -FIT- 84
4.1.3 Cuotas 84
4.1.4 Subastas 85
4.1.5 Certificados de energía renovable -REC- 88
4.1.6 Contratos por diferencias -CFD- 89
4.1.7 Incentivos por encima del precio de mercado 91
4.1.8 Medición bidireccional 92
4.1.9 Instrumentos operativos 94
4.1.10 Instrumentos fiscales 94
4.2 Instrumentos para el caso de Colombia 96
4.2.1 De Instrumentos de la Ley 1715 96
4.2.2 Instrumentos adicionales a los de la Ley 1715 96
4.2.3 Especificidades del caso colombiano 103

CAPÍTULO 5 Análisis costo beneficio 117

5.1 Metodología de evaluación costo-beneficio 119
5.2 Supuestos y datos de entrada para los análisis 121
5.2.1 Información financiera 121
5.2.2 Costos de inversión (CAPEX) 122
5.2.3 Costos de operación (OPEX) 124
5.2.4 Ingresos 124
5.2.5 Impuestos 126
5.2.6 Externalidades consideradas 127
5.3 Resultados de los análisis 136
5.3.1 Evaluación de proyectos de energía eólica 136
5.3.2 Impacto de incentivos de la Ley 1715 137
5.3.3 Análisis de rentabilidad/ sensibilidad 139
5.3.4 Internalización de externalidades 142
5.3.5 Conclusiones 144
5.4 Evaluación de proyectos de energía solar FV 145
5.4.1 Impacto de incentivos de Ley 1715 146
54.2 Rentabilidad de proyectos residenciales y comerciales 148
5.4.3 Rentabilidad de un proyecto de energía solar FV a gran escala 151
5.4.4 Internalización de externalidades 152
5.4.5 Conclusiones 153
5.5 Evaluación de proyectos de cogeneración a partir de biomasa 154
5.5.1 Impacto de incentivos de Ley 1715 de 2014 155
5.5.2 Análisis de rentabilidad 155
5.5.3 Internalización de externalidades 157
5.5.4 Conclusiones 160
5.6 Evaluación de un proyecto de cogeneración a partir de biogás 160
5.6.1 Impacto de incentivos de la Ley 1715 de 2014 161
5.6.2 Análisis de rentabilidad 161
5.6.3 Internalización de externalidades 163
5.6.4 Conclusiones 165
5.7 Evaluación de proyectos de energía geotérmica 165
5.7.1 Impacto de incentivos de Ley 1715 de 2014 168
5.7.2 Análisis de rentabilidad 169
5.7.3 Internalización de externalidades 173
5.7.4 Conclusiones 174
5.8 Análisis de externalidades e incentivos 175
5.8.1 Introducción 175
5.8.2 Análisis de costo macro de incentivos 176
5.9 Conclusiones 179
5.9.1 Análisis de rentabilidad 179
5.10 Incentivos y externalidades a nivel macro 181

CAPÍTULO 6 Estrategia 183

6.1 Introducción 185
6.2 Formulación de la estrategia 186
6.3 Ley 1715 de 2014 188
6.3.1 Objetivos 188
6.3.2 Instrumentos 189
6.4 Prospectiva de escenarios 192
6.4.1 Escenario 1. ***Business as usual*** - abril 2014 192
6.4.2 Escenario 2. Ley 1715 de 2014 debidamente reglamentada 193
6.4.3 Escenario 3. Más allá de la Ley 1715 de 2014 194
6.5 Aprovechamiento de potenciales 194
6.5.1 Punto de partida para 2015 194
6.5.2 Escenario 1. Expectativas BAU - abril 2014 195
6.5.3 Escenario 2. Expectativas con la Ley 1715 debidamente reglamentada 197
6.5.4 Escenario 3. Prospectos más allá de la Ley 1715 198
6.6 Elementos de la estrategia 200
6.6.1 Estrategias transversales para el SIN 200
6.6.2 Estrategia para energía eólica 215
6.6.3 Estrategias para energía solar FV 221
6.6.4 Estrategias para la biomasa 228
6.6.5 Estrategia para energía geotérmica 235
6.7 Estrategias para las ZNI 237
6.8 Visualización de las estrategias en el tiempo 240
6.9 Financiamiento de las estrategias 241
6.10 Actores relevantes en el desarrollo de las estrategias 242

CAPÍTULO 7 Síntesis de recomendaciones 245

Fácil acceso a incentivos 247
Plan integral de aprovechamiento eólico en La Guajira 248
Valoración de la complementariedad a través de ENFICC 248
Incorporación de un esquema de mercado intradiario 248
Esquema de medición neta 249
Revaluación del REE como requisito para acceder a la figura de cogenerador 249
Esquemas de financiamiento para bioenergía 250
Mesa de trabajo para desarrollo de la geotermia 250
Incentivos por encima del precio de mercado 251
Plan integral para el desarrollo energético de ZNI 251

ANEXOS 253

ANEXO 1 Sistema de gestión de información y conocimiento en FNCER (SGIC-FNCER) 255
1. Antecedentes 255
2. Propósito 255
3. Evolución del SGIC-FNCER 257
4. Características del SGIC-FNCER 258
4.1 Módulo de biblioteca virtual 258
4.2 Módulo de proyectos 259
4.3 Módulo de convocatorias 259
4.4 Módulo de comunidad 260

ANEXO 2 Potencial y proyecciones para el aprovechamiento de energía solar a través de sistemas solar FV en techos urbanos 261
1. Introducción 261
1.1 Estimados de potencial solar FV en techos para la ciudad de Bogotá 262
1.2 Estimados de potencial solar FV en techos para las principales ciudades del país 264
1.3 Proyecciones de penetración de sistemas solar FV para Colombia 266
1.4 Escenarios de crecimiento y resultados 268

ANEXO 3 Aprovechamiento de biomasas como sustituto de energéticos fósiles en la industria 271
Introducción 271
1. Sustitución de combustibles convencionales en la industria 271
1.1 Funcionamiento básico del modelo 272
1.2 Energéticos considerados 273
1.3 Modelamiento de la canasta energética industrial 274
1.4 Entradas del modelo 275
1.5 Resultados y análisis 282
2. Caso del RAC 283
2.1 Potencial 284
2.2 Alternativas tecnológicas para el aprovechamiento del RAC 285
3. Residuos de la palma de aceite 288
3.1 Potencial 289
3.2 Viabilidad financiera de proyectos 291

ANEXO 4 Referentes internacionales en la exploración y uso del recurso geotérmico 293
1. Introducción 293
2. Marcos legales y regulatorios en algunos países desarrollados 295
2.1 Estados Unidos 295
2.2 Japón 297
2.3 Nueva Zelanda 298
2.4 Islandia 300
3. Marcos legales y regulatorios en América Latina y el Caribe 301
3.1 Chile 303
3.2 Perú 304
3.3 Costa Rica 305
3.4 El Salvador 306
3.5 Nicaragua 307
3.6 Honduras 308
4. Recomendaciones para el caso colombiano 308

ANEXO 5 Análisis de alternativas de generación para la isla de San Andrés 311
Resumen 311
1. Introducción 311
2. Prestador del servicio de energía eléctrica 312
3. Demanda eléctrica 313
4. Capacidad instalada 313
5. Red de distribución 313
6. Alternativas de generación 315
6.1 Escenario base 2014 317
6.2 Escenarios alternativos 2016 320
6.3 Escenario 1.A (2016): GN + FNCER contractual 320
6.4 Escenario 1.B (2016): GN + FNCER Plus 322
6.5 Escenario 2.A (2016): duales GN-Diésel + FNCER contractual 324
6.6 Escenario 2.B (2016): duales GN-Diésel + FNCER Plus 326
6.7 Escenario 3.A (2016): GLP + FNCER contractual 328
6.8 Escenario 3.B (2016): GLP + FNCER Plus 330
7. Escenarios 2020 334
7.1 Escenario 1 (2020): GN + FNCER maximizadas 335
7.2 Escenario 2 (2020): duales GN-diésel + FNCER maximizadas 336
7.3 Escenario 3 (2020): GLP + FNCER maximizadas 337

ANEXO 6 Estrategia para aprovechamiento de potenciales en usos no eléctricos de FNCER 343
1. Introducción 343
2. Sector transporte 345
2.1 Revaluación de la política nacional de biocombustibles e integración con otros usos de la biomasa 346
2.2 Progresiva incorporación de vehículos eléctricos 347
3. Sectores industrial, comercial, público y residencial 348
3.1 Sustitución de combustibles tradicionales por energéticos derivados de la biomasa y otros residuos 348
3.2 Promoción de la energía solar térmica para el calentamiento de agua 349
3.2.1 Aplicación de incentivos a la inversión y exigencia en el cumplimiento de normas técnicas para sistemas de energía solar térmica 352
3.2.2 Evaluación de experiencia local previa en la implementación de sistemas de energía solar térmica 353
3.2.3 Utilización de ***benchmarks*** internacionales para el desarrollo de programas de promoción de sistemas de energía solar térmica 353
4. Visualización de la estrategia en el tiempo 354

Bibliografía 355

Indice de tablas

Tabla 1.1. Proyecciones de la energía renovable de 1996-2000 vs. desarrollo real del mercado 32
Tabla 2.1. Potenciales para diferentes regiones del país. 39
Tabla 2.2. Valores de irradiación promedio para diferentes regiones del país. 41
Tabla 2.3. Potenciales energéticos de residuos agrícolas. 45
Tabla 2.4. Potenciales energéticos de residuos pecuarios. 45
Tabla 2.5. Potenciales energéticos de otros residuos. 45
Tabla 2.6. Potenciales energéticos de fuentes de metano. 46
Tabla 3.1. Aspectos de evaluación de cada barrera. 56
Tabla 3.2. Rangos de calificación para cada uno de los aspectos evaluados. 57
Tabla 3.3. Barreras identificadas y priorizadas para energía eólica. 59
Tabla 3.4. Barreras identificadas y priorizadas en el caso de la energía solar FV. 64
Tabla 3.5. Barreras identificadas y priorizadas en el caso de la cogeneración con biomasa. 68
Tabla 3.6. Barreras identificadas y priorizadas en el caso de la energía geotérmica. 72
Tabla 3.7. Barreras identificadas en el caso de la utilización de FNCER en las ZNI. 77
Tabla 4.1. Práctica internacional en el diseño de esquemas de medición bidireccional, y consideraciones frente a la Ley 1715. 101
Tabla 5.1. Resumen de datos financieros de entrada. 122
Tabla 5.2. Tasa de cambio anual promedio. 122
Tabla 5.3. Inflación externa e interna. 122
Tabla 5.4. Costos de inversión usados. 123
Tabla 5.5. Costos de conexión usados. 123
Tabla 5.6. Resumen de costos O&M utilizados. 124
Tabla 5.7. Costo de externalidades negativas de centrales térmicas. 132
Tabla 5.8. Costo de emisiones de centrales térmicas para la biodiversidad. 133
Tabla 5.9. Cadenas de valor para FNCER seleccionadas. 134
Tabla 5.10. Potencial de creación de valor doméstico en países según el estado de desarrollo de su sector FNCER. 135
Tabla 5.11. Estimación del porcentaje del valor capturado. 135
Tabla 5.12. Desarrollo económico local para tecnología. 135
Tabla 5.13. Estimaciones de factores de empleo para diferentes FNCER. 136
Tabla 5.14. Valor de creación de empleo por tecnología. 136
Tabla 5.15 Valor de externalidades para energía eólica. 144
Tabla 5.16. Costos de instalación de energía solar FV en Colombia (con IVA y aranceles). 145
Tabla 5.17. Escenarios de generación con incentivos para instalaciones solar FV residenciales. 150
Tabla 5.18. Valor de externalidades para energía solar. 153
Tabla 5.19. Valor de externalidades para cogeneración con bagazo de caña. 159
Tabla 5.20. Valor de externalidades para cogeneración con biogás. 164
Tabla 5.21. Valor de externalidades para energía geotérmica. 174
Tabla 5.22. Resumen de análisis de rentabilidad. 181
Tabla 6.1. Instrumentos y elementos dispuestos por la Ley 1715 de 2014. 190
Tabla 6.2. Estrategias y líneas de acción transversales para el SIN. 201
Tabla 6.3. Estrategia y líneas de acción la energía eólica en el SIN. 216
Tabla 6.4. Estrategias y líneas de acción para la solar FV en el SIN. 221
Tabla 6.5. Estrategias y líneas de acción para el aprovechamiento energético de la biomasa. 229
Tabla 6.6. Estrategias y líneas de acción para energía geotérmica. 235
Tabla 6.7. Resumen de estrategias y líneas de acción para FNCER en ZNI. 237
Tabla A2.1. Muestra de algunos proyectos SF documentados a enero de 2015. 261
Tabla A2.2. Potenciales teórico y técnico para sistemas solar FV en la ciudad de Bogotá. 262
Tabla A2.3. Potencial económico basado en nichos de interés y estimado de área residencial utilizable para la ciudad de Bogotá. 263
Tabla A2.4. Potencial económico basado en nichos de interés y estimado de área residencial utilizable para la ciudad de Bogotá. 264
Tabla A2.5. Cálculo de potenciales con base en áreas de techos estructural y técnicamente utilizables. 266
Tabla A3.1. Escenarios de sustitución. 272
Tabla A3.2. Energéticos considerados en los BEN. 273
Tabla A3.3. Datos de BEN 2010 a 2012 usados para estimar la participación relativa de los energéticos considerados en la canasta energética industrial. 274
Tabla A3.4. Proyecciones de precios energéticos convencionales (valores constantes a 2013) 276
Tabla A3.5. Humedad, poder calorífico y precio estimado para los energéticos alternativos específicos considerados. 277
Tabla A3.6. Distancias y costos de transporte estimados, al igual que costos de manejo y costo total resultante para los energéticos alternativos específicos considerados. 278
Tabla A3.7. Estimados de costos para las diferentes tecnologías consideradas para la generación exclusiva de energía térmica. 279
Tabla A3.8. Combinaciones de diversos energéticos y tecnologías consideradas bajo el modelo. 280
Tabla A3.9. Factores de emisión de GEI utilizados en el modelo. 281
Tabla A3.10. Comparación de tecnologías de transformación termodinámica. 288
Tabla A3.11. Potencial energético en el aprovechamiento de residuos de palma. 290
Tabla A4.1. Generación geotérmica en América Latina y el Caribe 2011 302
Tabla A5.1. Parque generador de San Andrés. 314
Tabla A5.2. Resultados de calibración caso base (2014) 319

Tabla A5.3. Eficiencias de las diferentes tipos de unidad generadora. 320
Tabla A5.4. Resumen resultados escenario 1.A (2016). 322
Tabla A5.5. Resumen resultados escenario 1.B (2016). 324
Tabla A5.6. Resumen resultados escenario 2.A (2016). 326
Tabla A5.7. Resumen resultados escenario 2.B (2016). 327
Tabla A5.8. Resumen resultados escenario 3.A (2016). 329
Tabla A5.9. Resumen resultados escenario 3.B (2016). 331
Tabla A5.10. Datos de las alternativas caso 2016. 332
Tabla A5.11. Priorización de resultados 2016. 333
Tabla A5.12. Resumen resultados escenario 1 (2020). 336
Tabla A5.13. Resumen resultados escenario 2 (2020). 337
Tabla A5.14. Resumen resultados escenario 3 (2020). 338
Tabla A5.15. Datos de las alternativas caso 2020. 339
Tabla A5.16. Resumen de resultados 2020. 340
Tabla A6.1. Resumen de estrategias y líneas de acción para el aprovechamiento de FNCER en usos no eléctricos. 345

Indice de figuras

Figura 1.1. Explotación y producción nacional de recursos energéticos primarios en el año 2012. 24
Figura 1.2. Demanda interna de recursos energéticos primarios en el año 2012. 25
Figura 1.3. Demanda doméstica de energía final por sector en el año 2012. 25
Figura 1.4. Capacidad de generación eléctrica del SIN a diciembre de 2014. 26
Figura 1.5. Tendencia de precios en el mercado mayorista de energía colombiano, 2000-2014 (promedios mensuales). 29
Figura 2.1 Recurso eólico en Colombia frente al resto del mundo. 38
Figura 2.2. Recurso solar en Colombia frente al resto del mundo. 41
Figura 3.3. Resultados de valoración por aspecto, por cada barrera en el caso de la energía solar FV. 65
Figura 3.4. Resultados de valoración por aspecto para el conjunto total de barreras en el caso de la energía solar FV. 67
Figura 3.5. Resultados de valoración por aspecto, por cada barrera en el caso de la cogeneración con biomasa. 69
Figura 3.6. Resultados de valoración por aspecto para el conjunto total de barreras en el caso de la cogeneración con biomasa. 71
Figura 3.7. Resultados de valoración por aspecto, por cada barrera en el caso de la energía geotérmica. 73
Figura 3.8. Resultados de valoración por aspecto para el conjunto total de barreras en el caso de la energía geotermica. 75
Figura 4.1. Tendencia de volúmenes y precios de energía eólica procurados a través del sistema de subastas en el caso de Brasil. ..87
Figura 4.2. Estado a diciembre de 2013 de proyectos ganadores de las tres primeras subastas para energía eólica realizadas en Brasil (2009 a 2010). 87
Figura 4.3. Precios de RECs para energía solar en el mercado de los Estados Unidos (USD). 89
Figura 4.4. Ilustración del enfoque basado en CfD 90
Figura 4.5. Ilustración de incentivos por encima del precio del mercado mayorista. 91
Figura 4.6. Descripción general de estrategias para el diseño de políticas para prosumidores de electricidad. 93
Figura 4.6. Porcentaje de potencia eólica. 103
Figura 4.7. Generación eólica de hidrologías bajas. 104
Figura 4.8. Generación eólica de hidrologías altas. 104
Figura 5.1. Externalidades consideradas. 120
Figura 5.2. Contenido del modelo. 121
Figura 5.3. Costos marginales de energía 2014-2028. 125
Figura 5.4. Precios de bolsa. 125
Figura 5.5. Proyección de precios de energía eléctrica en Colombia. 126
Figura 5.6. Precio de carbono. 131
Figura 5.7. Cadena de valor de energía eólica. 134
Figura 5.8. Curvas de potencia y distribución del viento. 137
Figura 5.9. Impacto de los incentivos de la Ley 1715. 139
Figura 5.10. Flujo de impuestos con diferentes políticas de incentivos para un proyecto de energía eólica. 139
Figura 5.11. Precio actual y precio objetivo. 140
Figura 5.12. TIR y LCOE a diferentes velocidades de viento. 140
Figura 5.13. TIR y LCOE a diferentes costos de conexión. 141
Figura 5.14. Impacto de costo de conexión a diferentes niveles de capacidad instalada. 142
Figura 5.15. Impacto de diferentes niveles de ENFICC sobra la rentabilidad de proyectos eólicos. 142
Figura 5.16. Internalización de la externalidad de cambio climático en una instalación eólica. 143
Figura 5.17. Costo nivelado de energía -LCOE- de energía solar FV en Colombia y en el mundo. 146
Figura 5.18. Impacto de incentivos sobre proyectos solares de varias escala. 147
Figura 5.19. Flujo de impuestos con diferentes políticas de incentivos para un proyecto de energía solar. 148
Figura 5.20. Curvas de demanda y producción para una instalación solar residencial. 150
Figura 5.21. Precio actual y precio objetivo. 152
Figura 5.22. Internalización de la externalidad de cambio climático en una instalación fotovoltaica. 153
Figura 5.23. Impacto de incentivos sobre proyecto de bagazo de caña. 156
Figura 5.24. Flujo de impuestos con diferentes políticas de incentivos para un proyecto de cogeneración con biomasa. 156
Figura 5.25. Evaluación de diferentes casos de rentabilidad de un proceso de cogeneración con bagazo de azúcar. 157
Figura 5.26. Impacto del precio de bagazo de caña sobre la rentabilidad de proyectos de cogeneración con tal biomasa. 158
Figura 5.27. Internalización de la externalidad de cambio climático en una instalación de cogeneración 159
Figura 5.28. Impacto de incentivos sobre proyecto de cogeneración con biogás. 161
Figura 5.29. Flujo de impuestos con diferentes políticas de incentivos para un proyecto de cogeneración con biogás. 162
Figura 5.30. Evaluación de diferentes casos de rentabilidad de un proceso de cogeneración con biogás. 163
Figura 5.31. Valor de reducción de emisiones para un proyecto de biogás. 164
Figura 5.32. Fases de desarrollo de un proyecto geotérmico. 166
Figura 5.33. Costos de un proyecto geotérmico. 167
Figura 5.34. Perfil de generación de electricidad de una instalación geotérmica. 168
Figura 5.35. Impacto de incentivos sobre proyectos geotérmicos. 169
Figura 5.37. Precio actual y precio objetivo para un proyecto geotérmico. 170
Figura 5.38. Escenarios de costo de exploración y confirmación. 171
Figura 5.39. Rentabilidad a diferentes costos de conexión. 171
Figura 5.40. Impacto de costo de conexión sobre diferentes tamaños de instalaciones geotérmicas. 172
Figura 5.41. Impacto de diferentes niveles de ENFICC para una planta geotérmica. 173
Figura 5.42. Internalización de la externalidad de cambio climático en una instalación geotérmica. 174
Figura 5.43. Escenario de desarrollo de FNCER hasta 2030, según escenario 14, UPME, 2015. 176
Figura 5.44. Costo total descontado de incentivos. 177
Figura 5.45. Costo total de incentivos como porcentaje del gasto público total colombiano. 178
Figura 5.46. Valor total descontado de externalidades. 179
Figura 5.47. Curva de valor total descontado de incentivos y externalidades. 180
Figura 5.48. Valor presente neto de externalidades e incentivos a diferentes tasas de descuento. 180
Figura 6.1. Enfoques estratégicos, instrumentos y metas. 187
Figura 6.2. Capacidades de FNCER instaladas interconectadas o interconectables al SIN a finales de 2014. 195
Figura 6.3. Expectativas de nuevas capacidades con FNCER bajo el escenario 1. 195
Figura 6.4. Capacidad acumulada con base en expectativas bajo el escenario 1. 196
Figura 6.5. Expectativas de nuevas capacidades con FNCER bajo el escenario 2. 197
Figura 6.6. Capacidad acumulada con base en expectativas bajo el escenario 2. 198
Figura 6.7. Secuencia de casación para esquema de mercado intradiario. 203
Figura 6.8. Mecanismo de casación. 205
Figura 6.10. Autogeneración, generación distribuida y plantas menores. 207
Figura 6.11. Etapas de desarrollo de un proyecto. 212
Figura 6.12. Característica de voltaje propuesta. 220
Figura 6.13. Requerimientos de frecuencia propuestos. 221
Figura A1.1. Evolución en número de usuarios del SGIC-FNCER (julio a diciembre de 2014) 257
Figura A1.2. Evolución en visitas generadas sobre el SGIC-FNCER (julio a diciembre de 2014). 258
Figura A2.1. Datos de irradiación solar y potenciales en capacidad y energía para 22 ciudades de interés. 266
Figura A2.2. Capacidad anual instalada y acumulado de capacidad neta en sistemas solar FV para México a 2014. 267
Figura A2.3. Proyecciones de capacidad anual a ser instalada y acumulado de capacidad neta en sistemas solar FV para Brasil hasta el año 2022 268
Figura A2.4. Proyecciones de crecimiento de instalaciones solar FV de pequeña escala para Colombia, hasta el año 2030. 269
Figura A2.5. Comparación de proyecciones de capacidad acumulada en sistemas solar FV al año 2030 y potenciales con base en la disponibilidad de techos en 22 ciudades principales del país. 270
Figura A3.1. Matriz energética del sector industrial (promedio años 2010 a 2012). 275
Figura A3.2. Resultados de participación de combustibles alternativos considerados como FNCE en la canasta energética industrial. 282
Figura A3.3. Costos nivelados de generación de energía térmica, calculados con base en la información de costos recopilada y los estimados planteados por el equipo consultor. 283
Figura A3.4. Evolución de área sembrada con cultivos de palma en Colombia. 289
Figura A4.2. Comportamiento de costos y niveles de riesgo para la energía geotérmica. 294
Figura A4.1. Fases del desarrollo de un proyecto geotérmico. 294
Figura A4.3. Capacidad instalada en el contexto global 1960-2012. 295
Figura A4.4. Distribución del potencial geotérmico en Japón. 298
Figura A4.5. Clasificación de sistemas geotérmicas en la región de Waikato 299
Figura A4.7. Generación eléctrica en América Latina y el Caribe. 301
Figura A4.8. Áreas en concesión para explotación y exploración en Chile 303
Figura A5.5. Manejo de anualidades para el análisis de escenario temporales. 317
Figura A5.6. Curva diaria de demanda. 317
Figura A5.8. Configuración escenario base (2014). 318
Figura A5.7. Promedios mensuales de demanda. 318
Figura A5.9. Configuración escenario 1.A (2016). 321
Figura A5.10. Flujo de caja y generación escenario 1.A (2016). 322
Figura A5.11. Configuración escenario 1.B (2016). 323
Figura A5.12. Flujo de caja y generación escenario 1.B (2016). 323
Figura A5.13. Configuración escenario 2.A (2016). 324

Figura A5.14. Flujo de caja y generación escenario 2.A (2016). 325
Figura A5.16. Flujo de caja y generación escenario 2.B (2016). 327
Figura A5.17. Configuración escenario 3.A (2016). 328
Figura A5.18. Flujo de caja y generación escenario 3.A (2016). 329
Figura A5.19. Configuración escenario 3.B (2016). 330
Figura A5.20. Flujo de caja y generación escenario 3.B (2016). 331
Figura A5.21. Resultados de escenarios alternativos 2016. 333
Figura A5.22. Flujo de caja y generación escenario 1 (2020)....335
Figura A5.23. Flujo de caja y generación escenario 2 (2020). 336
Figura A6.1. Composición de la canasta energética del sector transporte. La participación de la energía eléctrica es despreciable para efectos prácticos. 343
Figura A6.2. Composición de la canasta energética del sector industrial. La energía eléctrica participa con un 24%. 344
Figura A6.3. Composición de la canasta energética del sector residencial. La energía eléctrica participa con un 36%. 344
Figura A6.4. Composición de la canasta energética del sector comercial y público. La energía eléctrica participa con un 62%. 344
Figura A6.5. Tendencia mundial de crecimiento en la capacidad instalada de sistemas solar térmicos para el calentamiento de agua. 349
Figura A6.6. Precios históricos y proyectados del gas natural en Colombia (precio de referencia Guajira en boca de pozo)....351
Figura A6.7. Balance entre demanda media y oferta base de gas natural. Punto de inflexión a partir del cual se requieren importaciones para atender la demanda del energético. 352

Prefacio

Es satisfactorio para mí presentar este documento que resume las tareas adelantadas en la Unidad de Planeación Minero Energética –UPME–, con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo –BID–, para evaluar las posibilidades y retos de incorporación de las energías renovables en la canasta energética colombiana.

Satisfactorio por tres razones fundamentales:

La primera, porque resume el compromiso juicioso de un equipo básico de trabajo conformado en la UPME con el apoyo financiero del BID, al cual se sumaron los esfuerzos del equipo técnico de la Unidad para identificar y valorar, de manera objetiva y exhaustiva, las barreras para la penetración de las fuentes renovables y sus tecnologías, así como la gran mayoría de costos y beneficios derivados del suministro de energía centralizada y descentralizada a partir de estas fuentes en el país. Como era previsible, se contó con los valiosos aportes de un grupo de consultores nacionales e internacionales y con el apoyo entusiasta de individuos y firmas que ven oportunidades de trabajo y realización en estos campos.

La segunda, porque fue un trabajo que pudo ir adaptándose, sin mayores sobresaltos ni rigideces administrativas, a los nuevos retos y estructura planteada para la entidad. Cuando llegué a la dirección de la Unidad, el proyecto venía de iniciar sus actividades, me imagino, después de un largo proceso de estructuración y aprobación. No fueron mayores las dificultades para adecuarlo a una concepción en la cual el tratamiento de la integración de estas fuentes hiciese parte de los alcances y preguntas que resolvían los equipos técnicos encargados de los análisis de oferta energética (eléctrica e hidrocarburos), de demanda (proyecciones, perspectivas y eficiencia) y de cobertura (planes y proyectos). Con las resistencias naturales que se presentan al modificar y ampliar el espectro de posibilidades de los análisis técnicos, de un lado, y de examinar en detalle las perspectivas y posibilidades de competitividad de estas fuentes frente a las alternativas tradicionales, con sujeción a las condiciones de funcionamiento de los mercados, de otro lado, este trabajo se pudo adelantar de manera exitosa.

Finalmente, satisfactorio porque durante el desarrollo del proyecto simultáneamente se trabajaba una iniciativa de proyecto de ley de origen parlamentario orientado a regular la integración de las energías renovables no convencionales en el Sistema energético nacional; la Unidad, con el apoyo del equipo básico del proyecto, y soportada en los análisis y evaluaciones realizados, pudo responder de manera oportuna a la invitación del Ministerio de Minas y Energía para examinar y orientar el alcance del entonces proyecto de ley, y posteriormente aportar insumos para los decretos reglamentarios de la Ley sancionada como 1715 de 2014.

Creo que este fue un trabajo interesante y el documento va a ser de interés para todos los lectores. En él se consideraron los estudios y desarrollos anteriores realizados por diferentes personas, consultores y universidades, se examinó el panorama y las experiencias internacionales y se buscó dejar trazadas líneas de acción para continuar avanzando en el estudio de oportunidades y retos que plantea la integración de nuevas fuentes y tecnologías en el sistema energético colombiano, tanto a nivel de la oferta como de la demanda.

En el país, y desde la misma UPME, se habían adelantado diferentes trabajos tendientes a la

identificación del potencial de estas fuentes, de las barreras para su penetración y de las estrategias para su desarrollo, incluyendo las de investigación y desarrollo, basados en las experiencias internacionales, todos los cuales fueron insumos para este proyecto.

Igualmente, se configuró una página web para que, además de anunciar los múltiples eventos de presentación y discusión de los avances del proyecto y mesas de negocios, se pudiesen recibir los aportes e inquietudes de las personas y entidades interesadas y expertas en esta temática.

A futuro, si se toman en consideración los objetivos y escenarios planteados por la UPME en su Ideario Energético 2050 quedarían aún muchas preguntas y retos interesantes por resolver para que estas fuentes y tecnologías puedan contribuir de manera significativa a la diversificación de la canasta de generación eléctrica y de combustibles en el sector transporte, a lograr procesos más eficientes, limpios y sostenibles en el suministro y uso de la energía, a alcanzar la universalización de los servicios de energía, y, ojalá, a generar mayor valor que el producido hasta el momento por las otras fuentes. Lo anterior requiere contar con mayor y mejor información, conocimientos y recurso humano calificado, así como con un marco institucional adecuado que nivele el campo para la participación de los nuevos desarrollos, flexibilice la participación de nuevos agentes y posibilite la integración de las innovaciones previsibles.

Los sistemas energéticos enfrentan retos interesantes de participación de nuevos agentes como los prosumidores y los generadores distribuidos; de incorporación de esquemas flexibles de suministro, formas inteligentes de usar la energía, y otras nuevas fuentes y tecnologías, como el hidrógeno, la nuclear, los vehículos eléctricos y los sistemas de acumulación; otros retos son garantizar el acceso a la energía (y otros servicios) y a los circuitos económicos de segmentos de población y regiones, con miras a apoyar las estrategias de reducción de la pobreza; de mantener o incrementar los empleos y potenciar la constitución de industrias nacionales; y de reducción del uso de energía (y materiales) en la producción de bienes y servicios y prevención y disminución de la contaminación ambiental y de las emisiones de gases de efecto invernadero.

En un escenario de gran crecimiento de la participación eléctrica denominado “mundo eléctrico”, propuesto por la UPME en el Ideario Energético 2050, el país debería prepararse para quintuplicar la capacidad instalada en los próximos cuarenta a cincuenta años en proyectos de generación y transporte de energía eléctrica, con lo cual habría gran espacio para la participación competitiva de fuentes como la eólica, solar, geotermia e hidroeléctrica de pequeña escala.

De la misma manera, en otro escenario de cambio tecnológico propuesto, se puede anticipar la posibilidad de un aprovechamiento competitivo de la biomasa proveniente de los residuos de la actividad agrícola, potenciado por la solución del conflicto armado y, en un futuro, proveniente de plantaciones sostenibles con fines energéticos, para el suministro de calor y vapor de proceso, movilidad y electricidad.

En este ciclo de declive de los precios del petróleo, deberán examinarse cuidadosamente las opciones de penetración de las fuentes renovables no convencionales. Podría presentarse un escenario de desaceleración de estas trayectorias por los mayores precios relativos de estas fuentes y tecnologías frente a las opciones convencionales. No es aconsejable buscar estímulos no sostenibles para afrontar la coyuntura.

En este mismo escenario de precios es en el que los países desarrollados y en desarrollo, o Anexo 1 y no Anexo 1, comienzan a preparar y presentar sus contribuciones nacionalmente determinadas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, que serán discutidas en París a finales de 2015.

Colombia hará lo mismo en concordancia con sus propósitos de crecimiento verde. Muy seguramente el país podrá tener acceso, en la medida que su nivel de ambición de la reducción propuesta aumente, a recursos financieros, a cooperación internacional, al fortalecimiento de capacidades y transferencia tecnológica que pueden capitalizarse para sostener la transición hasta el punto en que estas fuentes y tecnologías sean competitivas y su integración a los mercados se haya dado con el desarrollo de mecanismos dentro de la misma lógica de los mercados, de una mayor apertura y flexibilidad, y de la incorporación de los avances tecnológicos en los sistemas de control, monitoreo e interconexión digital de objetos cotidianos.

Ángela Inés Cadena Monroy
Exdirectora de la UPME

Introducción

El Convenio de cooperación técnica no reembolsable ATN/FM-12825-CO, financiado con recursos del Fondo para el Medio Ambiente Mundial –FMAM–[1] a través del Banco Interamericano de Desarrollo –BID–, fue firmado en el mes de noviembre de 2011 entre el Ministerio de Minas y Energía de la República de Colombia –MME– y el BID. El Convenio fue estructurado con el objeto de desarrollar actividades, análisis y propuestas para promover condiciones propicias para la penetración de las Fuentes no convencionales de energía renovable –FNCER–, a través de la identificación de las principales barreras existentes a nivel nacional y la determinación de potenciales medidas normativas y de política, recomendaciones y acciones como elementos de una estrategia de desarrollo de estas fuentes en Colombia. Complementariamente, ISAGEN desarrolló trabajos técnicos específicos en el campo de energía geotérmica en el marco de esta misma cooperación técnica.

El Convenio planteó, como objetivos complementarios, procurar un mejor conocimiento de las FNCER entre el público general y entre la comunidad de actores interesados en el tema, facilitando una plataforma para la gestión de información y conocimiento en la temática, y realizando eventos de difusión y sensibilización de los hallazgos y resultados obtenidos a través de la ejecución del Convenio. Finalmente, como objetivo transversal promovido por la Unidad de Planeación Minero Energética –UPME–, como entidad ejecutora del Convenio, y aprobado por el BID, se planteó el logro de una contribución representativa en materia del fortalecimiento institucional en capacidades técnicas en torno a las energías renovables.

Con la ejecución de estos trabajos durante el periodo comprendido entre diciembre de 2011 y marzo de 2015, se realizaron adquisiciones y actividades coordinadas por un comité técnico de gestión al interior de la UPME, el cual contó con el apoyo de Conservación Internacional Colombia –CI– como unidad de gestión administrativa y financiera. En adición al recurso humano dispuesto por la UPME para la coordinación y supervisión de la ejecución, tres apoyos técnicos externos hicieron parte del comité técnico de gestión, y más de una decena de consultores individuales expertos y firmas nacionales e internacionales fueron contratados para la elaboración de parte de los análisis y la formulación de propuestas y planteamientos que se presentan en este documento.

Como resultado de la ejecución de las actividades del Convenio, se identificaron y priorizaron las principales barreras existentes para el aprovechamiento de las FNCER en Colombia; se analizaron instrumentos utilizados internacionalmente para promover el desarrollo de las tecnologías que permiten el uso de estas fuentes; y se formularon instrumentos particulares con posibilidad de ser implementados en Colombia a través de una estrategia bien definida. Se desarrollaron modelos para análisis de costos y beneficios económicos asociados a la mayor participación de estas fuentes, con el fin de determinar su conveniencia y costo efectividad, basados en que los elementos formulados y en especial los instrumentos, serían implementados por el Gobierno Nacional.

Con base en estos productos, se realizaron contribuciones en el proceso de revisión y replantea-

1 Global Environmental Facility –GEF–.

miento de aspectos importantes del proyecto de Ley 096 de 2012 de la Cámara de Representantes y 278 de 2013 del Senado de la República, que culminaron con la expedición de la Ley 1715 del 13 de mayo de 2014 "*por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema energético nacional*". De igual manera, se desarrollaron recomendaciones que han contribuido en el proceso de elaboración de lineamientos de política por parte del MME y que se espera sean de utilidad en el proceso de reglamentación de esta Ley, el cual se llevará a cabo en el transcurso de 2015.

Con la ejecución del Convenio se capacitaron funcionarios de entidades como el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas –IPSE–, la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG–, el MME, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales –ANLA– y la UPME, en temas específicos como el marco regulatorio de los sectores de energía eléctrica y gas natural, evaluación financiera, económica y social de proyectos de inversión, uso de la herramienta HOMER (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources) para optimización técnico-económica de soluciones híbridas con énfasis en energías renovables y sistemas aislados y la identificación de posibles implicaciones ambientales en el desarrollo de proyectos para el aprovechamiento de energía geotérmica.

Se realizaron eventos de difusión y talleres de discusión, algunos de estos en el marco del proceso de reglamentación de la mencionada Ley, así como grupos de trabajo y socialización en las ciudades de Bogotá, Bucaramanga, Barranquilla, Cali, Cartagena, Medellín, Aracataca, Neiva, Manizales y Riohacha. Se organizó la primera rueda de negocios para proyectos con FNCER que tuvo lugar en el marco de la IV Feria Internacional del Medio Ambiente –FIMA– en junio de 2014 en la ciudad de Bogotá.

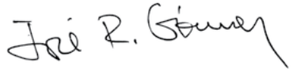
En cumplimiento del objetivo de procurar un mejor conocimiento de las FNCER entre la comunidad interesada en la temática y entre el público en general, se rediseñó el llamado Sistema de gestión de información y conocimiento en Fuentes no convencionales de energía renovable –SGIC-FNCER–, el cual pone a disposición del público una plataforma de internet (http://www1.upme.gov.co/sgic/) que ha venido evolucionando desde junio de 2014, con el propósito de convertirse en referente nacional para la promoción y divulgación de información y conocimiento de las FNCER.

Con el fin de abordar en detalle los resultados anteriormente planteados, esta publicación se encuentra dividida en siete capítulos, el primero de los cuales presenta los antecedentes basados en el contexto energético nacional y las razones que llevan a considerar la conveniencia tanto ambiental como económica, de la incorporación de las FNCER en el sistema energético colombiano. El segundo capítulo describe los nichos de oportunidad identificados para el desarrollo de las FNCER a nivel nacional, dados los potenciales existentes y los avances que las tecnologías y soluciones relacionadas demuestran hoy en día a nivel mundial. El tercer capítulo presenta las barreras de diversa índole identificadas para cada uno de los nichos de oportunidad trabajados, lo mismo que la metodología usada y los resultados obtenidos para priorizar aquellas barreras en las que se deben concentrar los más importantes esfuerzos por lograr su remoción. El cuarto capítulo presenta un análisis de los instrumentos que han sido utilizados para promover el desarrollo de las energías renovables y aquellos que son comúnmente utilizados a nivel mundial, identificando instrumentos recomendados, en algunos casos para ser implementados directamente, y en otros para ser objeto de un diseño detallado durante los próximos años. El capítulo quinto presenta la metodología y estructura de los modelos utilizados para valorar los costos y beneficios asociados con la aplicación de los principales instrumentos recomendados y aquellos dispuestos por la Ley 1715; también se presentan los resultados que justifican la implementación de dichos instrumentos y que aportarán algunos elementos cuantitativos para la valoración de medidas dentro del proceso de reglamentación de la Ley. Con base en lo anterior, el capítulo sexto describe la estrategia que conjuga los instrumentos analizados y los complementa con mecanismos y acciones estratégicas para promover el desarrollo de estas fuentes en el país. Finalmente, el capítulo séptimo reúne las principales recomendaciones y observaciones obtenidas como resultado de este proyecto.

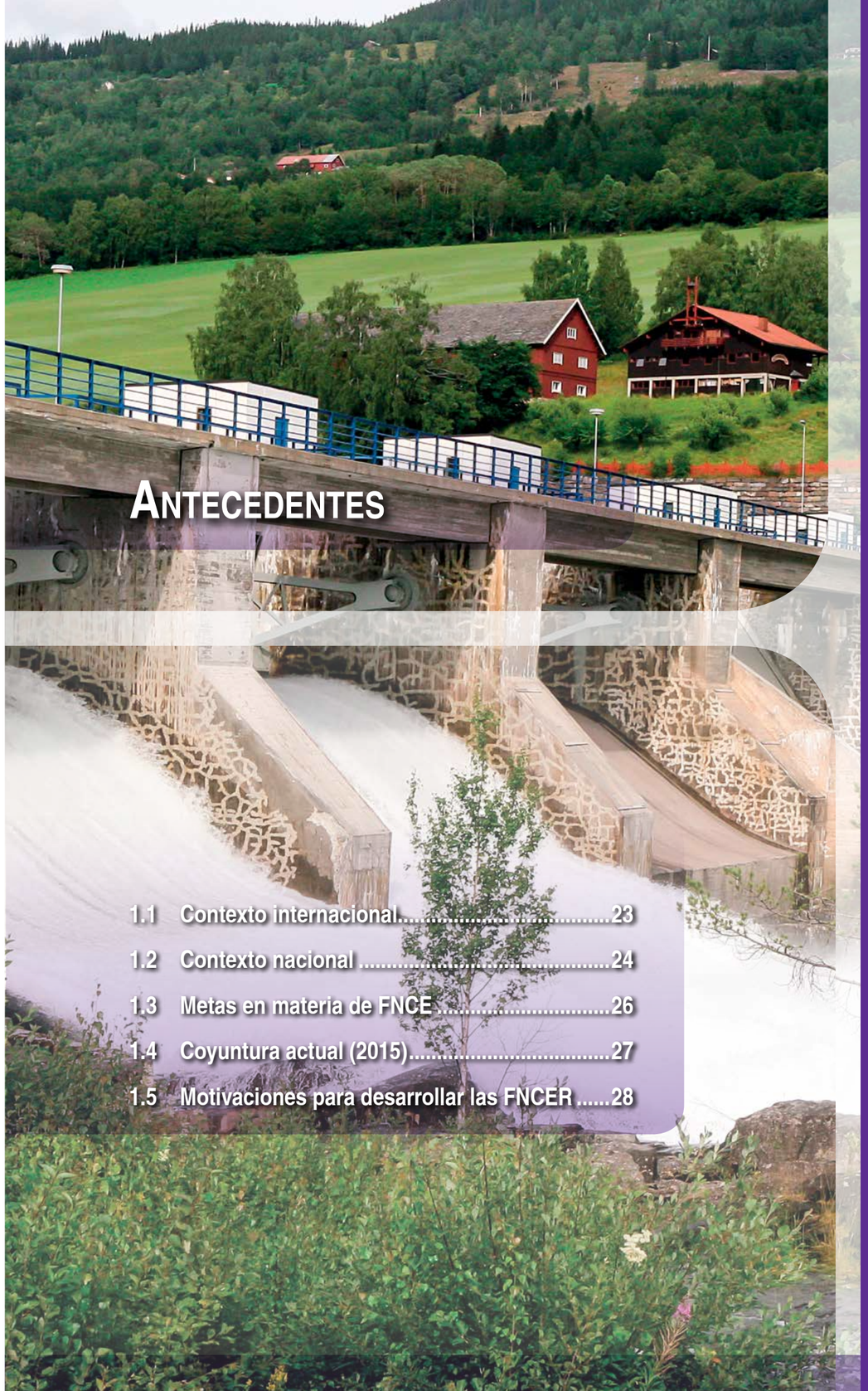
Esta publicación se complementa con anexos que presentan una descripción detallada de las funcionalidades y evolución del SGIC-FNCER, los análisis realizados para la estimación de potenciales y proyecciones para la tecnología solar fotovoltaica y el aprovechamiento energético de la biomasa; un recuento de experiencias normativas internacionales en el caso de la energía geotérmica; y los análisis particulares de alternativas de FNCER para la prestación del servicio de energía eléctrica en la isla de San Andrés.

El trabajo presentado constituye un esfuerzo analítico relevante para dar impulso al aprovechamiento del potencial energético nacional de sus FNCER, proponiendo un uso más eficiente de los recursos de financiación del Estado para la universalización del servicio eléctrico, con soluciones que permitan llegar a más hogares, aumentando la productividad y competitividad del país, sin costos fiscales al Estado colombiano.

Jorge Alberto Valencia Marín
Director General, UPME



José Ramón Gómez Guerrero
Especialista Senior Regional Energía, BID



CAPÍTULO 1

ANTECEDENTES

1.1 Contexto internacional.....23
1.2 Contexto nacional 24
1.3 Metas en materia de FNCE 26
1.4 Coyuntura actual (2015).....27
1.5 Motivaciones para desarrollar las FNCER 28

Aproximadamente un 78% de la energía consumida hoy en día en Colombia proviene de fuentes fósiles, mientras que el 22% restante proviene de fuentes renovables. La disponibilidad local de FNCER aun no aprovechadas, sumada a la progresiva reducción en los costos asociados a su uso y la evolución de las tecnologías relacionadas, hacen que la integración de estas fuentes a la canasta energética nacional cobre relevancia a raiz de sus potenciales beneficios.

ANTECEDENTES

1.1 Contexto internacional

Aproximadamente el 81% de la energía consumida a nivel mundial proviene de fuentes fósiles, mientras que el 19% restante proviene de fuentes renovables. Actualmente, 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. En una menor medida, se aprovecha la energía proveniente de fuentes como el sol, la geotermia y la biomasa para su conversión en energía térmica a través del uso de tecnologías relativamente modernas, seguidas de estas y otras fuentes como la eólica para la generación de energía eléctrica. Finalmente, se suman al aprovechamiento de fuentes renovables el uso de biocombustibles en el sector transporte y tecnologías en etapas incipientes de desarrollo como es el caso de la energía de los mares en forma de mareas, oleaje, gradientes térmicos o gradientes salínicos (REN21, 2014).

La dependencia mundial en el petróleo, el carbón, el gas natural y aun en los combustibles nucleares, como recursos fósiles disponibles en cantidades que pueden ser consideradas relativamente abundantes pero finitas, y las coyunturas económicas y geopolíticas asociadas, con su distribución geográfica y su dominio, han generado en muchos países la necesidad de iniciar una transición hacia el uso de recursos energéticos de carácter renovable, que a su vez contribuyan a la reducción de emisiones de efecto invernadero y a la mitigación del cambio climático que viene experimentando el planeta. En tal contexto, China, Alemania, España, y Estados Unidos, se consolidan hoy en día como países pioneros en el desarrollo de las mayores capacidades instaladas en tecnologías para el aprovechamiento de la energía hidráulica, eólica, solar, geotérmica y de las biomasas, como fuentes de origen renovable que hacen su aporte en el proceso de transición planteado en lo que a la generación de energía eléctrica se refiere. Entre tanto, países como Estados Unidos, Brasil y Alemania lideran la utilización de bioenergía en el sector transporte (REN21, 2014), en tanto que Estados Unidos, Noruega, China, Japón y la Comunidad Europea lideran la utilización de electricidad (en parte producida a partir de fuentes renovables) en ese mismo sector (Ecomento, 2014; Comisión Europea, 2012) y otros países como China, Estados Unidos y Turquía lideran el aprovechamiento de energía térmica en forma de calor útil a partir de la energía solar y la energía geotérmica (REN21, 2014).

Dada la disponibilidad de al menos una de las fuentes renovables anteriormente mencionadas en cualquier posición geográfica del planeta, y la abundancia relativa de una o varias de estas fuentes en algunas regiones favorecidas, las fuentes de energía renovables representan a su vez inmensos potenciales energéticos[1] para ser aprovechados de una manera costo-efectiva en la medida en que su investigación, su desarrollo y el despliegue comercial de las tecnologías asociadas continúen avanzando como ha venido sucediendo en los últimos 40 años.

1 Todas las fuentes mencionadas, que tienen su origen en la radiación solar recibida en la Tierra, el movimiento rotacional del planeta, su interacción gravitacional con cuerpos como la luna y la actividad de decaimiento nuclear que tiene lugar en su interior, ascienden a potenciales en el orden de 1.511 EWh por año, es decir, unas 14.500 veces la energía final consumida anualmente a nivel mundial (8.979 Mtep en 2012 según el Key World Energy Statistics, 2014, de la Agencia Internacional de Energía –IEA–, que equivalen a 0,104 EWh).

1.2 Contexto nacional

Colombia es un país que goza de una matriz energética relativamente rica tanto en combustibles fósiles como en recursos renovables. Actualmente, la explotación y producción energética del país está constituida a grandes rasgos en un 93% de recursos primarios de origen fósil, aproximadamente un 4% de hidroenergía y un 3% de biomasa y residuos (figura 1.1).

De esa explotación primaria, el país exporta aproximadamente un 69%, principalmente en forma de carbón mineral (aprox. el 94% del producido, representando el 62% de las exportaciones energéticas) y petróleo (aprox. el 66% del producido, representando el 36% de las exportaciones energéticas), y utiliza un 31% del cual, cerca del 78% corresponde a recursos fósiles y el 22% a recursos renovables (figura 1.2).

El país depende entonces en cerca de un 78% de combustibles fósiles que hoy en día está en capacidad de autoabastecer,[2] y cuyos niveles de producción actuales (a 2013) indican reservas suficientes para cerca de 170 años en el caso de carbón, del orden de 7 años para el petróleo y 15 años para el gas natural (UPME, 2014c). En el caso de este último, es necesario tener en cuenta que conforme las tasas de producción decrecen y la demanda aumenta, se prevé la necesidad de realizar importaciones a partir del año 2017 o 2018.

Dada la baja participación del carbón en la canasta energética doméstica, y la alta participación de combustibles líquidos derivados del petróleo y del gas natural, aun contando con el descubrimiento de nuevas reservas de estos recursos, el desarrollo de fuentes alternativas locales de energía que puedan sustituir por lo menos parcialmente el uso de estas fuentes en el transcurso de las próximas décadas cobra relevancia para satisfacer la demanda energética doméstica futura, a fin de no tener que ceder a una alta dependencia en la importación de estos energéticos convencionales en el largo plazo.

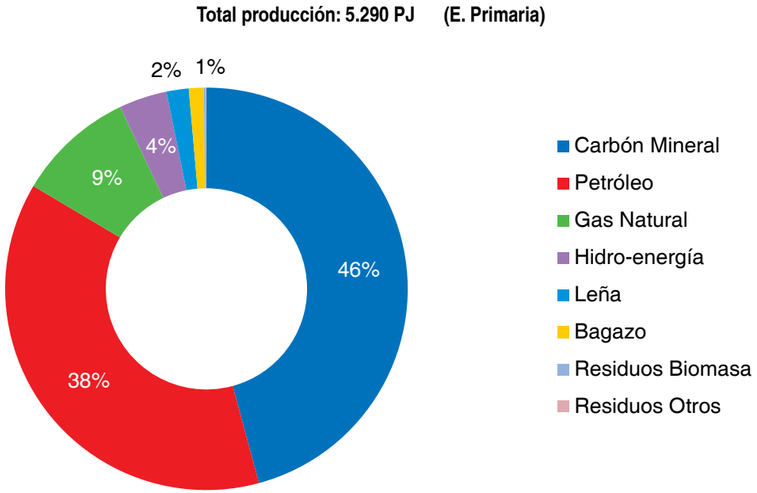


Figura 1.1. Explotación y producción nacional de recursos energéticos primarios en el año 2012.
Fuente: UPME, 2012.

2 Descontando la actual necesidad de importar combustible diésel para el que no se tiene capacidad suficiente de refinación a pesar de contar con el energético primario.

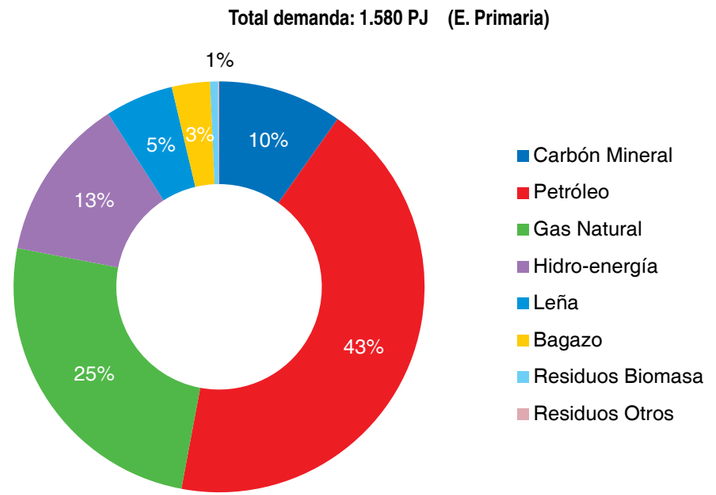


Figura 1.2. Demanda interna de recursos energéticos primarios en el año 2012.
Fuente: UPME, 2012.

En vista de dicha consideración, vale la pena tener en cuenta que los usos de los energéticos mencionados (petróleo y gas natural) se encuentran principalmente concentrados en los sectores de consumo correspondientes al transporte y la industria (figura 1.3), para prestar servicios de transporte y calor útil, seguidos del uso del gas natural para la generación de energía eléctrica.

Entre tanto, la matriz eléctrica, que produce aproximadamente un 17% de la energía final consumida en el país, cuenta con la amplia participación de la energía hidroeléctrica como recurso renovable, que representa entre el 70% y 80% de la generación, según variaciones en la hidrología anual, y el 70% de la capacidad instalada a diciembre de 2014.

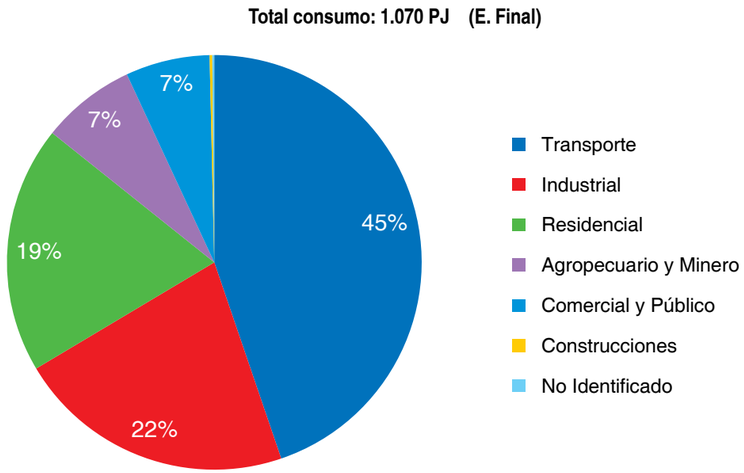


Figura 1.3. Demanda doméstica de energía final por sector en el año 2012.
Fuente: UPME 2012.

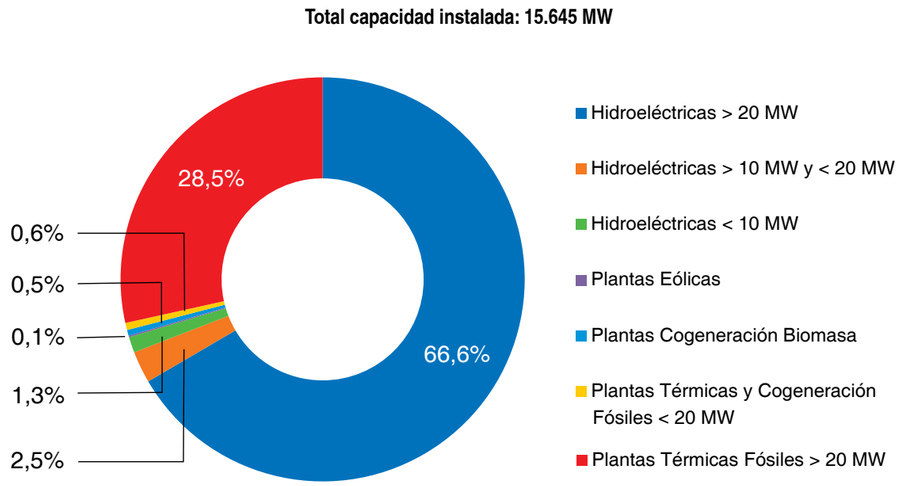


Figura 1.4. Capacidad de generación eléctrica del SIN a diciembre de 2014.
Fuente: XM 2014.

Sin embargo, a raíz de las ventajas que traería la diversificación de la canasta energética, fundamentada en la disponibilidad de recursos, la progresiva reducción en los costos de inversión asociados a su aprovechamiento, y la evolución en términos de rendimiento y sofisticación de tecnologías como son las relacionadas con la energía eólica y la solar, estas alternativas, junto con la cogeneración moderna de calor y electricidad a partir de biomasa y la generación geotérmica (que aportan en ambos casos firmeza y mayor diversificación en la canasta no solo eléctrica sino energética) comienzan a cobrar sentido para ser incorporadas en la matriz energética nacional, sin mencionar, por otro lado, la posibilidad de incrementar el uso de derivados energéticos de la biomasa en el sector transporte.

1.3 Metas en materia de FNCE

En el año 2010, el MME estableció a través de la adopción del Plan de acción indicativo 2010-2015 del Programa de uso racional y eficiente de la energía y demás formas de energía no convencionales –PROURE– (Resolución MEM 18-0919 de 2010), metas indicativas para lograr una participación del 3,5% de FNCE[3] en términos de la capacidad instalada del Sistema interconectado nacional –SIN– para el año 2015, e incrementar dicha participación al 6,5% para el año 2020. De acuerdo con cifras disponibles a diciembre de 2014, a tal fecha, la participación de FNCE en el SIN es del 2,71% en capacidad instalada,[4] hecho que obedece a las barreras existentes para la mayor penetración de estas fuentes conforme se presenta en el capítulo 3 de este documento, y a la ausencia de instrumentos y líneas de acción definidas para el cumplimiento de tales metas. Sin embargo, en lo que al año 2020 respecta, en el capítulo 6 se considerarán las expectativas y proyecciones de incremento de la participación de las FNCE, o más específicamente de las FNCER, para ese año y hasta el año 2030, las cuales podrían ser alcanzadas de tenerse en cuenta las recomendaciones planteadas en este documento y de trabajar conjuntamente entre los sectores privado y público por lograr los beneficios que se plantean.

Así mismo, la Resolución MEM 18-0919 de 2010 estableció metas equivalentes para el caso de las Zonas no interconectadas –ZNI–, consistentes en una participación de 20% y 30% de FNCE en las capacidades de generación allí instaladas, para los años 2015 y 2020, respectivamente. Al año 2014, las cifras que maneja el IPSE sugieren la existencia de 167 MW en capacidad instalada y 151 MW disponibles, distribuidos en unas 1.269 plantas de generación (IPSE, 2014), en tanto que para el año 2013 se reporta se tenían 16,33 MW de capacidad instalada en FNCE (IPSE, 2013), con lo cual se podría hablar de un orden de participación del 10,8%.

Por otra parte, la política nacional de biocombustibles –PNBC–, que tiene sus orígenes en la Ley 693 de 2001 y adquiere su nombre con el CONPES 3510 de 2008, establece el mandato de uso de mezclas combustibles con alcohol carburante y biodiésel en proporciones sujetas a revisión periódica del MME, que al mes de diciembre de 2014 se encontraban en niveles de entre 10% y 0%, dependiendo del combustible (gasolina o diésel) y el departamento de aplicación. A partir de tal mandato, al año 2013 los biocombustibles representan el 7,04%[5] de los combustibles usados en el sector de transporte carretero, y el 4,87% del total de energéticos usados en el sector transporte (incluidos el transporte aéreo, marítimo y ferroviario).

En este punto, vale la pena anotar que teniendo en cuenta que la definición de FNCE establece que son *fuentes que en el país no son empleadas o son utilizadas de manera marginal y no se comercializan ampliamente*, alcanzados ciertos niveles de penetración, resulta necesario considerar los umbrales de utilización y comercialización que harían que una FNCE que aumenta su participación en la canasta energética pierda su condición de no convencional una vez superados tales umbrales. Tomando en cuenta esta consideración, en el caso de los biocombustibles que son comercializados ampliamente y utilizados por un alto porcentaje de la flota vehicular del país (cercano al 100%), se puede entonces interpretar que estos no corresponden a una FNCE o FNCER, pero sí pueden ser reconocidos como una forma de energía renovable.

1.4 Coyuntura actual (2015)

La principal razón para el relativo subdesarrollo de las FNCER en Colombia radica en que, hasta el momento, a raíz de los costos de inversión asociados, un contexto energético de relativa abundancia de recursos convencionales ligado a una fuerte participación de hidroenergía en la matriz eléctrica, sumado a dificultades socioculturales y políticas para el ejercicio de acciones dirigidas a producir resultados de largo plazo, el Gobierno Nacional y los tomadores de decisiones del sector energético no han enfrentado la necesidad de trazar una hoja de ruta o definir una estrategia para el aprovechamiento de los recursos energéticos de origen renovable que se tienen disponibles. Es así como a pesar de haberse fijado algunas metas indicativas para la participación de estas fuentes en la canasta eléctrica, estas no se han cumplido, a raíz de la ausencia de instrumentos conducentes a tal propósito, que ha obedecido a su vez a la inexistencia de una política firmemente establecida que apoye y promueva el desarrollo y utilización de estas fuen-

3 De acuerdo con las definiciones establecidas en la Ley 1715 de 2014, las FNCE corresponden a las FNCER, más la energía nuclear y aquellas otras fuentes no convencionales de energía que la UPME pueda determinar en un futuro.

4 El 2,71% corresponde a la suma de 18,42 MW eólicos, 206 MWe de cogeneración a partir de bagazo de caña (conforme cifras de Asocaña, 2014), y 194,48 MW de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, que corresponden a un total de 418,90 MW de FNCE, en tanto que el SIN cuenta con una capacidad total instalada de 15.465,25 MW. Por otra parte, si en materia de hidroenergía, en lugar de tenerse en cuenta estrictamente solo los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (aquellos con capacidades < 10 MW) como FNCE, se contabilizaran todas las pequeñas centrales hidroeléctricas –PCHs– (aquellas con capacidades < 20 MW), la participación de estas fuentes renovables (que solo excluye las grandes hidroeléctricas > 20 MW) se incrementa a 5,25%.

5 Cálculos del autor con base en cifras de producción de etanol y biodiésel en 2013 según Fedebiocombustibles (2014a y 2014b), diésel y gasolina entregada en estaciones de servicio a nivel nacional en 2013 según UPME (2013), y poderes caloríficos asociados a cada combustible.

tes. Sin embargo, esta situación se encuentra ante una coyuntura sin precedentes con la expedición de la Ley 1715 de 2014,[6] que sumada al interés de diversos actores comerciales, emprendedores, académicos, institucionales y el apoyo recibido especialmente de entidades multilaterales como el BID, el FMAM, la Agencia de Estados Unidos para el Desarrollo Internacional –USAID–, el Banco Mundial –BM–, el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo –PNUD–, y otras agencias interesadas en promover el despliegue de estas tecnologías en América Latina y especialmente en Colombia, permiten pronosticar un acelerado crecimiento de las FNCER en los próximos años.

1.5 Motivaciones para desarrollar las FNCER

Teniendo presente que Colombia cuenta con un sistema eléctrico nacional relativamente bajo en emisiones de carbono (en comparación con otros países con mayor participación de combustibles fósiles en su canasta eléctrica), no dependiente en energéticos importados, y al mismo tiempo con suficiente capacidad de generación actual y en desarrollo para satisfacer su demanda eléctrica en el corto plazo (por lo menos por los próximos 5 años), en principio no parecieran tenerse fuertes razones para impulsar el desarrollo de fuentes de energía alternativa, como suelen serlo la necesidad de reducir la emisión de gases de efecto invernadero –GEI–, la necesidad de reducir la dependencia en combustibles importados o la presión de atender incrementos en la demanda mediante nueva capacidad instalada con base en recursos domésticos.

A su vez, al contar con recursos fósiles abundantes en materia de carbón y posibles yacimientos de gas y petróleo aún no explotados, el país no pareciera enfrentar la inminente necesidad de acudir a recursos y tecnologías no convencionales como sí lo han empezado a hacer países en un contexto energético o socioeconómico similar al de Colombia, como es el caso de Brasil, Argentina, México, Chile, Perú y otros países del vecindario latinoamericano.

Las anteriores condiciones fundamentan la tradicional percepción del sector energético colombiano en términos generales, razón por la cual el país no ha buscado de manera decidida el desarrollo de energías renovables no convencionales hasta el momento. Sin embargo, al día de hoy, las tendencias en reducción de costos y mitigación de riesgos asociadas con las FNCER, sumadas a las experiencias exitosas y desarrollos técnicos alcanzados internacionalmente y la presencia local de agentes con proyectos y prospectos novedosos para el contexto colombiano, ya han empezado a sentar las bases que justifican la adopción de una estrategia para el desarrollo de las FNCER en Colombia. A continuación se presentan algunos de los motivos que, según una visión internacional experta, motivan la promoción de estas fuentes a nivel nacional.

1.5.1 Riesgo asociado a la energía hidroeléctrica

La alta dependencia de Colombia en sus recursos hidroeléctricos pone al país en riesgo periódico de escasez y altos precios de la energía, como fue evidenciado en la crisis energética generada por el fenómeno de El Niño en los años 1992 y 1993 o más recientemente en los altos precios de energía experimentados en 2009, 2010, 2013 y 2014. Más aún, análisis recientes han pronosticado que la vulnerabilidad a las sequías crecerá significativamente en Colombia debido al cambio climático (CorpoEma, 2010a; 2010c). Entre tanto, existen en el mundo ejemplos de otros países que dependen de sus embalses y plantas de generación hidroeléctrica, los cuales han tenido que enfrentar continuas crisis energéticas a causa de sequías y del crecimiento de su demanda (por ejemplo, Uganda y Albania). Algunos de estos países han optado por la instalación de plantas de generación térmica con altos costos de operación (por ejemplo, generación por combustión de petróleo) como complemento para suplir los déficits de energía que no pueden ser cubiertos con energía hídrica. En consecuencia, tales plantas térmicas han expuesto a estos países a los riesgos asociados con la volatilidad de precios del mercado internacional de los combustibles fósiles. Entre tanto, otros países, como por ejemplo Uruguay, han respondido al riesgo de las hidroeléctricas instalando una cantidad significativa de energía renovable no convencional, evitando los altos e inciertos costos de operación de las plantas térmicas. Más aún, como ha sido demostrado en regiones como en los países nórdicos (Noruega, Suecia, Finlandia), la energía hídrica puede ser usada de manera efectiva para balancear y complementar la generación variable de otras fuentes renovables (como es el caso de la energía eólica y la energía solar). En el caso de Colombia, estudios como los de Vergara et al, 2010, COWI, 2014, más los Planes de expansión de referencia - Generación y transmisión de la UPME 2013-2027 y 2014-2028, y análisis conducidos por algunos de los agentes generadores que cuentan con mediciones de viento obtenidas en la Alta Guajira, han demostrado la existencia de patrones de complementariedad estacional entre los recursos nacionales eólicos e hídricos. Basado en estos hechos y evidencias, Colombia podría actuar estratégicamente para protegerse contra los riesgos derivados de la dependencia en recursos hidroeléctricos, a través del desarrollo y uso de otras energías renovables en lugar de procurar la expansión de su parque de generación térmica con base en combustibles fósiles, que actualmente depende principalmente de gas natural.

1.5.2 Aumento en los precios de la electricidad y el gas natural

Como lo presenta la figura 1.5, durante los últimos años en Colombia, el precio de la energía eléctrica en bolsa ha mantenido una tendencia constante al alza, llegando a precios cercanos a los 500 COP/kWh.

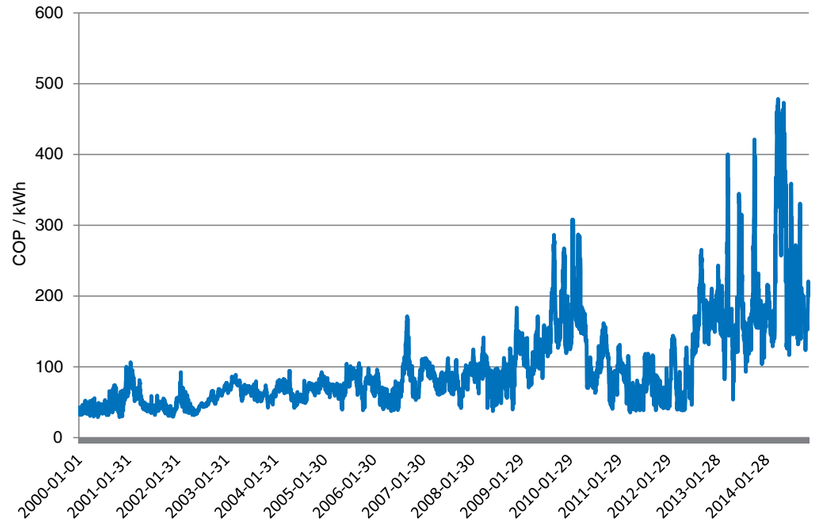


Figura 1.5. Tendencia de precios en el mercado mayorista de energía colombiano, 2000-2014 (promedios mensuales).
Fuente: Datos XM.

6 Si bien la Ley 697 de 2001 estableció las primeras líneas de intención para la promoción de las FNCE, especialmente para el caso de las ZNI, la ausencia de instrumentos o líneas de acción concretas allí dispuestas, y el hecho de que el objeto de tal ley lo constituyó el promover el uso racional de la energía, son diferencias fundamentales con la Ley 1715 de 2014.

Existen diversas tendencias que pueden estar contribuyendo a la formación de estos altos precios del mercado. Por ejemplo, en adición a la periódica disminución en la producción de energía hidroeléctrica, las proyecciones de precios del gas natural comercializado en la costa y el interior del país prevén incrementos de más del 40% para 2030 (respecto a 2014). [7] Teniendo en cuenta que los generadores térmicos en Colombia son elegibles para recibir pagos por confiabilidad por comprometerse a proveer energía firme a un cierto precio cuando los precios de bolsa se incrementan drásticamente, para poder asegurar tal cargo por confiabilidad los generadores deben garantizar contratos de combustibles, y al estar la mayoría de estos contratos expirando se espera que futuros contratos para la provisión de este energético sean mucho más costosos. De allí que los costos de futuras subastas del Cargo por confiabilidad -CxC- que de 2008 a 2011 pasaron de 13,998 USD/MWh a 15,7 USD/MWh (CREG, 2012) puedan seguir incrementando.

Actualmente, Colombia está construyendo una planta de regasificación de gas natural para proveer a los generadores ubicados en el norte del país a partir del año 2017 o 2018, momento en el cual se espera que la demanda interna de este combustible supere la oferta doméstica, lo cual incrementará los costos para el suministro de este energético. Por consiguiente, la volatilidad del mercado internacional sumada a las inversiones requeridas en términos de infraestructura a ser desarrollada para la importación del gas natural, muy seguramente pondrá presión adicional al alza en los precios del mercado mayorista.

Por otra parte, también resulta necesario considerar que el sector energético y el Gobierno Nacional colombianos han apostado por ahora a lograr los aumentos en capacidad de generación necesaria para satisfacer la demanda eléctrica futura, con base en hidroenergía generada a partir de nuevos grandes proyectos y en algunos proyectos térmicos con carbón ya programados para construcción, con lo cual se espera contrarrestar los incrementos esperados en el precio del gas natural y los eventuales períodos de baja hidrología.

No obstante, no es claro si todos los proyectos planteados efectivamente se construirán a tiempo, y si la capacidad de expansión planteada y sus costos serán suficientes para contrarrestar en su totalidad las presiones al alza en los precios de la electricidad. Entre tanto, consumidores de energía a gran escala, como es el caso de la industria, están buscando soluciones alternativas a nivel minorista para disminuir sus facturas de electricidad de manera sostenible, y la energía renovable podría ser parte del portafolio de soluciones.

Adicionalmente, a nivel del mercado mayorista, un incremento en el número de generadores de energía renovable participando en este mercado podría también crear un mercado mayorista más sólido y líquido, creando presión a la baja en los precios del mercado spot (a raíz de los bajos costos de operación asociados con FNCER como la eólica, solar y geotérmica).

Como se puede apreciar en la figura 1.5, en el año 2013 los precios del mercado mayorista de energía se ubicaron alrededor de 178 COP/kWh, mientras que en los meses de mayo y junio de 2014 el promedio llegó a subir a 358 COP/kWh, con precios máximos del orden de 478 COP/kWh. En contraste, resulta importante notar que los precios de licitaciones públicas de energía renovable llevados a cabo en la región han disminuido en los últimos años ubicándose en valores por debajo de los anteriormente mencionados. Es así como, por ejemplo, los contratos de largo plazo para energía eólica suscritos en países como Perú, Brasil y Uruguay a través de subastas realizadas entre 2006 y 2012, estuvieron en el rango de 80-180 COP/kWh, en tanto que las ofertas de solar FV realizadas en Brasil en noviembre de 2014 también se acercaron a dicho rango (87 USD/MWh). Sin embargo, vale la pena mencionar que este tipo de proyectos con tecnologías renovables modernas no están exentos de enfrentar la incertidumbre asociada con proyectos con tecnologías convencionales como son el rechazo de las comunidades o la oposición de ciertos sectores por temas sociales o ambientales.

7 De acuerdo con las proyecciones de precios de energéticos para generación eléctrica publicados por la UPME para el segundo semestre de 2014 (disponible en: http://www.upme.gov.co/SeccionNoticias/_PROYECCION_PRECIOS_GENERACION_SEGUNDO_SEMESTRE_FINAL.pdf) de precios entre 4 y 5 USD/MBTU para la costa y entre 3 y 4 USD/MBTU para el interior (2014), se estaría pasando a precios de entre 7 y 11 USD/MBTU para ambas regiones en el año 2030 (rango determinado por escenarios bajo y alto).

1.5.3 Oportunidad de desarrollo económico

Aunque algunos países acuden a las energías renovables principalmente por razones de independencia energética y motivaciones ambientales, otros países acuden a ellas a raíz de políticas industriales de desarrollo económico. Países como China y Sudáfrica, por ejemplo, han incluido requerimientos significativos en sus programas de energía renovable con el fin de apoyar el desarrollo de la industria nacional. Por ejemplo, hace un par de años Arabia Saudita anunció que desarrollará una capacidad de 54 GW de energía renovable para el año 2030 con el fin de reducir el consumo de petróleo y a la vez reposicionar su economía para exportar tecnologías de energía renovable (Al-Gain, 2012). En otros casos, como por ejemplo las naciones insulares que dependen del petróleo, la energía renovable es significativamente más barata que las alternativas de combustibles fósiles (Rickerson, et al, 2012). Al mismo tiempo, el aprovechamiento de la energía renovable también puede ser utilizado como una estrategia de desarrollo económico ya que el despliegue de tecnologías como es el caso de la solar FV crea más empleos que las inversiones en proyectos de generación con combustibles fósiles, y mantiene los empleos "locales" dentro de las industrias (Renner, et al, 2008). Adicionalmente, la energía renovable instalada in situ puede proveer a los negocios e industrias una oportunidad significativa de generar ahorros en energía, contrarrestar la volatilidad de precios de los combustibles fósiles, y competir más efectivamente internacionalmente.

La economía colombiana ha crecido a una buena tasa durante la última década (tasa del 4% anual en promedio). Las exportaciones se han cuadruplicado, la inversión extranjera directa ha crecido en un factor de ocho, y el país ha sido reiterativamente elevado en categoría de inversión por agencias internacionales de calificación como Moody's y Standard & Poors. De apoyar la energía renovable de una manera estratégica, Colombia podría agregar un impulso adicional a su crecimiento económico al reducir los costos de energía para importantes sectores industriales, siempre y cuando se desarrollen proyectos competitivos con respecto a las condiciones de los mercados.

1.5.4 Tendencia de precios de la energía renovable

En los últimos años, el desarrollo de las tecnologías asociadas a la transformación de energías renovables ha sorprendido de manera sostenida a los analistas internacionales en materia de la velocidad y la rata con la que sus costos han venido reduciéndose, especialmente en el caso de la energía solar FV. La tabla 1.1, presentada a continuación, contiene en su segunda columna las proyecciones realizadas por diferentes organizaciones entre 1996 y 2000 con respecto al futuro crecimiento de las energías renovables. Entre tanto, la tercera columna muestra el desarrollo real del mercado, en donde es posible observar cómo diferentes entidades de reconocimiento mundial desestimaron en su momento de forma significativa el crecimiento en el uso de estas fuentes.

Tabla 1.1. Proyecciones de la energía renovable de 1996-2000 vs. desarrollo real del mercado.

Organización documento (año)	Proyección	Real
IEA (2000)	3% de energía renovable a nivel global (sin incluir hidroeléctricas) en 2020	3% alcanzado en 2008
IEA (2000)	30 GW de eólica a 2010	200 GW a 2010
Greenpeace (1999)	180 GW eólica global a 2010	198 GW a 2010
EPIA (2000)	2 GW de solar FV en Europa a 2010	29 GW de solar FV a 2010
Banco Mundial (1996)	8,5 GW de eólica en China a 2020	45 GW de eólica a 2010

Fuente: elaboración propia.

Una de las razones por las que la mayor parte de estas proyecciones no resultaron ser acertadas (con excepción de la de Greenpeace), radicó en que los analistas desestimaron el deseo de algunos países por capitalizar el valor de la energía renovable, al tiempo que no previeron los instrumentos que en materia de políticas serían puestos en marcha alrededor del mundo para la promoción de estas fuentes. De igual manera, los analistas tampoco pronosticaron en su momento la drástica reducción en precios que se presentaría en el caso de la tecnología solar FV. Al día de hoy, tanto los beneficios de la energía renovable, como el descenso en los costos de los sistemas y tecnologías asociados siguen creando la posibilidad de que los mercados de energías renovables continúen sorprendiendo a los analistas.

Por su parte, en el caso de la energía eólica, los costos de dicha tecnología si bien no han mostrado una tendencia similar a la presentada en el caso de la tecnología solar FV, en el caso particular de las turbinas o aerogeneradores experimentaron incrementos entre los años 2003 y 2008, pasando de valores de 1.000 USD/kW a 1.600 USD/kW para luego descender en 2013 nuevamente a los niveles de costos experimentados hacia 2004 (US DOE, 2013). Sin embargo, el punto a resaltar en el caso de esta tecnología radica en los avances representativos logrados en términos de eficiencia y sofisticación de estos equipos, lo cual permite hoy en día obtener el mismo output de energía por menores costos que hace 5 y 10 años.

Entre tanto, las tecnologías asociadas a recursos renovables como la energía geotérmica o la biomasa presentan costos relativamente estables al estar asociados principalmente con tecnologías maduras igualmente utilizadas en el caso de plantas térmicas operadas con combustibles convencionales. Sin embargo, en la medida en que estas tecnologías avanzan, los costos, si bien pueden ser aún altos en el caso de tecnologías relativamente novedosas asociadas a la biomasa como la gasificación o la pirólisis, en el largo plazo tienden hacia su reducción.

Dadas estas tendencias en materia de costos y ante el potencial de recursos renovables que se tienen disponibles a nivel nacional, se puede decir que el contexto actual es el adecuado para que las autoridades responsables de la formulación de política en Colombia dediquen esfuerzos al fomento de estas tecnologías que podrán traer beneficios de mediano y largo plazo al país, a través del establecimiento de lineamientos de política que se traduzcan en un marco normativo y regulatorio favorable para su participación.

CAPÍTULO 2

NICHOS DE OPORTUNIDAD

2.1 Energía eólica..... 38

2.2 Energía solar FV..... 40

2.3 Energía de la biomasa..... 43

2.4 Energía geotérmica..... 48

2.5 FNCER en ZNI..... 49

Nichos de oportunidad

Los análisis y el trabajo técnico desarrollado en el marco del presente proyecto se centran en cinco nichos de oportunidad en materia de FNCER para Colombia, los cuales han sido identifiados como áreas con potencial que el país puede desarrollar si así se lo propone:

- **Energía eólica**
- **Energía solar FV**
- **Energía de la biomasa**
- **Energía geotérmica**
- **FNCER en ZNI**

Las tecnologías que hoy en día permiten obtener energía final en forma de electricidad, calor y combustibles a partir de las FNCER son variadas, pero pocas de esas son las que en los últimos 15 a 40 años han evolucionado y madurado para convertirse en las más difundidas, desarrolladas y conocidas a nivel mundial.

Colombia, por la composición de su industria y su economía, no se caracteriza por ser un desarrollador de tecnologías. Sin embargo, en los últimos 30 años ha logrado acopiar cierta experiencia en lo que a las tecnologías solar fotovoltaica y solar térmica se refiere, al igual que en el aprovechamiento energético de biomasas particulares como el bagazo de caña para efectos de cogeneración, y en el desarrollo de al menos un par de proyectos demostrativos con energía eólica.

Ahora bien, los recursos disponibles a nivel nacional, como son una irradiación solar promedio de 194 W/m^2 para el territorio nacional, vientos localizados de velocidades medias en el orden de 9 m/s (a 80 m de altura para el caso particular del departamento de La Guajira, y potenciales energéticos del orden de 450.000 TJ por año en residuos de biomasa, representan potenciales atractivos comparados con los de países ubicados en otras latitudes del planeta. Esto, combinado con la existencia de tecnologías probadas para el aprovechamiento de estos recursos, tendencias de costos descendentes de estas, una amplia dependencia del recurso hídrico en términos de generación eléctrica asociada a los riesgos del cambio climático, y tarifas al usuario final en el rango de 11 a 18 US cent / kWh,[8] hacen que en Colombia cobre sentido el considerar la utilización de estas fuentes no explotadas. Ello, sumado a expectativas de incremento en el costo de combustibles fósiles como el gas natural y el propósito de la Ley 1715 de 2014 por mantener una baja huella de carbono y desarrollar una industria energética ambiental, social y económicamente sostenible en el largo plazo, hacen que el planeamiento energético del país requiera necesariamente considerar la utilización, despliegue y desarrollo de tecnologías con FNCER.

Los análisis y el trabajo técnico desarrollado en el marco del presente proyecto se centran en cinco nichos de oportunidad en materia de FNCER para Colombia, los cuales han sido identificados como áreas de potencial que el país puede desarrollar si así se lo propone:

- El desarrollo de proyectos eólicos en zonas de alto potencial, empezando por el departamento de La Guajira.
- El desarrollo masivo de sistemas distribuidos de autogeneración solar FV a pequeña y mediana escala.
- El desarrollo de proyectos de cogeneración a partir del aprovechamiento de la biomasa con fines energéticos.
- El desarrollo de proyectos geotérmicos en zonas de alto potencial como el área del macizo volcánico del Ruiz.
- El despliegue de proyectos con FNCER, especialmente a través de esquemas híbridos de generación, como solución energética en ZNI.

Estos nichos fueron definidos teniendo en cuenta diferentes criterios como el potencial del recurso, la disminución de costos en materia de desarrollos tecnológicos asociados, el interés por parte de actores locales en desarrollar proyectos, y la oportunidad para incluir un punto de la política energética que es de especial interés para el Gobierno Nacional. A continuación se presentan entonces las cuatro tecnologías asociadas que dan lugar a estos nichos de oportunidad junto con el contexto del quinto nicho correspondiente a la integración de algunas de estas tecnologías para la provisión de servicios energéticos en el caso de las ZNI.

8 El rango depende del nivel de tensión al cual se conecta el usuario.

2.1 Energía eólica

La energía eólica es hoy por hoy la fuente moderna de energía renovable de mayor difusión en el mundo, con 318 GW de capacidad instalada a 2013, y la de mayor crecimiento en los últimos 10 años, pasando de 48 GW instalados a finales de 2004 a los 318 GW mencionados para 2013, con una tasa promedio de crecimiento del 21% en los últimos 5 años. Países como Dinamarca y España producen hoy en día, respectivamente, el 39,1% (2014) y el 20,9% (2013) de su energía eléctrica a partir de esta fuente. Grandes fabricantes de turbinas como Vestas (Dinamarca), Goldwind (China), Enercon (Alemania), Siemens (Alemania), General Electric (EE.UU.) y Gamesa (España) dominan más del 50% del mercado mundial, y existen en el mundo hoy en día más de 100 compañías fabricantes de aerogeneradores, al menos tres de las cuales cuentan con presencia en países latinoamericanos como Brasil y Argentina (REN21, 2014 & Energynet DK, 2015).

Países latinoamericanos como Perú, Panamá, Chile, México, y Brasil cuentan hoy con capacidades eólicas instaladas o cerca de ser comisionadas (a 2014) de 148 MW, 220 MW, 836 MW, 2,3 GW, y 5,9 GW, respectivamente, mientras que Colombia cuenta con 19,5 MW conectados al SIN (capacidad que no ha incrementado desde su instalación en el año 2003).

Si bien el recurso eólico en Colombia no se caracteriza por ser uno de los mejores en términos generales (figura 2.1), el disponible en ciertas regiones localizadas como son ante todo el departamento de La Guajira y gran parte la región Caribe, al igual parte de los departamentos de Santander y Norte de Santander, zonas específicas de Risaralda y Tolima, el Valle del Cauca, el Huila y Boyacá cuentan con recursos aprovechables, que en el caso específico de La Guajira son considerados como de los mejores de Sur América. En este departamento se concentran los mayores regímenes de vientos alisios que recibe el país durante todo el año con velocidades promedio cercanas a los 9 m/s (a 80 m de altura), y dirección prevalente este-oeste (Huertas, et al, 2007) los cuales se estiman representan un potencial energético que se puede traducir en una capacidad instalable del orden de 18 GW eléctricos (Pérez, et al, 2002), es decir, casi 1,2 veces la capacidad de generación instalada en el SIN a diciembre de 2014 (15.465 MW). Entre tanto, si se suma el resto de la costa Caribe que presenta velocidades un poco menores a las de La Guajira con zonas costeras igualmente atractivas, bajo supuestos de viabilidad técnica realizados por Huertas y Pinilla (2007), el potencial de toda la región Caribe colombiana ascendería a una capacidad instalada de 20 GW mientras que los potenciales para otras regiones del país corresponderían a los números presentados en la tabla 2.1.

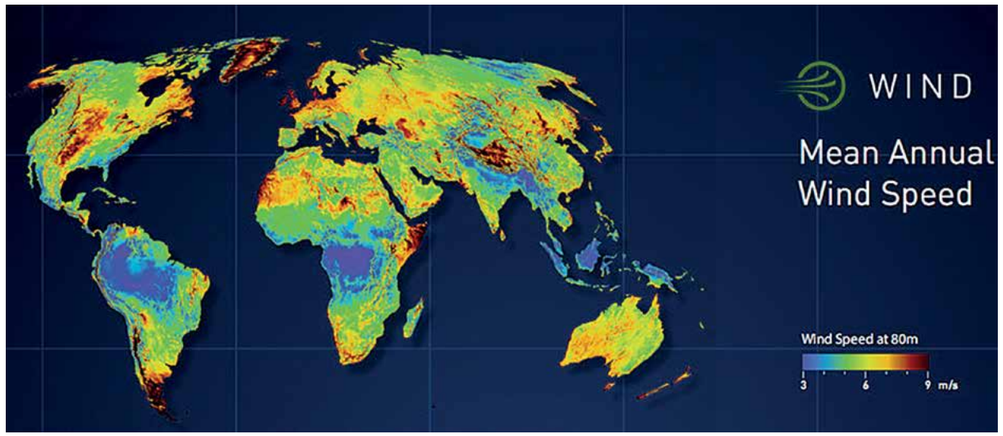


Figura 2.1 Recurso eólico en Colombia frente al resto del mundo.
Fuente: 3TIER, 2014.

Tabla 2.1. Potenciales para diferentes regiones del país.

Área	Potencial eólico (MW de capacidad instalable)
Costa Norte	20.000
Santanderes	5.000
Boyacá	1.000
Risaralda - Tolima	1.000
Huila	2.000
Valle del Cauca	500

Fuente: Huertas y Pinilla, 2007.

En vista de este considerable potencial, las grandes compañías generadoras en Colombia, al igual que otras compañías menores y firmas extranjeras, cuentan hoy en día con estaciones y proyectos de medición concentradas en la región de la Costa Norte y respectivamente en La Guajira, con miras a eventualmente desarrollar allí proyectos de generación eólica, en el corto y mediano plazo.

Sin embargo, la ausencia de proyectos eólicos hoy en día más allá del parque eólico de Jepirachi (19,5 MW de capacidad nominal) responde a la existencia de barreras que impiden o complican la viabilidad de estos proyectos por factores como son, en el caso de La Guajira, la falta de la infraestructura eléctrica necesaria para desalojar la energía producida hacia el interior del país, la complejidad de los procesos de negociación con las comunidades que habitan la región y, en términos generales, la ausencia de un marco normativo y regulatorio que viabilice la participación de este tipo de energía de carácter variable en el mercado eléctrico nacional y que valore el aporte que esta le haría al sistema en términos de complementariedad hidrica. Estas y otras barreras existentes son presentadas en el capítulo 3 de este documento.

Las razones que llevan a considerar el desarrollo de proyectos eólicos en áreas de alto potencial como La Guajira, como un nicho de oportunidad que le aportaría beneficios al país, los cuales justifican el esfuerzo y costos requeridos, son varias. Por un lado, vale la pena considerar el valor asociado al uso del recurso eólico de La Guajira (valor que hoy en día no es significativamente aprovechado y de cierta manera desperdiciado diariamente), el cual está en capacidad de sustituir por ejemplo parte del gas natural que hoy en día es utilizado para la generación de energía eléctrica. Por otra parte, este mismo beneficio puede ser entendido como la reducción en la necesidad de despachar plantas de generación de alto costo (operación y mantenimiento) como son las plantas térmicas que operan con gas y líquidos en la región Caribe, costos que además de ser relativamente elevados, están sujetos a la volatilidad del mercado internacional.

Otro beneficio ligado al anterior consiste en la reducción en los costos asociados al problema de restricciones del sistema, no solo por permitir despachar energía más barata, sino por aumentar la capacidad de generación en la región Caribe que depende en buena parte de la originada en el centro del país. Igualmente, la complementariedad de la fuente eólica con la fuente hídrica, en virtud de la disponibilidad alterna de vientos y precipitación ante cambios de origen climático como el fenómeno de El Niño y los períodos cíclicos naturales de lluvias y sequía, representa un beneficio que los agentes que operan la mayor parte de las grandes hidroeléctricas del país están midiendo y han venido valorando en los últimos 10 años.

Igualmente, el desplazamiento de generación térmica con fuentes fósiles por energía eólica renovable representaría un beneficio ambiental medido en términos de ahorros en emisiones de efecto invernadero, como lo plantean valores establecidos por análisis de ciclo de vida que indican factores de emisiones de 15 kg CO_2 eq / MWh para plantas

eólicas, 450 kg CO_2 eq / MWh para plantas de gas natural, 850 kg CO_2 eq / MWh para plantas con combustibles líquidos y 1.000 kg CO_2 eq / MWh para plantas de carbón (NREL, 2013a).

De estas ventajas, sumadas al estado maduro de la tecnología asociada con la generación eólica (y su reducción de costos en términos de kWh generado), especialmente los aspectos de diversificación y complementariedad que la energía eólica puede ofrecer a la canasta eléctrica nacional, reducirían eventualmente (en el largo plazo) los costos de generación del sistema, lo mismo que los riesgos de racionamiento enfrentados ante los fenómenos de escasez del recurso hídrico, fuente de la que es necesario recordar que el país depende hoy en día en un 75% en promedio en términos de generación, y que representa un 70% de la capacidad instalada del SIN.

Por estos motivos, al contarse con un escenario de oportunidades y a la vez retos importantes para su aprovechamiento en esta región, se considera el caso del desarrollo de proyectos eólicos de mediana y gran escala, empezando por La Guajira, como un nicho de oportunidad clave en el que vale la pena que el Gobierno centre esfuerzos para obtener beneficios no solo ambientales y económicos sino igualmente sociales. Lo anterior, a través del fomento al aprovechamiento de la energía de origen renovable, allí ampliamente disponible, y el accionar del Estado para procurar el bienestar de las comunidades que habitan en esta región, gracias a la actividad laboral y económica que el desarrollo y operación de estos proyectos puede originar.

2.2 Energía solar FV

La energía solar hoy en día representa la segunda fuente avanzada de energía renovable de mayor penetración en el mundo, después de la eólica, con una producción que equivale a entre 0,85% y 1% de la demanda mundial de electricidad (IEA, 2014c), lograda a través de una capacidad instalada de 139 GW a 2013. En el año 2013 está tecnología superó por primera vez en términos de crecimiento a la energía eólica con un incremento en la capacidad instalada de 39 GW (frente a 35 GW de eólica), presentando a la vez un crecimiento promedio del 55% anual para los últimos 5 años. Países como Alemania, China e Italia lideran los mercados de la energía solar contando con capacidades instaladas del orden de 36, 19 y 18 GW, respectivamente (REN21, 2014).

Como se presentó anteriormente, y como lo indican tanto diversas fuentes como los precios reales evidenciados en el mercado internacional, los costos de producción y los precios de la tecnología solar FV han decrecido de manera considerable en los últimos 10 años y más drásticamente en los últimos 4 años.

Entre tanto, para el caso de Colombia, las fuentes disponibles de información de recurso solar indican que el país cuenta con una irradiación promedio de 4,5 kWh/m²/d (UPME, IDEAM, 2005), la cual supera el promedio mundial de 3,9 kWh/m²/d, y está muy por encima del promedio recibido en Alemania (3,0 kWh/m²/d) (ArticSun, SF) país que hace mayor uso de la energía solar FV a nivel mundial, con aprox. 36 GW de capacidad instalada a 2013 (REN21, 2014). Como muestra la figura 2.2, si bien recursos como los de regiones como África, el Medio Oriente o Australia superan, en términos generales, el recurso disponible en Sur América, este representa buenos niveles de irradiación solar, ante todo en comparación con los países nórdicos, y en el caso de Colombia y los países ecuatoriales se cuenta con la ventaja de tener un buen recurso promedio a lo largo del año al no experimentar el fenómeno de las estaciones.

De acuerdo con el Atlas de radiación solar de la UPME, regiones particulares del país como son La Guajira, una buena parte de la Costa Atlántica y otras regiones específicas en los departamentos de Arauca, Casanare, Vichada y Meta, entre otros, presentan niveles de radiación por encima del promedio nacional que pueden llegar al orden de los 6,0 kWh/m²/d, recurso comparable con algunas de las regiones con mejor recurso en el mundo como es el caso del desierto de Atacama en Chile o los estados de Arizona y Nuevo México en Estados Unidos (NREL, 2008). Por otro lado, regiones como la Costa Pacífica reciben niveles por debajo del promedio, los cuales sin embargo siguen estando, por ejemplo, por encima de los niveles anuales promedio recibidos en Alemania. La tabla 2.2 presenta los valores de irradiación promedio para diferentes regiones del país, en tanto que en el Anexo 2 se presenta el cálculo de algunos potenciales para la instalación de sistemas solar FV en ciudades específicas del país.

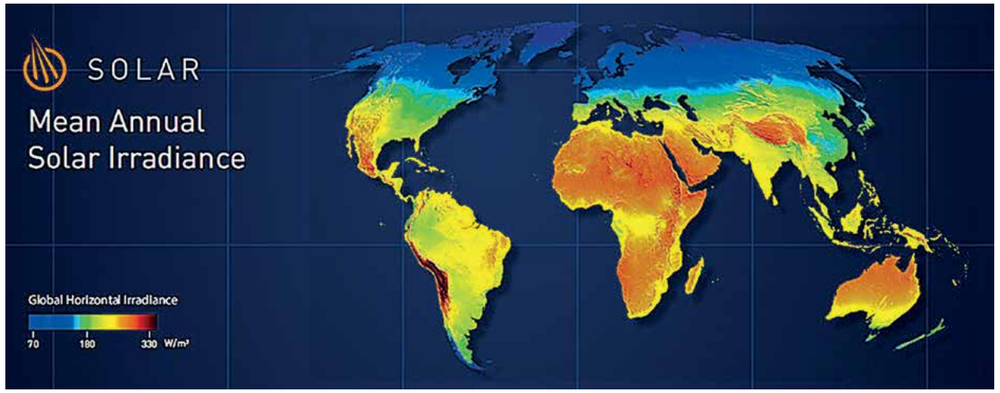


Figura 2.2. Recurso solar en Colombia frente al resto del mundo.
Fuente: 3TIER, 2014.

Tabla 2.2. Valores de irradiación promedio para diferentes regiones del país.

Región	Promedio irradiación (kWh/m²/día)
Guajira	6,0
Costa Atlántica	5,0
Orinoquía	4,5
Amazonía	4,2
Región Andina	4,5
Costa Pacífica	3,5

Fuente: UPME, IDEAM, 2005.

De estimaciones realizadas por CorpoEma (2010), al año 2010 en Colombia debían existir alrededor de 9 MWp de capacidad solar fotovoltaica instalada, correspondientes a sistemas privados, aplicaciones profesionales y soluciones en Zonas no interconectadas (se asume que conformados en su mayor parte por sistemas de baja capacidad, inferior al orden de 10 kWp). Adicionalmente, de los últimos años se tiene información de la instalación de un buen número de sistemas de capacidades superiores a los 10 kWp (algunos del orden de varios cientos de kWp) tanto en ZNI como en los sectores comercial e industrial. Actualmente, a través del nuevo Sistema de gestión de información y conocimiento en FNCER de la UPME, se está realizando la gestión necesaria para inventariar este tipo de proyectos a través de su registro voluntario por parte de los desarrolladores, instaladores y usuarios interesados en compartir tal información con el público general[9].

Al igual que en el caso de la energía eólica, se tienen varias razones que llevan a considerar en la energía solar FV un nicho de oportunidad con potencial para brindar beneficios importantes al sector energético nacional. Primero que todo están los costos decrecientes de la tecnología, en especial de los módulos o celdas solar FV, que han llevado a que el costo nivelado de la energía solar FV hoy en día resulte competitivo en algunos casos con las tarifas del mercado minorista de energía eléctrica, especialmente a niveles comercial y residencial. Por otra parte, a través de la implementación y masificación de pequeños sistemas de autoge-

9 Ver el módulo de proyectos del SGIC-FNCER en: http://www1.upme.gov.co/sgic/?q=listado-de-proyectos

neración distribuida se pueden lograr impactos positivos, como son el permitir a los usuarios generar su propia energía, reduciendo así el riesgo de los usuarios a estar sometidos a cierta volatilidad y usuales incrementos en los costos de electricidad. De igual manera, el uso de la energía solar FV está en capacidad de producir un desplazamiento marginal de la generación de plantas térmicas de mayor impacto ambiental, teniendo en cuenta que de acuerdo con los análisis de ciclo de vida de diferentes tecnologías, los factores de emisiones asociados con los sistemas solar FV se encuentran en el orden de 50 kg CO2 eq/MWh, frente a valores por encima de 450 kg CO2 eq/MWh para plantas operadas con combustibles fósiles (NREL, 2013a).

Más aún, teniendo en cuenta que la realización de los proyectos anteriormente mencionados ha sido posible hasta este momento bajo un esquema normativo que impide la entrega de excedentes a la red, y que la Ley 1715 de 2014 introduce la posibilidad de entregar dichos excedentes y manejar un esquema de créditos para sistemas de autogeneración de pequeña escala (que utilicen FNCER en general), este nuevo escenario seguro propiciará el desarrollo de un mayor número de proyectos dado que la entrega de excedentes representará ahorros o eventualmente ingresos al usuario que harán económicamente más atractiva su inversión es este tipo de sistemas.

Cuadro de texto 2.1. Nota sobre energía solar térmica.

Además de ser utilizada para su transformación en energía eléctrica a través del uso de módulos solar FV (materiales semiconductores que se valen del efecto fotoeléctrico y fotovoltaico para generar una corriente a partir de los fotones recibidos del sol), la energía solar puede ser transformada en calor principalmente para el calentamiento de agua y espacios, a través de lo que se conoce como colectores o calentadores solares, los cuales capturan la irradiación solar mediante una superficie oscura y materiales altamente conductores que transfieren la energía en forma de calor a un fluido de trabajo. Estos sistemas permiten alcanzar temperaturas del orden de 60 a 90 °C. De igual manera, se utilizan hoy en día tecnologías para la concentración de la energía solar a fin de lograr altas temperaturas para la producción de vapor que puede ser usado directamente como calor útil en procesos industriales o para la producción de electricidad a partir de ciclos Rankin como los usados por las plantas térmicas convencionales u otros como el ciclo Stirling en el caso de concentradores de disco parabólico. En términos de capacidad instalada a nivel mundial para el uso de energía solar para calentamiento de agua (excluyendo la generación de electricidad a partir de concentración solar) al año 2013 se tenía registro de 326 GWth, cifra que supera en más de dos veces la capacidad instalada a nivel mundial en sistemas solar FV que corresponde a 139 GWe (REN21, 2014).

En Colombia, desde hace varias décadas (especialmente desde la instalación de sistemas en la década de los 80) se cuenta con cierto despliegue de colectores solares para el calentamiento de agua en viviendas, hoteles y hospitales. Sin embargo, los costos asociados a la compra e instalación de estos sistemas, sumado al hecho de que siempre requieren de un sistema de almacenamiento y un sistema de respaldo, hacen que los costos de alternativas como el gas natural sigan en la mayoría de los casos resultando ser la solución más económica para el aprovisionamiento de agua caliente. No obstante, en casos como el de instalaciones que utilizan GLP a costos mayores que el gas natural domiciliario utilizado en las principales ciudades de Colombia, este tipo de sistemas puede representar ahorros que hacen atractiva su implementación, lo mismo que en algunas ciudades y zonas que se caracterizan por contar con muy buenos niveles de irradiación solar como puede ser el caso de la Costa Caribe.

Un factor importante a ser analizado aún y a tener muy presente al momento de evaluar la conveniencia de impulsar en mayor medida la utilización de este tipo de sistemas a nivel nacional radica en los estándares técnicos de rendimiento y de calidad con que es necesario que cumplan los colectores, que dados sus principios básicos de funcionamiento hoy en día son fabricados por diferentes firmas a nivel nacional, pudiendo en casos representar productos confiables que han de ofrecer un buen rendimiento, pero en muchos otros pudiendo tratarse de productos cuyo desempeño no puede ser contrastado contra una ficha técnica debidamente elaborada y respaldada en pruebas que permitan determinar de manera certera la conveniencia o inconveniencia de realizar la inversión en este tipo de sistemas.

En el Anexo 6 se desarrolla este tema en mayor detalle, como parte de una estrategia para el aprovechamiento de potenciales en usos no eléctricos de las FNCER.

Finalmente, a través de la promoción de esquemas de autogeneración a pequeña escala, que se facilitan gracias a la versatilidad en materia de modularidad y fácil instalación de la tecnología solar FV, siendo esta una tecnología accesible, al menos a aquel público que hoy en día paga las más altas tarifas de energía en el país, se podrá empezar a dar lo que hoy se conoce como la democratización del mercado de energía, en la medida en que los usuarios entrarían a participar activamente del mismo con la posibilidad de convertirse en productores y, eventualmente, en vendedores de excedentes a su comercializador o a terceros interesados en su consumo.

2.3 Energía de la biomasa

La biomasa es aún hoy en día, como lo ha sido a lo largo de la historia de la humanidad, la fuente tradicional de energía renovable de mayor participación en la canasta energética mundial, siendo protagonista especialmente en países subdesarrollados y en vía de desarrollo a través del caso de la leña como energético comúnmente utilizado por poblaciones rurales y de escasos recursos para labores como la cocción de alimentos y la iluminación. Es así como el uso tradicional de la biomasa participa hoy con un 9% del consumo mundial de energía final, mientras que todas las otras fuentes de energía renovable (incluyendo allí los usos modernos de la bioenergía y los biocombustibles) suman entre todas un 10% (REN21, 2014).

Producción de electricidad

En lo que a la producción de electricidad se refiere, de un total de 21.431 TWh de electricidad producidos en el año 2010 a nivel mundial (IEA, 2012b), la biomasa participaba con la producción de 331 TWh, es decir con aproximadamente un 1,5% de ese total (IEA, 2012a). Entre tanto, para 2013 se tiene información que indica que tal generación ascendió a los 405 TWh (REN21, 2014), habiendo crecido en un 22% en tan solo tres años.

Mientras que Estados Unidos es el país líder en generación de electricidad a partir de biomasa con una producción de 59,9 TWh (IEA, 2014) en 2013, cifra que representa tan solo el 1,5% de su producción (igual al promedio mundial), el segundo país en producir mayor número de GWh al año a partir de biomasa en el mundo es Alemania, con 47,9 TWh en 2013, cifra que representó un 8,0% de su consumo final de electricidad para tal año. Entre tanto, Brasil está muy a la par con Alemania en lo que a la participación interna del recurso se refiere, con una porción del 8,1% (REN21, 2014) de su electricidad producida a partir de biomasa, mientras que en Finlandia dicha participación asciende al 12% (REN21, 2014).

Producción de calor, cogeneración y usos en transporte

Teniendo en cuenta que los usos de la biomasa con fines de generación eléctrica generalmente están asociados conjuntamente con su uso para la generación de calor útil a través de esquemas de cogeneración, en muchos casos esta también es utilizada para fines exclusivamente térmicos, y en otros para producir energéticos para el sector transporte (biocombustibles). Con esto, al considerar tanto los usos tradicionales como los usos modernos de la biomasa como energético, su participación en la canasta energética mundial asciende al orden de poco más del 10%, teniendo en cuenta que en países como Finlandia, Suecia y Estonia esta fuente supera el 25% (REN21, 2014) de participación en tales usos finales de la energía. También es de resaltar el caso de Brasil, en donde las cifras disponibles sugieren que la biomasa ocupa un lugar preponderante en la canasta energética del sector industrial (ONUDI, 2006) con cifras del orden de 40% para la industria metalúrgica, 35% para la industria cementera y 75% para la industria de alimentos, a la vez que este recurso representa el 23% de la canasta energética del transporte carretero a través de la producción de biocombustibles (IEA, 2014b).

En Colombia, de aproximadamente 62.200 GWh de electricidad producidos en el SIN en 2013,[10] 804 GWh, equivalentes al 1,3% de tal generación, correspondieron al uso de biomasa o, más exacta-

mente, al uso energético de bagazo de la caña de azúcar. Entre tanto, el uso de la biomasa para la producción de calor en la industria, especialmente representado por el uso de bagazo, algo de leña, carbón vegetal y otros residuos (como los de la palma de aceite y el arroz, utilizados generalmente para producción exclusiva de calor), representa aproximadamente un 11% del total de energía final utilizada por tal sector de consumo.

Por otra parte, la participación de los biocombustibles en la canasta energética nacional contribuye según cifras de 2012 con aproximadamente un 4,8% del consumo final de energía en el sector transporte[11] y a 2013 con un 7,04% en el caso del transporte carretero (esto es, excluyendo el transporte aéreo, fluvial, marítimo y ferroviario)[12].

Potencial asociado

Sin embargo, más allá del uso energético de la biomasa que ya se realiza en Colombia, el potencial para lograr un mayor aprovechamiento de residuos agropecuarios es considerable. Las tablas 2.3, 2.4, 2.5 y 2.6 muestran los potenciales representados en los residuos de 8 productos agrícolas, residuos porcinos, bovinos y avícolas, y otras fuentes de biomasa. Entre tanto, el potencial para desarrollar cultivos energéticos más allá de la porción de aquellos existentes en el caso de la palma de aceite y la caña de azúcar que son utilizados para la producción de biocombustibles, es igualmente considerable en tanto que se visualiza la disponibilidad de tierras con vocación agrícola, teniéndose cerca de 15 millones de hectáreas con tal vocación que hoy en día no son destinadas a esa actividad productiva (Perfetti et al, 2013), al tiempo que se enfrentan necesidades y oportunidades para el desarrollo rural que cobran especial importancia ante un eventual escenario de postconflicto. Es así como esquemas integrales de manejo de residuos de biomasa (ej. residuos del arroz, café, cacao, banano, y otros cultivos) que integren el aprovechamiento energético, sumado al eventual desarrollo de tierras productivas con objeto de cultivos energéticos (como cultivos dendroenergéticos u otros) han de jugar un papel importante en el crecimiento y modernización del sector agropecuario nacional y en el desarrollo del campo como tal.

10 Cifra tomada de XM, 2014. Esta cifra corresponde a energía entregada al SIN, mientras que la cifra de generación con biomasa en parte corresponde a energía autoconsumida y parte entregada al SIN.
11 Cifra calculada a partir del Balance Energético Nacional UPME para el año 2012.
12 Cifra calculada con base en datos de consumo de biocombustibles reportados por Fedebiocombustibles (Fedebiocombustibles, 2014a y 2014b) y cifras de comercialización de gasolina y diésel en estaciones de servicio reportadas por la UPME para el año 2013 (UPME, 2013).

Tabla 2.3. Potenciales energéticos de residuos agrícolas.

Cultivo	Toneladas producto (2012)	Residuo agrícola	Toneladas residuo (2012)	Potencial energético (TJ/año)
Palma	1.137.984	Cuesco	246.714	3.428
		Fibra	712.946	8.845
		Raquis	1.206.490	8.622
Caña Azúcar	2.681.348	RAC	8.741.194	42.761
		Bagazo	7.186.013	78.814
Caña panelera	1.284.771	Bagazo	4.817.888	52.841
		RAC	3.250.469	15.901
Café	1.092.361	Pulpa	2.327.929	8.354
		Cisco	224.262	3.870
		Tallos	3.303.299	44.701
Maíz	1.206.467	Rastrojo	1.126.840	11.080
		Tusa	325.746	3.389
		Capacho	254.564	3.863
Arroz	2.318.025	Tamo	5.447.359	19.476
		Cascarilla	463.605	6.715
Banano	1.834.822	Raquis	1.834.822	788
		Vástago	9.174.108	5.172
		Rechazo	275.223	484
Plátano	3.201.476	Raquis	3.201.476	1.374
		Vástago	16.007.378	9.024
		Rechazo	480.221	844
		Total		**330.350**

Fuente: Elaboración propia con base en UIS-UPME-IDEAM, 2010 & MADR, 2013.

Tabla 2.4. Potenciales energéticos de residuos pecuarios.

Residuos pecuarios	Toneladas residuo (2008)	Potencial energético (TJ/año)
Bovino	99.168.608	84.256
Avícola	3.446.348	29.183
Porcino	2.803.111	4.308
Subtotal		**117.748**

Fuente: UIS-UPME-IDEAM, 2010.

Tabla 2.5. Potenciales energéticos de otros residuos.

Otros residuos	Toneladas residuo (2008)	Potencial energético (TJ/año)
Residuos de poda	44.811	318
Centros acopio y plazas de mercado	120.210	92
Subtotal		**410**

Fuente: UIS-UPME-IDEAM, 2010.

Tabla 2.6. Potenciales energéticos de fuentes de metano.

Fuentes de metano	Metros cúbicos de metano (2008)	Potencial energético (TJ/año)
Destilerías de etanol	11.246.861	130
Plantas de sacrificio bovino y porcino	5.130.017	59
Plantas de sacrificio avícola	780.543	9
Subtotal		**198**

Fuente: CNPML, 2012.

De allí que sea considerado como necesario construir en los próximos años una política integral para el uso y desarrollo de la biomasa, que contemple como uno de sus pilares de promoción el del aprovechamiento energético, en lo que podría llamarse una política de bioenergía. Para lo anterior, se puede tener en cuenta la experiencia de países como Suecia, Brasil y la India, que son pioneros en el aprovechamiento energético de la biomasa. De igual forma, con una visión de largo plazo, Colombia puede considerar la estructuración, en un horizonte de muy largo plazo, de una economía que se transforme de la actual dependencia en el petróleo (no solo en el aspecto energético sino igualmente en el consumo de derivados de este recurso como materias primas) hacia una economía que pueda migrar tal dependencia a otros recursos energéticos de origen renovable entre los que la biomasa sería el sustituto directo del petróleo. Para considerar cómo ir avanzando en esa dirección se pueden mirar los ejemplos de los planes esbozados por la Comunidad Europea para los próximos 10 años en materia de inversiones en bioenergía (IEA, 2014a), y los primeros pasos que están tomando países como Estados Unidos y Brasil en el desarrollo de biorrefinerías, partiendo de la base de las plantas de biocombustibles hoy en día existentes en esos países (US DOE, 2014b).

Más en el corto plazo, se esbozan oportunidades concretas para el aprovechamiento de residuos como en el caso de la industria de la palma, en el que tanto los residuos sólidos como los efluentes del proceso de extracción del aceite pueden ser

insumos de sistemas eficientes de cogeneración basados principalmente en la producción de electricidad a través de turbinas de condensación, o la generación de biogás para producción de electricidad a través de motores de combustión interna. Sin embargo, en este y otros casos, hay que tener presente que dada la reducida demanda térmica que presentan las plantas extractoras de aceite, hoy en día resulta más factible y atractivo a los inversionistas dirigir sus proyectos de aprovechamiento de residuos a la generación casi exclusiva de energía eléctrica que pueda ser vendida como excedente tras satisfacer su propia demanda, teniendo en cuenta, además, que normalmente no se cuenta con una demanda alterna para el aprovechamiento o comercialización de calor útil (a diferencia del caso de la electricidad).

También como una oportunidad a ser aprovechada en el corto o mediano plazo, se tiene el caso del uso energético de una porción de los Residuos agrícolas de cosecha –RAC–, producto de la cosecha mecanizada de la caña de azúcar, los cuales han venido incrementando en volumen en los últimos años a raíz de la tendencia de mecanización que esta industria ha experimentado en respuesta a factores ambientales, de competitividad y sostenibilidad. Adicionalmente, está también el caso del tratamiento de aguas residuales producidas en plantas de alimentos y bebidas, a partir del cual se genera biogás (metano) que puede ser aprovechado para la producción de energía térmica (como hoy en día ya se hace en algunas pocas industrias del sector a nivel nacional), e idealmente para proyectos de cogeneración en los que, además de aprovecharse la generación de vapor para usos en los procesos industriales, se logra producir electricidad a bajos costos que permiten pagar las inversiones en tiempos relativamente cortos (del orden de 3 y 4 años).[13]

Otro caso interesante que se está trabajando en Colombia y en muchos países del mundo, es el del uso de residuos (no solo de biomasa sino también de los residuos industriales y otros catalogados como peligrosos) en la industria cementera, en la cual elementos como llantas, aceites usados, materiales contaminados y también residuos agrícolas como la cascarilla de arroz, son utilizados como fracción combustible en hornos de clinkerización. En Colombia, varias de las principales compañías productoras de cemento cuentan ya con proyectos que utilizan este tipo de combustibles alternativos como sustituto del carbón, el coque y el gas, que son los principales energéticos utilizados a nivel nacional en esta industria. Adicionalmente, hoy en día se habla de iniciativas y proyectos posiblemente en desarrollo para la generación eléctrica y cogeneración a partir de estos residuos en tal industria.

Teniendo en cuenta estas oportunidades y la curva de aprendizaje hoy en día ya adelantada a nivel local por industrias como la azucarera, el uso de biomasa como fuente de energía renovable representa un foco de interés en el que vale la pena que Colombia realice esfuerzos de política por viabilizar oportunidades de desarrollo rural tecnificado, en las que el autoabastecimiento energético a partir de estas fuentes sea motor de desarrollo de la agroindustria, y que adicionalmente pueda contribuir en relevante medida a la robustez del SIN a través de la integración de estas fuentes que pueden ofrecer energía con un alto nivel de firmeza[14] (como ya lo hacen los ingenios azucareros hoy en día con sus aportes a la red).

13 Cifra basada en caso de estudio conocido para una industria en la Sabana de Bogotá.
14 Por no mencionar su aspecto de complementariedad con el recurso hídrico como lo han analizado Asocaña y Cenicaña.

2.4 Energía geotérmica

Finalmente, en lo que a fuentes no convencionales de energía renovable ampliamente desarrolladas a nivel mundial se refiere, está la energía geotérmica, la cual hoy en día cuenta con una capacidad instalada del orden de 11,7 GW a nivel mundial (a 2013) (Geothermal Development Association, 2013), siendo Estados Unidos, Filipinas e Indonesia los países con mayores capacidades instaladas, con 3,4, 1,9 y 1,3 GW, respectivamente. Países latinoamericanos como México, Costa Rica, El Salvador y Nicaragua también han desarrollado la explotación de este recurso, contando México con 980 MW, Costa Rica y El Salvador con poco más de 200 MW cada uno y Nicaragua con 155 MW. Entre los países con mayor participación de la geotermia entre sus fuentes de generación eléctrica se encuentran Islandia (30%), Filipinas (27%), El Salvador (25%), Costa Rica y Nueva Zelanda (con aproximadamente 14% en cada caso).

Si bien Colombia no es uno de los países con mayor potencial para el aprovechamiento del recurso geotérmico, sí cuenta con zonas específicas como lo son la zona volcánica del Nevado del Ruiz y la región de influencia de los volcanes Chiles, Cerro Negro y Azufral en la frontera con Ecuador, zonas en las que el recurso puede ser aprovechado para la generación de decenas de MW a muy bajos costos de producción y operación. Sin embargo, el principal reto para el desarrollo de este tipo de proyectos yace en el riesgo y costos asociados a las etapas de exploración, y en la necesidad de establecer un marco regulatorio adecuado para la administración de este recurso que hasta el momento no ha sido explotado en Colombia.

De acuerdo con Haraldsson G. (2013) y OLADE (2013), el potencial para desarrollo de generación eléctrica a partir del recurso geotérmico en Colombia por ahora se estima en el orden de 1 a 2 GW.

Desde finales de la década de los 70, se vienen adelantando en Colombia estudios para identificar las zonas de alto potencial para el desarrollo de este tipo de proyectos, y hoy en día dos de las grandes empresas generadoras nacionales tienen firmes proyectos en etapas de licenciamiento ambiental para la exploración y explotación del recurso.

Entre sus ventajas, la energía geotérmica cuenta con la facilidad de utilizar tecnología equivalente a la ampliamente utilizada en plantas térmicas que operan con combustibles fósiles a partir de ciclos Rankin y ciclos combinados. La diferencia con estas últimas radica en que en lugar de hacerse necesario el uso de un combustible para obtener el vapor saturado que mueve las turbinas de generación, se hace necesaria la perforación de pozos en localizaciones estratégicas bajo las cuales yacen reservorios de agua caliente y vapor producido a partir del mismo calor de la tierra.

Habiéndose invertido ya importantes recursos en estos futuros desarrollos, teniendo en cuenta la amplia firmeza y confiabilidad a ser brindada por tal tipo de plantas y habiendo sido esta tecnología el objeto que condujo al desarrollo de este proyecto, se identifica en la geotermia un nicho de oportunidad de gran interés a ser incluido dentro de los frentes de trabajo para el desarrollo de las FNCER en Colombia.

2.5 FNCER en ZNI

Para el caso de las ZNI, en las que las soluciones convencionales para la provisión de energía eléctrica se basan principalmente en el uso de grupos electrógenos diésel, las FNCER como son pequeños aprovechamientos hidroelectricos, sistemas solar FV, pequeños aerogeneradores y aprovechamientos energéticos de biomasa para su eficiente combustión, representan soluciones costo efectivas que resultan competitivas con esa tecnología convencional dados los altos costos asociados principalmente con el transporte y consumo del diésel.

Las ZNI son entonces un nicho de oportunidad directo para el despliegue de las tecnologías de FNCER anteriormente referidas, y representan una prioridad del Gobierno Nacional para su implementación, teniendo en cuenta ante todo la disponibilidad de recursos como el solar, el hídrico, el biomásico o el eólico dependiendo de la zona específica a ser atendida. Lo anterior está sustentado por hechos como el que la Ley 697 de 2001 establece que es voluntad del Estado colombiano promover el desarrollo de las FNCE en las ZNI, mientras que el plan de acción indicativo del PROURE 2010-2015 determina las metas indicativas referidas en el capítulo 1 para lograr un 20% de participación de FNCE en la capacidad eléctrica instalada en ZNI a 2015 e incrementa tal meta para alcanzar un 30% en 2020. En esta materia, si bien el objetivo planteado probablemente no podrá ser cumplido al finalizar el año 2015, las cifras del IPSE indican que aproximadamente el 44% de los nuevos proyectos que se encontraban en marcha a 2014 (62 de 141 proyectos) están asociados con el uso de FNCE, mientras que un 29% del total de recursos que estaban siendo invertidos eran dirigidos a aquellos proyectos con FNCE (25.131 de 85.559 millones de pesos).

CAPÍTULO 3

BARRERAS

3.1 Barreras típicas 53

3.2 Barreras por nicho de oportunidad..... 56

Cada uno de los nichos de oportunidad trabajados enfrenta barreras específicas para su desarrollo e integración a nivel nacional. Una vez identificadas y caracterizadas, dichas barreras fueron además priorizadas para definir mecanismos e instrumentos que permitirían removerlas, y de esta forma obtener un impacto positivo sobre el desarrollo de estos nichos de oportunidad en materia de FNCER.

Barreras

La primera etapa de desarrollo de este proyecto comprendió un análisis de las barreras que en Colombia impiden o han impedido hasta el momento un despliegue representativo de las FNCER dentro de la canasta energética nacional. Como punto de partida para dicho análisis se levantó un inventario de las barreras identificadas por estudios locales, literatura internacional en la materia y, especialmente, a partir de insumos recibidos de parte de agentes del sector energético a través de mesas de discusión llevadas a cabo en el mes de noviembre de 2013. Posteriormente, una vez identificadas y caracterizadas, dichas barreras fueron además priorizadas para definir mecanismos e instrumentos que permitirían removerlas, y de esta forma obtener un impacto positivo sobre el desarrollo de estos nichos de oportunidad en materia de FNCER.

3.1 Barreras típicas

En las últimas décadas del siglo XX, numerosos países enfrentaron reformas profundas en sus sectores eléctricos motivados por razones económicas, ambientales, energéticas y de seguridad. Estas reformas establecieron un nuevo modelo operativo para el sector, en el cual las energías renovables han venido encontrando su lugar y forma de participar de diferentes maneras según los esquemas y normas establecidos en cada país.

Normalmente, la penetración de las FNCER en los diferentes mercados se ha dado como resultado de una serie de políticas que buscan eliminar barreras que desde el punto de partida del sector energético tradicional enfrentan estas fuentes al someterse a las condiciones preestablecidas con base en las características de las fuentes convencionales de generación. Y entre estas barreras, que pueden ser principalmente económicas, regulatorias e institucionales (Beck & Martinot, 2004), suelen considerarse las que se presentan a continuación:

- Incentivos erróneos, subsidios a fuentes convencionales.
- Altos costos y dificultades de financiamiento.
- Barreras de mercado, reglas ajustadas a fuentes convencionales.
- Competencia imperfecta, fuertes oligopolios basados en fuentes convencionales.
- Externalidades que no son valoradas e internalizadas.
- Falta de información en torno a recursos renovables.
- Falta de capital humano con conocimiento de las tecnologías.
- Prejuicio tecnológico, inclinación por tecnologías convencionales.
- Mayores costos transaccionales, investigación, negociación, ejecución.
- Factores regulatorios e institucionales, esquemas en torno a lo convencional.

Incentivos erróneos: corresponden al caso de una asignación errónea o inapropiada de incentivos o subsidios a fuentes convencionales de energía, que dificultan la participación en los mercados de fuentes más convenientes desde el punto de vista ambiental y social, como es el caso de las fuentes renovables. Estos incentivos pueden haber sido otorgados con el fin de suplir necesidades de atención a la demanda o ampliación de cobertura en momentos históricos con una disponibilidad tecnológica diferente a la actual, razón por la cual pueden llegar a ser reevaluados en la mayoría de los casos.

Costos y financiamiento: aunque no por mucho, en algunos casos la inversión inicial específica en tecnologías renovables no convencionales en la actualidad sigue siendo un poco más alta que en el caso de tecnologías convencionales. De igual for-

ma, dado el relativo desconocimiento por parte del sector financiero, especialmente en países en donde no se han gestado desarrollos importantes en proyectos con fuentes no convencionales hasta el momento, tanto la financiación como la valoración del riesgo pueden arrojar tasas adversas que no se comparan con las de proyectos con tecnologías convencionales.

Es así como, cuando se realizan inversiones en nuevas tecnologías que no han sido probadas o desplegadas localmente y acerca de las cuales se puede tener desinformación o una percepción equivocada, la tasa de descuento aceptada por los inversionistas será relativamente alta y, por lo tanto, resultará más difícil obtener el cierre financiero de un proyecto. Más aún, si los costos iniciales son mayores, muchas veces no se contempla la valoración de externalidades dentro del análisis costo beneficio, que pudiera dar lugar a incentivos económicos por parte del Gobierno a fin de impulsar este tipo de inversiones.

Siendo los inconvenientes de financiamiento particularmente notables para pequeños inversionistas que no cuentan con facilidades de crédito, esta barrera puede ser enfrentada a través de análisis de los tipos de inversión posibles y los riesgos particulares existentes en el mercado de las energías renovables (por parte de las mismas instituciones) lo mismo que a través del fortalecimiento de instituciones de microfinanciación que fomenten proyectos en energía limpia.

Barreras de mercado: algunas de las barreras típicas para la penetración de alternativas de generación con FNCER están relacionadas con la posición dominante de algunos agentes del mercado que al contar con portafolios de tecnologías convencionales que han significado cuantiosas inversiones, dificultan la entrada de nuevas tecnologías que les compitan con posibilidad de llegar a ser más eficientes y costo efectivas. De igual forma, la regulación de los mercados, así como los mecanismos de fijación de precios, determinan las señales en pro o en contra de la penetración de las energías renovables. Es importante notar que los altos precios de la electricidad y su crecimiento o volatilidad (determinados con base en los costos reales de producción) pueden por sí mismos actuar como señales del mercado en pro de las energías renovables; señales que pudieran ser efectivas de no existir mecanismos regulatorios que dificultasen su participación.

Competencia imperfecta: para que un mercado funcione adecuadamente, todas las partes de un intercambio o transacción deben tener igual poder de negociación. Sin embargo, en los casos en que se presenta la posición dominante de algún o algunos agentes del mercado y el poder de negociación es controlable desde la oferta de unos pocos (monopolio, oligopolio) o desde la demanda (monopsonio, oligopsonio), se requieren controles e intervenciones adicionales, lo que da lugar a la existencia de un regulador. En el caso de las energías renovables, cuando el mercado decide incorporar las fuentes no convencionales, se requiere desarrollar mecanismos regulatorios que permitan a los agentes pequeños y grandes competir en igualdad de condiciones con estas energías frente a las energías convencionales.

Externalidades: pudiendo ser negativas o positivas, estas se refieren a los costos o beneficios asociados a una actividad económica o transacción en particular, que sin verse reflejados en los precios de mercado afectan a terceros y no exclusivamente a los directos involucrados. Aunque podría decirse que en términos prácticos existe cierto consenso general sobre las externalidades ambientales asociadas a proyectos de generación energética (según la tecnología), desafortunadamente no existe el mismo consenso frente a su valoración e importancia, ante lo cual llevarlas a términos de costos reales resulta no ser una tarea fácil.

Información: en un mercado ideal, todos los actores poseen información suficiente y similar. De esta manera, idealmente la información es perfecta y no tiene costo, incluyendo precios futuros, opciones tecnológicas, nuevos desarrollos, disponibilidad de financiación y cualquier otra información relevante que pueda afectar económicamente una inversión.

Sin embargo, en la realidad, algunas de las fallas normalmente relacionadas con la información son: la ausencia absoluta de esta, su dificultad de acceso, su dispersión, su costo, su precisión o su calidad, su anticipación y la posibilidad de utilizarla o compartirla. Algunas de las barreras anteriormente mencionadas tienen su origen, al menos en parte, en la falta de información adecuada; por ejemplo, en el caso de lograr una justa valoración del riesgo para efectos de financiamiento, o en la valoración e internalización de externalidades.

Capital humano: uno de los factores fundamentales necesarios para la implementación y apropiación de nuevas tecnologías y el desarrollo o adaptación de nuevos mercados lo representa contar con el capital humano con la formación, capacidades y experiencia adecuadas. Por ende, para lograr la integración y el desarrollo de nuevas tecnologías como las asociadas a las FNCER, se requiere contar con una masa crítica de personas con conocimientos técnicos y profesionales, en capacidad de difundirlos, multiplicarlos y a la vez implementarlos a través del diseño, estructuración, desarrollo, construcción, operación y mantenimiento de proyectos, equipos y tecnologías. Lo anterior debe ser logrado no solo a través de la transferencia tecnológica con países desarrolladores y pioneros en esos campos, sino a través de la creación y afianzamiento de programas académicos de formación superior, técnica y universitaria que aborden aquellas tecnologías en vías de desarrollo.

Prejuicio tecnológico: el uso tradicional de tecnologías convencionales y las capacidades construidas a través de los años para su adecuado uso y desarrollo constituyen un capital importante que no debe ser menospreciado. Sin embargo, es natural enfrentar dificultades para migrar a nuevas alternativas, lo que amerita grandes esfuerzos para lograr el surgimiento de aquellas alternativas que pueden representar competencia o riesgos para la actividad tradicional. En el caso de las energías renovables, un mercado compuesto por agentes con portafolios y tradición en nichos tecnológicos convencionales puede significar una barrera natural a la incorporación de nuevas fuentes. Sin embargo, un entorno de condiciones propicias puede llevar a reevaluar los prejuicios establecidos a fin de dar cabida al desarrollo de nuevas alternativas cuyos potenciales beneficios sean evidentes.

Costos transaccionales: así como sucede en el caso ideal de la información, de acuerdo con la teoría neoclásica económica, los costos transaccionales normalmente podrían asumirse como mínimos o inexistentes. Sin embargo, todas las actividades relacionadas con el levantamiento de información, análisis de esta, negociaciones con posibles proveedores, socios y clientes, evaluación del riesgo, etc., tienen un costo asociado que en algunas ocasiones puede ser elevado y difícil de valorar en toda su magnitud. En el caso de las FNCER, en el que la escala de los proyectos suele ser menor a la de proyectos con fuentes convencionales, los costos transaccionales asociados con la valoración del recurso, los permisos y el licenciamiento, la negociación de contratos de venta de energía y la interconexión, entre otros, suelen ser por ende más altos por MW instalado o MWh producido.

Factores regulatorios e institucionales: teniendo en cuenta que los esquemas regulatorios e institucionales desarrollados y consolidados a través de los años tienen sus bases sobre las prácticas constituidas como convencionales, es normal que estos en principio no se presten para la fácil implementación de cambios que den lugar a nuevas prácticas o esquemas. Sin embargo, estos sistemas están sujetos a su adaptación y evolución según los hechos y las circunstancias los hacen meritorios. La barrera constituida en este aspecto para la adaptación y transformación a esquemas regulatorios apropiados para la incorporación de las fuentes no convencionales en condiciones de equidad con las de las fuentes tradicionales puede estar en la disposición de las instituciones a analizar de manera permanente la conveniencia de realizar cambios y ajustes que propendan al beneficio común sin arraigarse de manera injustificada a evitar el cambio.

3.2 Barreras por nicho de oportunidad

3.2.1 Identificación

A partir de la bibliografía disponible en la temática, así como de los talleres y las reuniones realizadas entre el equipo consultor del proyecto, las instituciones del sector energético y agentes desarrolladores de proyectos, se identificó un conjunto de barreras hoy en día consideradas como impedimento para el desarrollo individual de cada uno de los 5 nichos de oportunidad definidos, que se recuerdan a continuación:

- Proyectos de **energía eólica** en zonas de alto potencial
- Sistemas de autogeneración con **energía solar FV**
- Proyectos de **cogeneración con biomasa**
- Proyectos de **energía geotérmica** en zonas de alto potencial
- Proyectos con **FNCER en las ZNI.**

3.2.2 Priorización

Una vez identificado el conjunto de barreras para cada nicho, se propuso un sistema de evaluación cualitativa a fin de priorizar conjuntamente su relevancia y la factibilidad de implementar soluciones para su remoción o la mitigación de sus efectos. Con base en tal priorización se buscó precisar aquellas barreras asociadas a cada nicho que, teniendo al menos una posible solución, resultasen conducentes a la formulación de las propuestas más costo-efectivas para facilitar el desarrollo de cada uno de los nichos de oportunidad seleccionados.

Para esto se definieron cinco aspectos o dimensiones consideradas como relevantes dentro de la evaluación y priorización de cada barrera, conforme se presenta en la tabla 3.1.

Como lo indica la tabla 3.1, a cada una de las cinco dimensiones consideradas se le asignó el mismo peso de ponderación en la evaluación (20%), bajo el precepto de que cada una de ellas reviste alta e igual importancia al momento de determinar su prioridad dentro del conjunto.

Adicionalmente, a fin de facilitar la evaluación de cada aspecto, se definieron 3 posibles rangos de calificación, los cuales se presentan en la tabla 3.2, junto con una descripción de su significado, así como una explicación más específica para cada uno de los aspectos evaluados.

Como lo sugiere la tabla 3.2, los resultados cuantitativos obtenidos de la aplicación de esta metodología indican que entre más alto sea el puntaje total para una determinada barrera, su remoción posiblemente representará un mayor impacto sobre el desarrollo de la tecnología o nicho de oportunidad, mayores beneficios en términos generales y, a la vez, menores costos, relativa facilidad de remoción y podrá hacerse a través de acciones acometidas por el Estado. Sin embargo, solo los puntajes obtenidos para cada barrera podrán constatar las anteriores posibilidades a la luz de poder contar con un alto puntaje que no cumpla con algunas de las anteriores características.

Tabla 3.1. Aspectos de evaluación de cada barrera.

Aspecto / dimensión	Ponderación
Impacto: Impacto de la barrera en el desarrollo de la FNCER	20%
Facilidad: Facilidad de implementación de soluciones para remover la barrera	20%
Injerencia: Rol que juega el Estado en la remoción de la barrera	20%
Beneficios: Beneficios a ser obtenidos de la remoción de la barrera	20%
Costos: Costos asociados con la remoción de la barrera	20%

Fuente: elaboración propia.

Tabla 3.2. Rangos de calificación para cada uno de los aspectos evaluados.

Aspecto	Descripción	Calificación	Explicación de la calificación	Valor
Impacto	El impacto de la barrera en el desarrollo del aprovechamiento de la fuente y más específicamente en el despliegue de la tecnología asociada	Definitivo	La barrera impacta totalmente, impidiendo el desarrollo del aprovechamiento de la fuente	14-20
		Moderado	La barrera disminuye moderadamente la viabilidad de implementar la tecnología	8-13
		Marginal	La existencia de la barrera no influye notablemente en la implementación de la tecnología aunque su remoción la beneficiaría	1-7
Facilidad	Grado de facilidad asociado con la implementación de posibles soluciones para la remoción de la barrera	Necesidad de ajustar normas existentes	La barrera depende de una reglamentación o sencillo ajuste al modelo de regulación económica	14-20
		Necesidad de producir cambios de política y normas asociadas	Se requiere de nuevos lineamientos de política que permitan producir elementos regulatorios o normativos para eliminar la barrera	8-13
		Se requieren cambios en la ley, que induzcan cambios en la política y normatividad asociadas	Se requiere realizar cambios a nivel de leyes para lograr abordar la barrera	1-7
Injerencia	Rol o nivel de injerencia que juega el Estado en la eliminación de la barrera	Alta	La remoción de la barrera depende completamente del Estado	14-20
		Media	La remoción de la barrera depende del mercado pero el Estado cuenta con herramientas de influencia	8-13
		Baja	La superación de la barrera depende únicamente del mercado o actores externos	1-7
Beneficios	Beneficios a ser logrados a través de la remoción de la barrera	Altos	A través de la remoción de la barrera se promoverá la diversificación del mix energético, aumento de la cobertura y de la competitividad	14-20
		Moderados	A través de la remoción de la barrera se impulsará la electrificación rural y/o el aumento de eficiencia y modernización del sistema eléctrico (universalización del servicio)	8-13
		Marginales	A través de la remoción de la barrera se obtendrán beneficios secundarios (reducción de emisiones, eficiencia energética, etc.)	1-7
Costo	Costos en los que resulta necesario incurrir para remover la barrera	Bajo	Los costos requeridos para la implementación de posibles soluciones son bajos	14-20
		Medio	Los costos asociados con posibles soluciones para remover la barrera son moderados	8-13
		Alto	Los costos requeridos para remover la barrera son muy altos	1-7

Fuente: elaboración propia.

En todo caso, la metodología de calificación adoptada permite determinar cuáles son las barreras que al recibir un mayor puntaje tienen el potencial de conducir a la formulación de las soluciones más costo-efectivas en la medida de mayores impactos y beneficios, con los menores esfuerzos y costos, y a través de acciones que pueden ser conducidas o facilitadas desde el Gobierno Nacional y sus entidades a fin de promover y fomentar el desarrollo de cada uno de los nichos analizados.

La calificación de los aspectos evaluados fue llevada a cabo a partir de la realización de una encuesta que fue respondida por 15 expertos, entre los que se contó con la participación de algunos agentes, firmas y gremios con interés e injerencia en cada uno de los cinco nichos de oportunidad, y de las que se obtuvieron los resultados consolidados que se presentan a continuación.

3.2.3 Energía eólica

Como se presentó en el capítulo 2, el mayor potencial de energía eólica en Colombia se encuentra localizado en el norte del país, particularmente en la franja de la Costa Caribe y de manera más concentrada en el departamento de La Guajira. Por otra parte, a partir de los encuentros y talleres realizados en el marco de este proyecto, se tiene conocimiento de estaciones y proyectos de medición del recurso desarrollados por grandes agentes generadores nacionales y firmas internacionales que desde hace algunos años vienen trabajando prospectos para adelantar proyectos eólicos en esta región, una vez que las condiciones normativas, regulatorias y financieras lo permitan. Sin embargo, la materialización de estos proyectos en Colombia aún enfrenta barreras determinantes por ser abordadas, asociadas con factores como la infraestructura de conexión y acceso, su integración y aceptación por parte de la comunidad local, su participación en el mercado de energía mayorista y la valoración de la energía eólica como una fuente de generación complementaria a la matriz hídrica, entre otros.

A continuación, en la tabla 3.3 se presentan las 9 barreras identificadas, junto con los resultados del ejercicio de priorización, para el caso de este nicho de oportunidad. Cada barrera se identifica con el tema en el que se enmarca, seguido de una descripción detallada, su puntaje total de valoración asociado y su prioridad.

Tabla 3.3. Barreras identificadas y priorizadas para energía eólica.

Tema	Descripción de la barrera	Puntaje	Prioridad
Licenciamiento	Hasta la fecha, la normatividad ambiental ha reglamentado los temas de la generación con fuentes termoeléctricas convencionales e hidroeléctricas. Sin embargo, no se cuenta con términos de referencia (TDR) específicos para los estudios ambientales de las fuentes no convencionales. Adicionalmente, el punto más crítico enfrentado en materia de licenciamiento corresponde a los procesos de consulta previa con comunidades indígenas como en el caso de La Guajira.	68,56	1
Requerimientos técnicos	No existen requerimientos técnicos específicos definidos en el código de redes para la conexión y operación de parques eólicos interconectados al SIN.	67,70	2
Infraestructura	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 FNCER se encuentran localizadas en sitios alejados de obras de infraestructura esenciales como son redes eléctricas para la transmisión de la energía, adecuadas vías de acceso y comunicación y otros servicios básicos, lo cual dificulta la construcción de estos proyectos y, ante todo, su integración al Sistema energético nacional.	67,27	3
ENFICC y complementariedad	La filosofía o concepto de energía firme, como energía que debe estar en capacidad de ser entregada en cualquier instante de tiempo, es bastante exigente para las FNCER de carácter variable que dependen de las condiciones climáticas y del momento del día, del mes o del año. La metodología de cálculo de la ENFICC -energía firme para el cargo por confiablidad- vigente a 2014 para plantas eólicas es muy conservadora por lo cual no reconoce la totalidad de créditos que, según análisis realizados por terceros, la fuente puede aportar (COWI, 2014). Paralelamente, el beneficio de complementariedad que este tipo de plantas puede brindar en períodos de bajas hidrologías no es valorado y por tanto no es remunerado a través del esquema de CxC (cargo por confiabilidad) u otro mecanismo.	65,70	4
Naturaleza del recurso	La energía eólica, al igual que otras FNCER como la energía solar y los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, por su naturaleza variable no se ajustan al modelo de regulación colombiano de fuentes “despachables”. Bajo dicho modelo, el mercado eléctrico mayorista exige que todos los proyectos con capacidades mayores a 20 MW estén sujetos al despacho central, con lo cual pueden ser penalizados por desviaciones respecto a la energía ofertada el día anterior, no teniéndose la opción de realizar las ofertas con tan solo unas horas de anticipación.	64,90	5

Continuación Tabla 3.3. Barreras identificadas y priorizadas para energía eólica.

Tema	Descripción de la barrera	Puntaje	Prioridad
Política energética	Aun cuando la política energética colombiana habla de promover el uso de las energías renovables (distintas de la hidroelectricidad), hasta antes de la Ley 1715 no era explícita en definir los elementos motivadores o "drivers" que llevan a tal promoción. Se ha de tener en cuenta que la definición de esta y las otras barreras tratadas en este documento se dio antes de la expedición de la Ley 1715.	64,50	6
Conocimiento del recurso	Si bien existen iniciativas puntuales de entidades como la UPME y el IDEAM, para brindar información de caracterización del recurso eólico como una primera aproximación para agentes interesados en su aprovechamiento, no existe un mecanismo para brindar información pública suficiente de este recurso, u otras FNCER. Así mismo, no existen obligaciones por parte de quienes estudian estos recursos para compartir información con entidades como la UPME para planear su adecuado aprovechamiento.	58,75	7
Financiación	La falta de conocimiento local en el desarrollo de proyectos eólicos, sus características en materia de tecnología, rendimientos, costos operacionales, riesgos, etc., y la ausencia de mecanismos locales de promoción para el desarrollo de esta fuente, dificulta el acceso de los agentes interesados a fuentes de financiación favorables para la realización de estos proyectos.	57,50	8
Costos de inversión	Si bien los costos de inversión de la tecnología para el aprovechamiento de la energía eólica han venido reduciéndose en la medida en que su eficiencia y factores de planta se han venido incrementando, y en algunos casos se puede decir que están en la frontera de competitividad con las fuentes tradicionales, los costos nivelados de la energía a partir de esta fuente aún pueden resultar relativamente altos dadas las implicaciones comerciales de la variabilidad del recurso.	50,57	9

Fuente: elaboración propia.

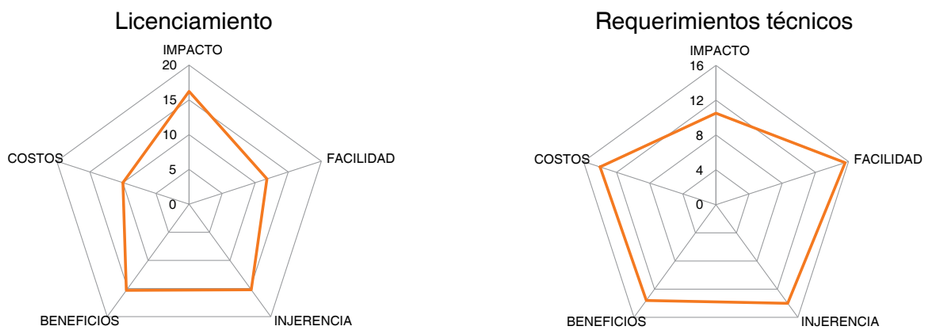
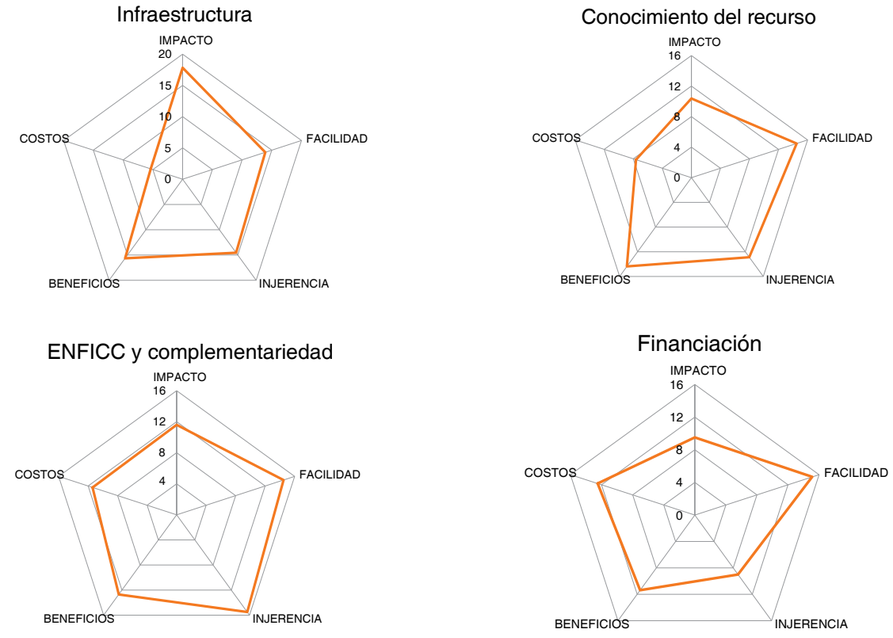


Figura 3.1. Resultados de valoración por aspecto para cada barrera en el caso de la energía eólica.
Fuente: elaboración propia.



Continuación Figura 3.1. Resultados de valoración por aspecto para cada barrera en el caso de la energía eólica.

A continuación se presentan en mayor detalle las tres barreras identificadas como prioritarias a partir de los resultados de la evaluación realizada.

Primera barrera prioritaria. Licenciamiento

Los procesos de licenciamiento para la construcción de posibles parques eólicos u otros proyectos, más específicamente en lo que se refiere a consultas previas y negociación con las comunidades, son procesos a través de los cuales se busca llegar a un acuerdo con la comunidad que habita o tiene derechos sobre el área de influencia del proyecto. A través de tal acuerdo se pretende lograr el consentimiento de la comunidad para la realización de las obras correspondientes y la operación productiva del proyecto, concertando con tal comunidad los beneficios de los que esta ha de ser partícipe.

La identificación de este tipo de proceso como una barrera para el desarrollo de proyectos eólicos en La Guajira recoge la preocupación expresada por parte de algunos agentes que estando interesados en realizar este tipo de proyectos en la región han iniciado los procesos de identificación y contacto con las comunidades indígenas que allí habitan, experimentando dificultades para determinar qué comunidades e individuos efectivamente tienen derechos legítimos sobre las tierras que estarían cobijadas dentro del área de influencia, y así cuantificar los costos que pudieran estar asociados con la atención a tales comunidades y los requerimientos que estas pueden plantear. Esto, sumado a las diferencias socioculturales y particularidades idiosincráticas de la región, representa un reto que agrega altos niveles de incertidumbre a la valoración de los proyectos, por ende constituyendo una barrera importante identificada para darles viabilidad. Por tanto, siendo este tipo de procesos, procesos democráticos de concertación en los que el Estado y sus autoridades tienen la competencia de actuar como mediadores y facilitadores, cumpliendo como garantes de la trasparencia de los procesos, el mismo Estado a través de entidades delegadas podría jugar un rol importante en la superación de tal barrera.

Como se puede notar de la figura 3.1, la alta prioridad asignada a esta barrera del Licenciamiento responde a la combinación de altos beneficios a ser obtenidos de su remoción, sumado al alto impacto que la barrera representa sobre el aprovechamiento de la fuente, y el rol importancia que el Estado puede desempeñar para facilitar estos procesos de concertación. A esto se agregan conjuntamente la consideración de costos intermedios y un grado de dificultad moderado asociados con la implementación de esta solución.

Segunda barrera prioritaria. Requerimientos técnicos

La ausencia de un reglamento técnico y operativo que guíe y dé certeza a los agentes desarrolladores de proyectos eólicos sobre los requerimientos específicos a ser cumplidos desde su diseño mismo para poder ser interconectados al SIN, representa una barrera que podría ser superada mediante la acción de entidades del Estado. Si bien se cuenta con un Código de redes, como parte del Reglamento de operación del Sistema interconectado nacional, que hace referencia tanto a plantas hidráulicas como térmicas, no se cuenta con una normativa técnica, operativa y de calidad para la conexión de la generación eléctrica eólica al SIN, como puede citarse de ejemplo sí se tiene en el caso de Paraguay.[15]

En este caso, aun cuando el impacto de la barrera como tal no es considerado como muy alto por los encuestados, el hecho de representar un requerimiento que puede ser acometido por las autoridades competentes del Estado, sin constituir altos costos o grandes esfuerzos, le representa a esta barrera identificada merecer el segundo nivel de relevancia para ser abordada.

15 Código de redes 2012. Normas técnicas, operativas y de calidad, para la conexión de la generación eléctrica eólica al sistema interconectado nacional SIN. Centro Nacional de Despacho, Paraguay. Disponible en: http://www.cnd.com.pa/documentos/codred_eolico.pdf

Tercera barrera prioritaria. Infraestructura

La inexistencia de redes de transmisión cercanas a las áreas con mayor potencial del recurso eólico (Alta Guajira), para interconectar estos proyectos al SIN de una manera económicamente viable para el inversionista, representa una barrera crucial para el desarrollo de este nicho de oportunidad. A esto se pueden sumar la precaria calidad de vías de acceso y las condiciones adversas en términos de la infraestructura adecuada para el transporte y la manipulación de equipos como aspas y grandes componentes que deben ser conducidos por vía terrestre desde puertos como los de Puerto Bolívar o Santa Marta.

Si bien el mayor inconveniente enfrentado para la remoción de esta barrera lo constituyen los costos asociados con la construcción de las líneas de transmisión, dejando en un segundo lugar el costo asociado a mejoramientos en infraestructura que faciliten la construcción de los proyectos, el impacto absoluto de la barrera sobre su materialización de estos, sumado al rol que puede desempeñar el Estado en la procura de infraestructura pública y el desarrollo de activos de uso en la medida en que sus costos superan los beneficios a ser obtenidos para los usuarios y la comunidad, hacen que esta barrera ocupe una de las tres posiciones prioritarias que dictan acciones a ser acometidas por el Gobierno Nacional y sus instituciones para promover el desarrollo de este nicho de alto potencial energético.

Otras barreras

Por otra parte, también ameritan acción (con posibilidad de ser acometidas progresivamente) la valoración de la complementariedad asociada al recurso eólico en relación con el recurso hídrico, y su contraposición con la baja asignación de créditos de energía firme para el cargo por confiabilidad establecida por la regulación vigente a 2014, así como la incorporación o adaptación de mecanismos de mercado que reconozcan la naturaleza “aprovechable” más que “despachable” de esta fuente y permitan que su energía pueda participar del mercado eléctrico bajo condiciones que no representen penalizaciones improcedentes. Otras acciones a ser consideradas para la remoción de las principales barreras identificadas podrán estar dirigidas a integrar el conocimiento del recurso eólico que viene siendo construido independientemente por las firmas interesadas en desarrollar proyectos y por agentes con intereses comerciales legítimos, a través de una institución como la UPME, y por otra parte, al desarrollo de esquemas locales de financiación ajustados a las características propias de proyectos eólicos, posibilidades que conducen a los instrumentos planteados en el capítulo 4.

Finalmente, la figura 3.2 presenta el resultado de la evaluación de los 5 aspectos considerados para el total del conjunto de barreras correspondientes a la energía eólica, el cual indica que, en términos generales, el aspecto más relevante que justifica trabajar en la remoción o mitigación de estas barreras radica en los beneficios a ser obtenidos del desarrollo del nicho de oportunidad, seguido por la injerencia del Estado en su remoción y la relativa poca dificultad asociada, la alta incidencia que la remoción de este conjunto de barreras ha de tener sobre el desarrollo de este nicho de oportunidad, en tanto que los costos asociados a pesar de no ser bajos han de ubicarse en un nivel moderado que no supere los beneficios a ser obtenidos.

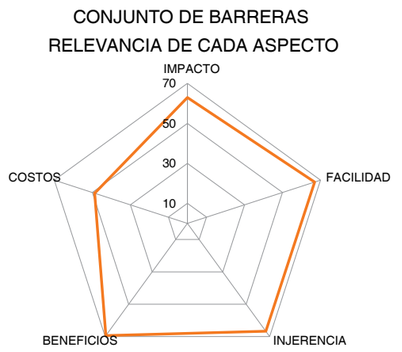


Figura 3.2. Resultados de valoración por aspecto para el conjunto total de barreras en el caso de la energía eólica.
Fuente: elaboración propia.

3.2.4 Energía solar FV

En el caso de la instalación de sistemas solar FV de pequeña y mediana escala, conectados a las redes de distribución, si bien hoy en día ya se cuenta con un número representativo de sistemas ubicados en puntos del SIN en los que estos podrían ser conectados para entregar sus excedentes, hasta el año 2014 la ley eléctrica no hacía posible tal entrega, algo que cambia con la Ley 1715 de 2014. Entre tanto, el potencial para lograr un amplio desarrollo de este tipo de sistemas en Colombia enfrenta otras barreras como son: un aún relativo alto costo de inversión por kWp instalado, la necesidad de desarrollar un mercado de oferta competitivo en materia de estándares de calidad, seguridad, servicio y bajos costos de instalación, y otras como logró determinarse a partir de este proyecto.

A continuación, la tabla 3.4 presenta el conjunto de 6 barreras identificadas para el caso de este nicho de oportunidad, en el orden de prioridad asignado con base en la aplicación de la metodología de calificación anteriormente planteada.

Tabla 3.4. Barreras identificadas y priorizadas en el caso de la energía solar FV.

Tema	Descripción de la barrera	Puntaje	Prioridad
Venta de excedentes	La ley (anterior a la Ley 1715 de 2014) prohíbe a los autogeneradores la venta de excedentes en condiciones permanentes, y no existe una figura reglamentada de productor marginal	75,64	1
Política energética	No existe una política energética en materia de generación distribuida con FNCER de pequeña escala, desarrollada por o para usuarios medianos y pequeños, conectados a las redes de distribución	71,00	2
Requerimientos técnicos	No existe una normatividad (normas técnicas y estándares) establecida para la selección de equipos, la configuración, instalación y conexión al SIN de pequeños o grandes sistemas de generación con energía solar FV	62,91	3
Información de potenciales	No se tiene certeza sobre los potenciales objeto de posible desarrollo para con base en ellos determinar y cuantificar los posibles impactos sobre las redes de distribución	60,36	4
Financiación	No se cuenta con esquemas financieros orientados a la inversión en este tipo de sistemas, especialmente dirigidos a los mercados o subsectores propicios para el desarrollo de sistemas de generación distribuida con solar FV	55,31	5
Redes inteligentes	A 2014 no se cuenta con una propuesta o un desarrollo regulatorio dirigido al desarrollo de redes inteligentes	54,45	6

Fuente: elaboración propia.

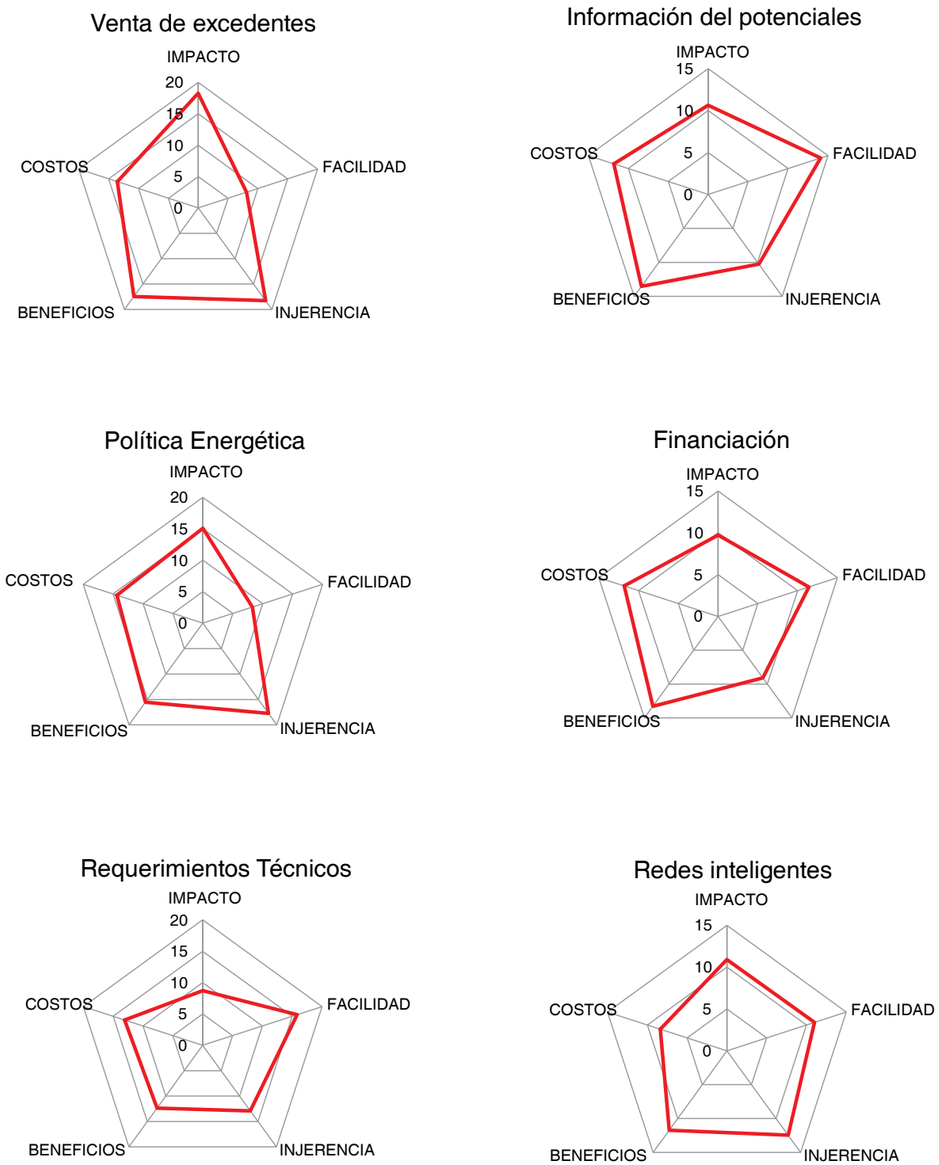


Figura 3.3. Resultados de valoración por aspecto, por cada barrera en el caso de la energía solar FV.
Fuente: elaboración propia.

A continuación se comentan las barreras de mayor prioridad:

Primera barrera prioritaria. Venta de excedentes

Esta barrera consiste en la imposibilidad para vender excedentes a la red, como condición legal aplicable antes de la expedición de la Ley 1715 de 2014, y con efecto práctico hasta tanto se reglamente el esquema que regirá para autogeneradores de pequeña escala con FNCER, lo que tomará un tiempo en poder implementarse. Conforme lo presenta la figura 3.3, al tiempo que esta barrera tiene un alto impacto sobre el desarrollo de la fuente, se identifica el rol y la facultad que tiene el Estado para lograr su remoción justificada con base en los beneficios a ser obtenidos. Entre tanto, en materia de los costos y los esfuerzos asociados con la implementación de una solución tal, se considera que los costos pueden ser intermedios-bajos, en tanto que se puede requerir de importantes esfuerzos asociados principalmente con el involucramiento de los agentes distribuidores y comercializadores del SIN para efectos de que acojan favorablemente las medidas y obligaciones que les competen para facilitar la entrega y comercialización de estos excedentes.

Segunda barrera prioritaria. Política energética

La ausencia de una política energética que cobije la promoción y desarrollo de la generación distribuida como tal, especialmente a pequeña escala y con FNCER como la solar FV. A esto se suma la ausencia de elementos de política energética enfocados en la promoción del concepto de redes inteligentes, a través de los cuales los usuarios paulatinamente pasen a asumir un rol más activo dentro de la operación eficiente del SIN. Lo anterior, asumiendo condiciones previas a la expedición de la Ley 1715 de 2014.

La calificación de esta barrera se caracteriza por presentar el rol fundamental del Estado en su posible solución, lo cual le merece la alta prioridad obtenida, en conjunto con un medianamente alto impacto sobre el desarrollo de la fuente, costos moderados y posibles retos de implementación. Estos últimos asociados a la complejidad técnica existente para integrar este tipo de fuentes de generación distribuida y nuevas interacciones de los usuarios con el sistema.

Tercera barrera prioritaria. Requerimientos técnicos

La ausencia de requerimientos técnicos debidamente definidos e incluidos en la regulación, tanto para la selección o aceptación de componentes y equipos en materia de seguridad y calidad, como en lo que se refiere a los requisitos a ser cumplidos para conectar estos sistemas al SIN representa una barrera de relativa fácil remoción. Al igual que se presenta en el caso de la energía eólica, este tipo de normas, estándares y reglamentación específicos a la tecnología particular, se requiere sean adoptados a nivel nacional para constituir la guía y estándares a ser seguidos por aquellos usuarios y desarrolladores interesados en implementar este tipo de sistemas, asegurando cumplir con los requisitos necesarios desde un principio (preferiblemente antes de realizar cualquier inversión).

Otras barreras

Por otro lado, las demás barreras identificadas para el desarrollo masivo de sistemas solar FV sugieren, a partir de los resultados obtenidos de su evaluación, la necesidad de cuantificar los potenciales de desarrollo para sectores o nichos específicos a fin de valorar los posibles impactos producidos sobre las redes de distribución. Así mismo, propiciar la creación de esquemas financieros de fácil acceso por parte de pequeños y medianos usuarios interesados en invertir en este tipo de sistemas. Esto, sin dejar de lado consideraciones y planes acometidos con una visión de mediano y largo plazo en lo que al desarrollo y apropiación del concepto de redes inteligentes se refiere.

La figura 3.4 presenta el consolidado de los resultados de la evaluación de aspectos para el conjunto total de barreras identificadas para este nicho de oportunidad. De acuerdo con estos, al igual que en el caso del conjunto de barreras enfrentadas por la energía eólica, el aspecto de mayor relevancia entre las barreras enfrentadas por la energía solar FV se encuentra asociado con los beneficios que se estima se derivan de su eliminación, seguido del rol que puede desempeñar el Estado en la implementación de posibles soluciones. Lo anterior, seguido de no muy altos costos ni esfuerzos asociados con tales soluciones, junto con un impacto representativo a ser logrado sobre el desarrollo de la fuente.

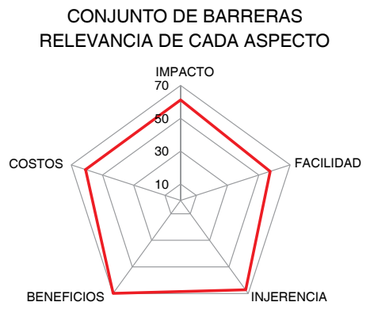


Figura 3.4. Resultados de valoración por aspecto para el conjunto total de barreras en el caso de la energía solar FV.
Fuente: elaboración propia.

3.2.5 Energía de la biomasa

En el caso de proyectos de cogeneración a partir de biomasa, especialmente en la industria, al año 2014 este es el nicho de oportunidad que mayor desarrollo presenta en el país en términos de la madurez de su implementación y la participación en aportes a la canasta energética nacional. Sin embargo, tal desarrollo se ha limitado casi que exclusivamente al caso del sector azucarero que reúne las condiciones propicias y la escala industrial adecuada para apalancar el eficiente aprovechamiento energético de los residuos generados de su proceso productivo, siendo en adelante posible trabajar en el frente de otros subsectores agroindustriales que cuentan con potenciales igualmente importantes. Entre tanto, barreras enfrentadas para la materialización de este tipo de proyectos las representan el desconocimiento existente entre la industria de las tecnologías, requisitos y procedimientos para la producción y comercialización de energía eléctrica, los costos de inversión asociados con el desarrollo de este tipo de proyectos, aspectos regulatorios como el mínimo Rendimiento eléctrico equivalente -REE- exigido para acceder a la figura de cogenerador y otras identificadas a través de este proyecto.

A continuación, la tabla 3.5 presenta el conjunto de 6 barrera identificadas para este nicho de oportunidad, junto con los resultados de priorización obtenidos.

$$REE = \frac{EE}{EP - \frac{CU}{\eta_{ref\ CU}}} \times 100\ [\%]$$

Donde:

EE = Producción total bruta de energía eléctrica en el proceso, expresado en kWh (que incluye tanto la energía eléctrica usada en el proceso productivo propio como los excedentes entregados a terceros)
EP = Energía primaria del combustible consumido por el proceso, expresado en kWh y calculada empleando el poder calorífico inferior del combustible.
CU = Producción total de calor útil del proceso, expresado en kWh.
$\eta_{ref\ CU}$ = Eficiencia de referencia para la producción de calor útil (valor fijado por la CREG en 0,9 mientras no se defina otro).

Definido por la resolución CREG 05 de 2010.

Tabla 3.5. Barreras identificadas y priorizadas en el caso de la cogeneración con biomasa.

Tema	Descripción de la barrera	Puntaje	Prioridad
Requisitos técnicos	La regulación vigente a 2014 exige, entre otras condiciones, para acceder a la figura de cogenerador, el cumplimiento de un mínimo Rendimiento eléctrico equivalente -REE- del proceso, el cual se establece a partir del combustible utilizado. Hoy en día, el valor dispuesto para biomasas o Combustibles de origen agrícola -COA- diferentes a las biomasas producidas de la caña de azúcar no puede ser alcanzado por muchos procesos de cogeneración, lo cual les impide acceder a tal figura.	78,36	1
Figura cogenerador	En la actualidad, la posibilidad de desarrollar proyectos de cogeneración se encuentra limitada al caso de procesos productivos según ha sido establecido en las definiciones de Ley, excluyendo la participación de terceros o sectores diferentes a la industria.	69,97	2
ENFICC	La Resolución CREG 071 de 2006 expresamente planteaba que los proyectos de cogeneración se consideraban como plantas menores para efectos de la aplicación de la norma de CxC, no pudiendo entonces participar de las subastas de asignación de obligaciones de ENFICC. A partir del año 2014, según lo dispuesto por la resolución CREG 153 de 2013 se abrió la posibilidad para los cogeneradores de participar de tales subastas bajo el cumplimiento de ciertos requerimientos de certificación de la biomasa.	69,92	3
Inflexibilidad y desviaciones	Teniendo en cuenta que una vez que una planta de generación o cogeneración excede la capacidad de 20 MW debe acogerse al despacho central, las condiciones actuales del mercado le obligarían a una planta de cogeneración con tales características a declararse inflexible perdiendo la posibilidad de ofertar precio. Por otro lado, en caso de no hacerlo, la planta sería objeto de penalizaciones ante posibles desviaciones con respecto a su pronóstico (cosa que no sucede en el caso de plantas menores a 20 MW).	69,60	4
Conocimiento	No se cuenta al día de hoy con amplio conocimiento sobre las características de los posibles COA que pueden ser usados en procesos de generación eléctrica o cogeneración. Especialmente hace falta contar con mayor información sobre sus implicaciones operacionales, en términos de las alternativas tecnológicas más adecuadas, sus costos de oportunidad, costos de manejo y niveles de producción disponibles y requeridos para su eficiente aprovechamiento.	66,36	5
Respaldo	El proceso de valoración y negociación de contratos de respaldo puede ser complejo y, adicionalmente, altos cargos atribuidos a tal servicio que la regulación establece como mandatorio pueden hacer inviables algunos proyectos de cogeneración.	63,73	6

Fuente: elaboración propia.

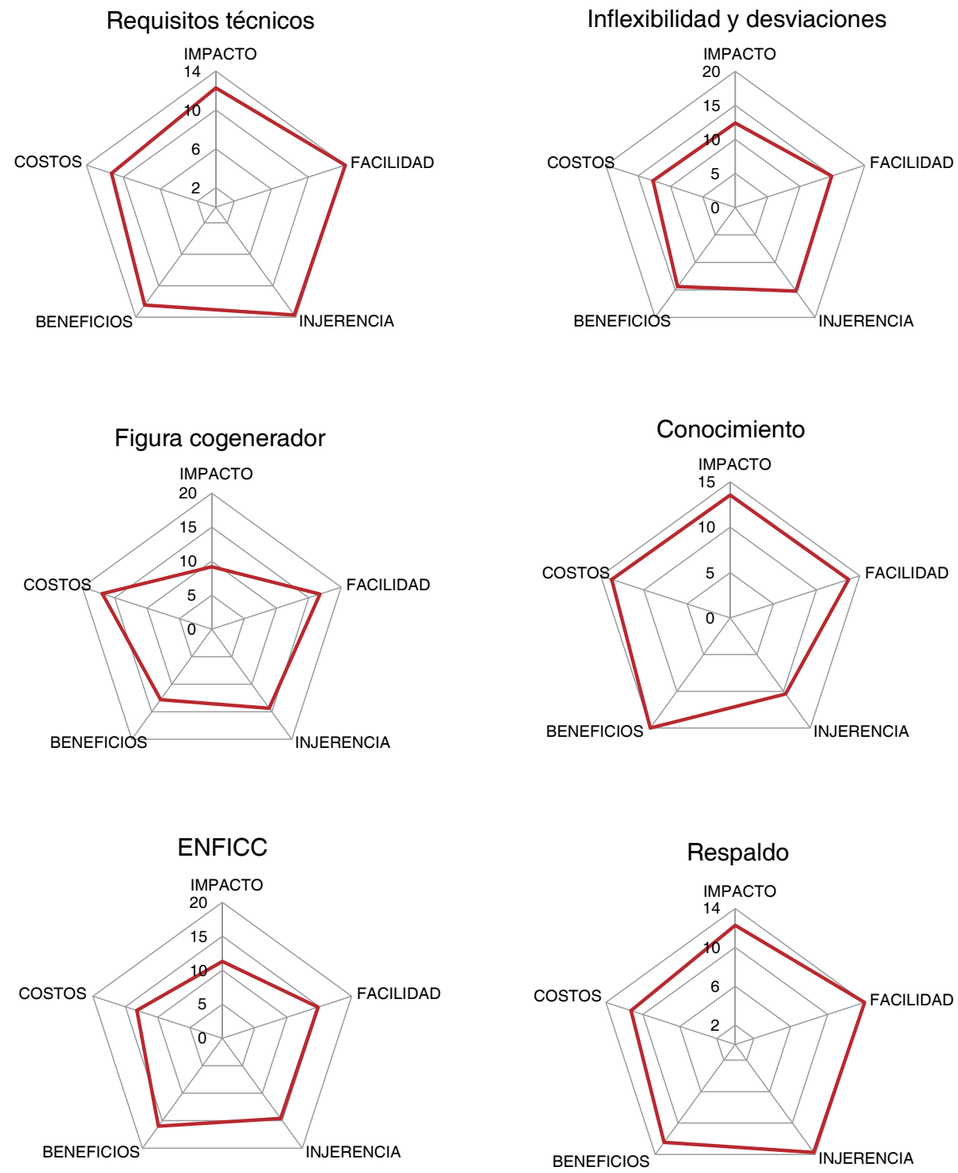


Figura 3.5. Resultados de valoración por aspecto, por cada barrera en el caso de la cogeneración con biomasa.
Fuente: elaboración propia.

A continuación se abordan las principales barreras prioritarias identificadas anteriormente:

Primera barrera prioritaria. Requisitos técnicos

Particularmente, la existencia de un requisito técnico de mínima eficiencia eléctrica como el REE para acceder a la figura de cogenerador impide que algunos sistemas de cogeneración, entendidos como aquellos en los que es posible aprovechar procesos de conversión energética para producir tanto electricidad como calor útil, sean desarrollados en los casos de biomasas diferentes a la caña de azúcar. Dicha regulación pudiera ser reconsiderada por el regulador a fin de evitar señales equivocadas que promuevan la figura del autogenerador por encima de la del cogenerador, desconociendo el mérito de eficiencia global (no exclusivamente eléctrica) asociado con los procesos de aprovechamiento simultáneo de calor y electricidad.

La alta injerencia con la que cuenta el Estado para procurar la remoción de esta barrera, sumada a la relativa facilidad de su ejecución y el alto impacto que esto implicaría sobre el desarrollo de la fuente, le hacen a esta barrera merecer un rol prioritario que se traduce en una recomendación clara a la autoridad regulatoria en términos de eliminar el REE como requisito para acceder a la figura de cogenerador.

Segunda barrera prioritaria. Figura cogenerador

La definición de cogenerador, conforme lo establecen la ley y su regulación,[16] corresponde a la de aquella persona natural o jurídica que tiene un proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica como parte integrante de su actividad productiva y además cumple con requisitos técnicos como el de un mínimo REE, entre otros. Como tal, la regulación vigente a 2014 exige adicionalmente que el proceso de cogeneración sea de quien realiza tal actividad productiva, evitando así la participación en esta actividad tanto de terceros, como lo son posibles compañías ESCO (Energy service companies), o agentes no industriales como hoteles u hospitales que no cuentan con procesos productivos pero sí pudiesen hacer uso tanto del calor como de la electricidad obtenidos de un proceso de transformación energética. No obstante la reducida valoración al impacto que esta barrera puede hoy en día representar para el desarrollo de la fuente (y más aún sobre el uso eficiente de la energía), los reducidos costos y relativa facilidad asociados a su solución y el rol determinante que juega el Estado en tomar acción sobre este punto, cobran la prioridad que esta barrera obtiene en este caso.

Tercera barrera prioritaria. ENFICC

El acceso a créditos de ENFICC a través de las subastas de CxC, si bien no representa un alto impacto sobre el desarrollo general de la fuente en el caso de proyectos de cogeneración con biomasa, constituye un factor de interés ante todo para el sector azucarero y el caso de grandes proyectos por ser desarrollados, que superan el umbral de los 20 MW. Sin embargo, en lo que se refiere al desarrollo de otros subsectores industriales con potencial en este campo, este factor no representa una barrera que amerite atención en este momento.

Otras barreras

Como lo sugieren los resultados obtenidos, otras acciones como son la promoción de la investigación y difusión del conocimiento en torno a diferentes COAs y las tecnologías asociadas con su aprovechamiento, o la incorporación de medidas regulatorias que permitan declarar la inflexibilidad de plantas mayores a 20 MW sin la aplicación de penalizaciones, representan acciones que vale la pena sean consideradas y acometidas en los próximos años a fin de promover el desarrollo de este nicho de oportunidad.

16 Leyes 142 y 143 de 1994, más la Ley 1215 de 2008 y la resolución CREG 005 de 2010.

La figura 3.6 presenta el resultado consolidado para los 5 aspectos contemplados dentro del conjunto de barreras identificado para el caso de la cogeneración con biomasa.

Figura 3.6. Resultados de valoración por aspecto para el conjunto total de barreras en el caso de la cogeneración con biomasa.
Fuente: elaboración propia.

A diferencia de los anteriores nichos, en los que los beneficios a ser alcanzados a través de la remoción de las barreras identificadas representan el aspecto de mayor importancia en la justificación de las soluciones consideradas, en este caso la facilidad de implementación desempeña el rol de mayor relevancia, seguido de la interpretación de altos beneficios y bajos costos asociados, junto con un alto nivel de injerencia del Estado, en tanto que el impacto sobre el desarrollo de la fuente es considerado como menor.

Por otra parte, retos que deben ser considerados en adición a las barreras anteriormente tratadas, que no habiendo sido incluidos en el listado inicialmente desarrollado y priorizado son manifestados por los agentes que han venido ganando interés y en algunos casos ya están avanzando en desarrollar proyectos de aprovechamiento energético de biomasas diferentes a las derivadas de la caña de azúcar son los siguientes:

- La complejidad que revisten el marco regulatorio y los mecanismos de mercado existentes para procurar la entrega y comercialización de excedentes por parte de pequeños productores, aun asumiendo la posibilidad de acceder a la figura de cogenerador.
- La ausencia de una tradición o conocimiento entre los sectores agropecuarios y agroindustriales para el aprovechamiento del potencial energético con el que cuentan, haciendo referencia especialmente al caso de sus residuos.
- Los altos costos de inversión requeridos para desarrollar nuevos proyectos de cogeneración, y la falta de posibles esquemas de financiación asociados.
- La ausencia de señales por parte del mercado para incentivar este tipo de proyectos, como proyectos integrales para el eficiente aprovechamiento de residuos y la mitigación de la contaminación ambiental originada por algunos de estos.
- La ausencia de clusters industriales en los que el calor producido en exceso por algunas industrias pudiera ser utilizado por otra.
- La oportunidad no aprovechada de generar energía eléctrica a partir de algunos recursos generados que se encuentran disponibles en áreas rurales no interconectadas o con deficiente provisión del servicio eléctrico.

Retos como estos, sumados a las barreras anteriormente descritas dan lugar a la formulación de posibles instrumentos como se plantea en el capítulo 4.

3.2.6 Energía geotérmica

En el caso de la energía geotérmica, el desarrollo de proyectos de mediana escala (del orden de 50 MW) para el aprovechamiento de este recurso, principalmente para generación eléctrica, corresponde al tipo de proyectos actualmente en etapa

de gestión para licenciamientos por parte de grandes agentes generadores nacionales. Sin embargo, la materialización de estos primeros proyectos geotérmicos en el país enfrenta algunas barreras cruciales como son principalmente la ausencia de garantías normativas en materia de derechos de uso y concesión del recurso que permitan a los inversionistas incurrir en las grandes inversiones requeridas en su fase exploratoria. Sin la eliminación de tal riesgo a través de un marco normativo ceñido a la naturaleza de la exploración y la explotación geotérmica será muy difícil lograr la materialización de estos proyectos. Otra barrera la representa el riesgo inherente asociado con la misma fase exploratoria del recurso la cual se traduce en términos de altos costos de inversión (similares a los involucrados en el caso de la exploración petrolera), requiriéndose destinar sumas del orden de 6 a 8 millones de dólares por pozo con probabilidades de éxito del orden de 20%, es decir, niveles de preinversión del orden de 30 a 40 millones de dólares para determinar la ubicación apropiada para construir un proyecto.

Considerando el actual estado de iniciativas en torno a la energía geotérmica en Colombia, la tabla 3.6 presenta el conjunto de 4 barreras principales identificadas para el desarrollo de este cuarto nicho de oportunidad, junto con los resultados de priorización obtenidos para este caso.

Tabla 3.6. Barreras identificadas y priorizadas en el caso de la energía geotérmica.

Tema	Descripción de la barrera	Puntaje	Prioridad
Licenciamiento	Dado que no se ha desarrollado aún el primer proyecto de este tipo en Colombia, no se cuenta con un proceso de licenciamiento y concesión del recurso claramente definido, que considere las etapas y riesgos de inversión asociados con ese tipo de desarrollos. De acuerdo con el Código de Recursos Naturales de 1974 y las disposiciones de la ANLA a este respecto (Decreto 2041 de 2014), el operador puede aplicar para la obtención de una licencia exploratoria, mas no son claros los términos de exclusividad o temporalidad bajo los cuales le puede ser otorgada una concesión para el uso del recurso. Esto representa un alto riesgo para el inversionista.	74,73	1
Inflexibilidad y desviaciones	Teniendo en cuenta que los proyectos geotérmicos a ser desarrollados en Colombia corresponden en promedio con capacidades mayores a 20 MW, la condición de planta “despachable” y la penalización por desviaciones hoy en día asociadas a este tipo de plantas podría afectar la participación de la fuente en el mercado.	70,25	2
Riesgo	Las fases de estudio y exploración del recurso geotérmico pueden ser asimiladas con los procesos de exploración de hidrocarburos, que se caracterizan por altos costos a raíz de las relativamente bajas probabilidades de éxito y el riesgo asociados con la actividad	65,15	3
Conocimiento	Si bien existe amplia experiencia internacional en el desarrollo de proyectos geotérmicos, en Colombia no se cuenta con la experiencia o probada capacidad para desarrollar tal tipo de proyectos	62,78	4

Fuente: elaboración propia

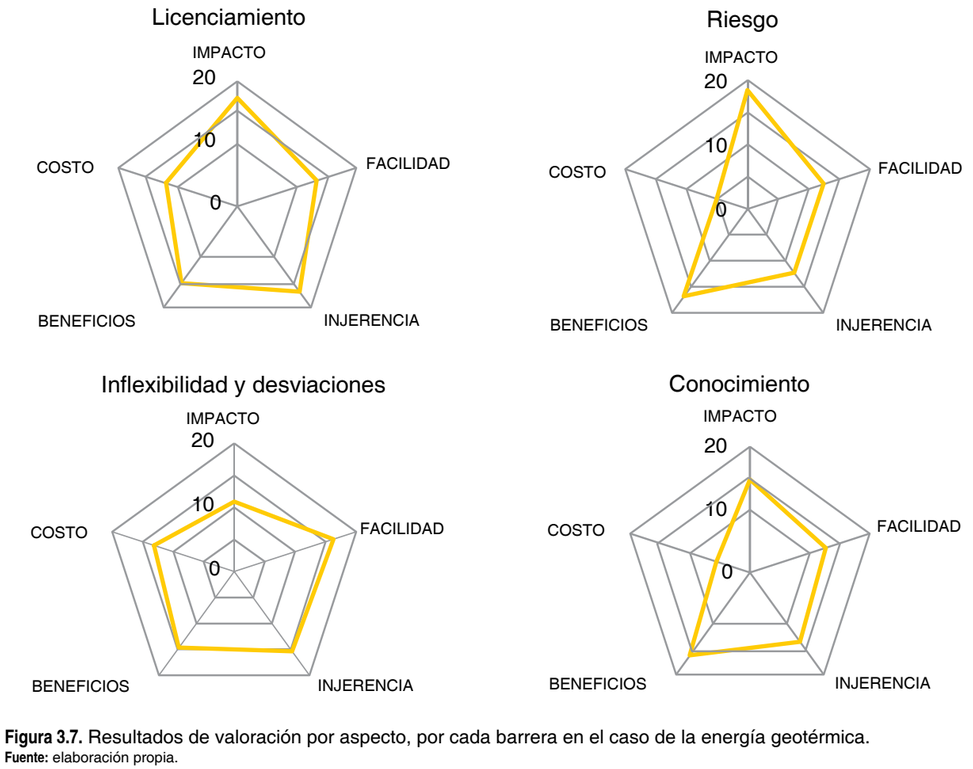


Figura 3.7. Resultados de valoración por aspecto, por cada barrera en el caso de la energía geotérmica.
Fuente: elaboración propia.

Con base en estos resultados, a continuación se comentan las tres barreras prioritarias identificadas:

Primera barrera prioritaria. Licenciamiento

La imposibilidad de lograr el prelicenciamiento para la utilización de un yacimiento geotérmico al momento de obtener la licencia para la exploración de este es un factor determinante que puede bloquear las posibilidades del inversionista a proceder con esa etapa. Paralelamente, la ausencia de términos de referencia específicos aplicables a la realización de estudios para el licenciamiento de este tipo de proyectos dificulta su planeamiento, haciendo necesario un largo proceso de concertación con la autoridad. Esta barrera cobra la más alta relevancia en el sentido en que su impacto sobre la posibilidad de desarrollo de la fuente es muy alto, al tiempo que el Estado tiene una alta injerencia sobre la posible solución a ser implementada. Aun cuando los resultados obtenidos en este caso sugieren costos y esfuerzos necesarios intermedios, los autores consideran que la expedición de un marco regulatorio más apropiado no representa grandes esfuerzos ni costos, y pudiera ser acometido fácilmente por la autoridad ambiental, quien tiene la potestad sobre el uso del recurso. Sin embargo, los resultados consignados pueden considerar aspectos ambientales que aún no han terminado de ser dilucidados por las autoridades y que por lo tanto hace falta concluir a fondo para que el Gobierno Nacional pueda definir su posición en lo que al apoyo de este tipo de proyectos se refiere.

Segunda barrera prioritaria. Inflexibilidad y desviaciones

La naturaleza del recurso geotérmico y los costos asociados con su exploración y uso para la generación de energía eléctrica hacen que su desarrollo se justifique normalmente para plantas mayores a 20 MW, las cuales, ante las reglas actuales

de mercado deben participar con ofertas diarias, deben acogerse a las reglas del despacho central y ser objeto de penalizaciones en el caso de presentar desviaciones respecto a su declaración de energía. Dada la inflexibilidad de esta fuente para ser despachada dependiendo de las condiciones del mercado, estas plantas, al igual que sucede con otras FNCER, deberían ser declaradas inflexibles sin ser penalizadas por sus desviaciones, aun cuando su capacidad instalada supere los 20 MW, lo cual hoy en día no es posible en el mercado. Aun cuando los resultados obtenidos en este caso indican que el impacto de esta barrera sobre el desarrollo de la fuente no es representativo, los beneficios asociados con su remoción, sumados a la relativa facilidad de implementación hacen que cobre importancia para dirigir acciones en tal sentido.

Tercera barrera prioritaria. Riesgo

Por su parte, el riesgo asociado con la etapa exploratoria del recurso, el cual puede asociarse con un alto costo de inversión, y algunas posibilidades de no lograr la realización de un proyecto tras la finalización de esta etapa, representan una barrera que en otros países ha sido mitigada en parte a través de la participación del Estado en la actividad exploratoria (como puede suceder con la exploración petrolera), el compartimento de riesgo y eventuales rentabilidades entre diferentes agentes, o la adquisición de pólizas de riesgo. Si bien la solución de esta barrera no compete en gran medida al Estado, y puede depender más de los agentes desarrolladores, la naturaleza misma de la barrera y sus implicaciones en materia de costos que puedan viabilizar el más amplio desarrollo de proyectos, le otorga relevancia para ser analizada en el marco de posibles soluciones basadas en la experiencia internacional (Anexo 4).

Otras barreras

Entre tanto, con respecto a las capacidades necesarias para el desarrollo de proyectos de energía geotérmica en Colombia, si bien es cierto que no se cuenta actualmente con experiencia local en la materia, a través de los estudios que vienen siendo realizados en el país desde hace varias décadas, ya se ha trabajado en la conformación de equipos interdisciplinarios de expertos con presencia en

universidades, centros de investigación y las mismas empresas que han dado los primeros pasos hacia la construcción de lo que serían los primeros proyectos en Colombia, los cuales igualmente han recibido y seguirán recibiendo el soporte técnico de grandes firmas e instituciones extranjeras que sí cuentan con la experiencia necesaria en el campo. En este sentido, tanto el Estado como el sector privado podrán continuar promoviendo su función en la promoción de la formación de capacidades técnicas y científicas a través del trabajo conjunto de las empresas con instituciones como el SENA y Colciencias.

La figura 3.8 presenta los resultados consolidados para la relevancia de cada aspecto evaluado en torno al conjunto total de barreras identificado para el caso de la energía geotérmica.

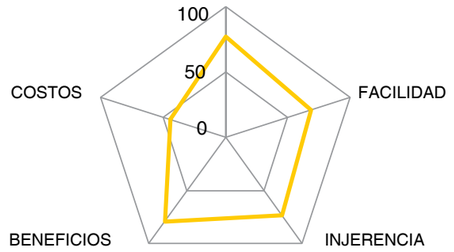


Figura 3.8. Resultados de valoración por aspecto para el conjunto total de barreras en el caso de la energía geotermica.
Fuente: elaboración propia.

Al igual que en los casos de la energía eólica y la solar FV, la valoración de beneficios asociados con la remoción del conjunto de barreras identificado para la energía geotérmica es el aspecto que cobra mayor relevancia, a la vez que se reconoce un potencial alto impacto positivo sobre el aprovechamiento de la fuente gracias a tal remoción. A lo anterior se suman el rol que puede desempeñar el Estado en la procura de las soluciones requeridas y la relativa facilidad considerada para implementar los cambios necesarios. Entre tanto, un aspecto que se destaca como inconveniente a la remoción de las barreras identificadas estaría relacionado con el costo asociado a las soluciones visualizadas, el cual, según los resultados específicos se encuentra ligado especialmente a las barreras de riesgo y conocimiento.

3.2.7 FNCER en ZNI

Por último, el nicho de oportunidad asociado con la utilización de diferentes FNCER en las ZNI, si bien goza de alta prioridad ante el Gobierno Nacional, enfrenta barreras importantes por ser superadas a fin de lograr una participación más representativa de estas fuentes, acorde con los potenciales que se presentan y los beneficios y reducción de costos que estas pueden ofrecer. Actualmente, la situación enfrentada en tales zonas del país corresponde a la destinación de altos subsidios de los contribuyentes, tanto a la provisión de soluciones energéticas como a la prestación del servicio de energía como tal (operación y mantenimiento)

a través de la aplicación de tarifas altamente subsidiadas a los usuarios. Dichos costos conciernen principalmente al consumo de combustible diésel, en cuyo caso el costo nivelado de energía puede estar más de dos y tres veces por encima de los costos manejados en el SIN. Adicionalmente, el uso de las unidades electrógenas que operan con este combustible representa a la vez altos niveles de emisión de gases de efecto invernadero –GEI–, que son un perjuicio a ser eliminado o por lo menos reducido en gran medida a través de la integración de FNCER para el uso de sistemas de generación híbridos.

Si bien las FNCER ya tienen alguna participación en estas áreas, se requiere realizar grandes esfuerzos para lograr allí el despliegue sostenible de tecnologías ampliamente maduras y probadas como son el caso de la solar FV, la combustión moderna de biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos o la energía eólica a pequeña y mediana escala, dependiendo de los recursos disponibles en cada caso. Para el logro de tal cometido, se enfrentan algunas barreras como son la ausencia de un amplio conocimiento local para la implementación de soluciones energéticas con estas tecnologías, falta de apropiación de las soluciones por parte de las comunidades, carencia de personal capacitado en tales zonas que cuide de los sistemas y pueda solucionar pequeñas fallas que se puedan presentar o acudir al soporte técnico pertinente y, en términos generales, una estrategia integral no solo para el aprovechamiento de las FNCER, sino para el desarrollo de soluciones energéticas que acompañen el emprendimiento de proyectos productivos y de mejoramiento de la calidad de vida de las comunidades que habitan estas zonas.

Dada la alta importancia que por igual revisten todas las barreras anteriormente presentadas, como elementos fundamentales a ser tenidos en cuenta en la formulación de una estrategia para la eficiente y eficaz provisión de soluciones energéticas en estas zonas, y adicionalmente considerando el carácter heterogéneo de la relevancia que cada barrera puede cobrar en cada caso particular de las ZNI, para este nicho de oportunidad no se aplicó el ejercicio de valoración implementado en los otros casos. Sin embargo, estas barreras son retomadas posteriormente en los capítulos 4 y 5 a través de la proposición de instrumentos y la formulación de estrategias para el desarrollo de las FNCER en Colombia.

Tabla 3.7. Barreras identificadas en el caso de la utilización de FNCER en las ZNI.

Tema	Descripción de la barrera
Política de subsidios	En la actualidad, aun cuando los subsidios para la prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI son asignados en función de los kWh consumidos, estos dependen principalmente de la cantidad de galones de combustible requeridos, bajo un esquema en el que no se promueve la reducción del consumo ni la sustitución de este energético, ya que esto simplemente le representaría una reducción en sus ingresos a las empresas que prestan al servicio (señal perversa)
Información de proyectos	No existe una base de información para conocimiento de las experiencias que se han desarrollado a través de los diferentes y múltiples proyectos de solución energética en las ZNI. Por tanto, se desconocen sus costos reales de inversión y operación, su éxito o fracaso, los problemas que han tenido que enfrentar y las soluciones que se han encontrado. De la misma manera, no se cuenta con información clara y precisa de la participación de las FNCER en términos de la capacidad instalada y la energía generada
Recurso humano	No se cuenta con el personal técnico calificado suficiente para apoyar y atender el alto número de locaciones en ZNI donde se implementan soluciones energéticas. Por ende, en muchos casos no se presta un adecuado mantenimiento de los sistemas y eventualmente se pueden presentar fallas que nunca son solucionadas llevando al abandono de los equipos. Esto va en detrimento de la seguridad, la confiabilidad y la prestación misma del servicio del servicio, y al fracaso de muchas inversiones
Modelos / metodología	Aun cuando se han desarrollado algunos proyectos piloto con FNCER en las ZNI como por ejemplo, Nazareth en La Guajira (híbrido solar-diésel, y eólico fallido), Titumate en Chocó, Isla Fuerte en Bolívar o El Retorno en Guaviare (todos, proyectos híbridos solar-diésel) y se tiene un prospecto a mayor escala en el caso del proyecto diésel-incineración-eólico que se espera entre en funcionamiento en la isla de San Andrés, no existen en Colombia modelos debidamente consolidados y documentados ni se ha adoptado una metodología para el exitoso desarrollo de este tipo de sistemas híbridos, que sirvan como pauta para su réplica
Proyección a futuro	La optimización de las soluciones energéticas para ZNI y el adecuado diseño de sistemas híbridos están condicionados al conocimiento o caracterización adecuada de los patrones de consumo y las expectativas de demanda futura de las poblaciones atendidas. Adicionalmente, en la mayoría de los casos no se liga la provisión de la solución energética con proyectos concretos que además de procurar bienestar para las comunidades les permitan hacer un uso productivo y eficiente de la energía

Fuente: elaboración propia.

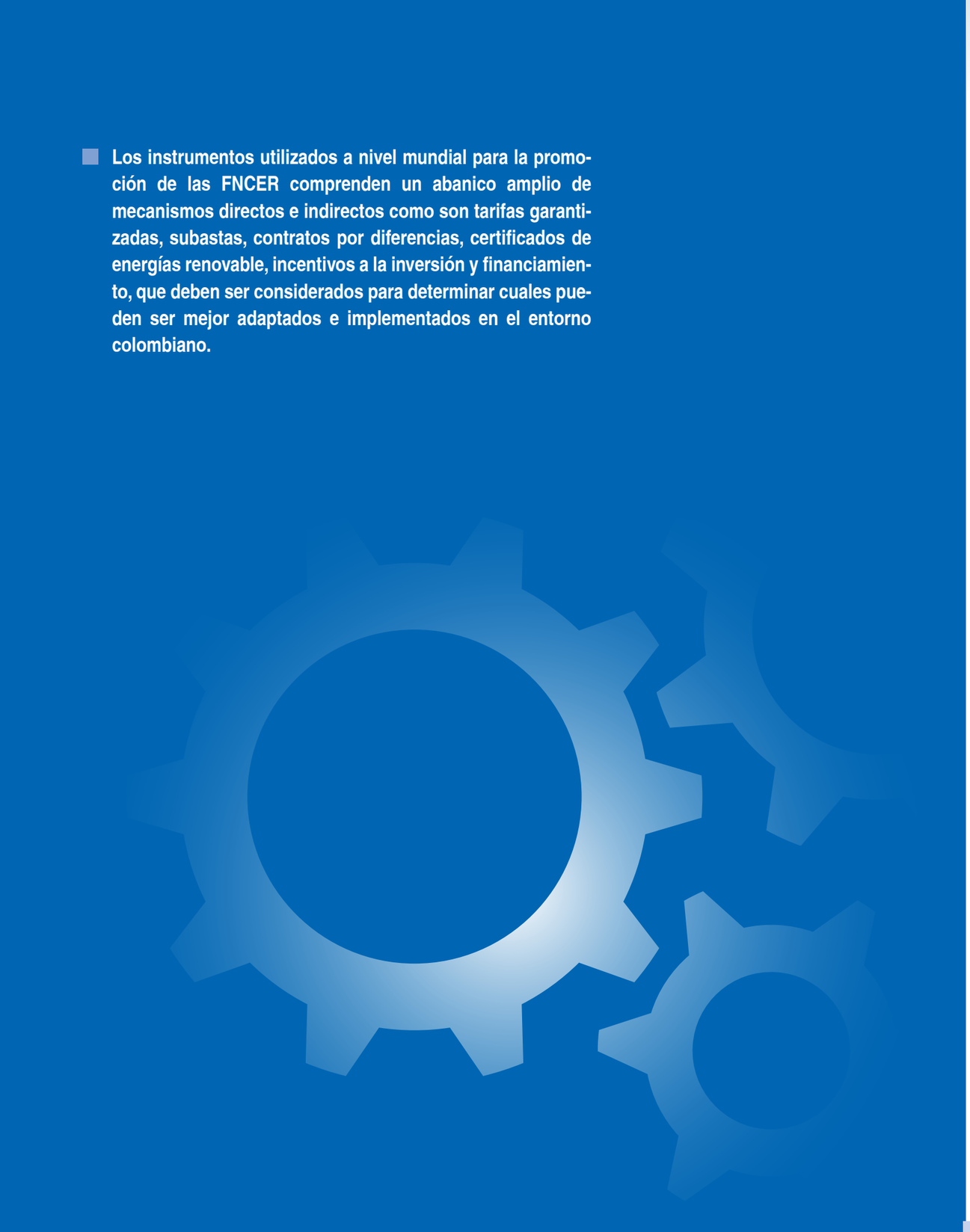
CAPÍTULO 4

INSTRUMENTOS

4.1. Instrumentos internacionales.....81

4.2 Instrumentos para el caso de Colombia.....96

Los instrumentos utilizados a nivel mundial para la promoción de las FNCER comprenden un abanico amplio de mecanismos directos e indirectos como son tarifas garantizadas, subastas, contratos por diferencias, certificados de energías renovable, incentivos a la inversión y financiamiento, que deben ser considerados para determinar cuales pueden ser mejor adaptados e implementados en el entorno colombiano.



INSTRUMENTOS

A partir de las barreras anteriormente descritas y priorizadas, se identifican circunstancias, elementos y hechos particulares que requieren ser atendidos y trabajados con el fin de procurar y facilitar las condiciones propicias para el desarrollo de las FNCER en el marco de los nichos de oportunidad planteados. Su consideración conduce a la proposición de algunos mecanismos e instrumentos, que de ahora en adelante serán referidos como *instrumentos*, para ser implementados y articulados en el marco de una estrategia como la que se presenta en el capítulo 6. Algunas de las barreras identificadas llevan igualmente a medidas y líneas de acción que al no ser consideradas como instrumentos como tal serán introducidas directamente en el capítulo 6.

Los instrumentos utilizados a nivel mundial para la promoción de las FNCER comprenden principalmente algunos mecanismos indirectos que pueden estar orientados a la obtención de beneficios ambientales, como la reducción en emisiones de gases de efecto invernadero –GEI–, instrumentos directos de política energética dirigidos a facilitar la integración de estas fuentes alternativas en el mercado eléctrico, y mecanismos fiscales y de financiamiento que, además de servir como señales, sientan las condiciones propicias para generar la dinámica necesaria para el desarrollo de estas fuentes.

Teniendo en cuenta que tales instrumentos han venido siendo desarrollados y probados a nivel internacional a lo largo de las últimas décadas, y especialmente durante los últimos 15 años, se propone hacer un recuento de aquellos que hoy en día son más utilizados para posteriormente determinar cuáles representan las alternativas más convenientes para ser consideradas en el caso colombiano. Lo anterior, a fin de que estos puedan servir como patrón para el diseño de instrumentos específicos a la medida de Colombia, y que introduzcan mejoras y cambios al Sistema energético nacional para afrontar retos y mitigar riesgos que deben ser enfrentados en el futuro.

4.1. Instrumentos internacionales

De acuerdo con lo anteriormente mencionado, a continuación se presenta un recuento de los principales instrumentos utilizados internacionalmente para la promoción directa e indirecta de las energías renovables.

4.1.1. Instrumentos para la reducción de emisiones

Una de las principales razones aducidas por la mayoría de países que fomentan el desarrollo de las energías renovables, en especial en el caso de los países industrializados, y por tanto un objetivo a ser alcanzado a través de la cada vez mayor penetración de estas fuentes en la canasta energética mundial, corresponde a la reducción en la emisión de GEI producida a partir de la quema de combustibles fósiles. Aun cuando el Global CCS Institute, (2014) reporta que el año 2014 fue determinante en el avance de las tecnologías de captura y secuestro del carbono como contribuyente a tal efecto por parte del sector eléctrico mundial, los costos de este tipo de solución aún son altos (estimados actuales del orden de 60 USD/Ton CO_2 con prospectos de poder reducirse a niveles de 40, 30 o hasta 15 USD/Ton CO_2 en el futuro). Por esta razón, se busca en lo posible sustituir la generación convencional por la de FNCER, que no emiten GEI en su operación, a través de proyectos que sean viables actualmente aun sin depender del pago de bonos de carbono (ante precios de los certificados de emisiones reducidas –CERs– que se encuen-

tran por debajo de 1 USD/Ton CO_2, y sin perspectivas de aumento para el caso de proyectos de mecanismo de desarrollo limpio –MDL–) (Ecofys, 2014). Por tanto, aun cuando los instrumentos presentados a continuación están dirigidos a reducir las emisiones de carbono, de manera indirecta promueven el desarrollo de las FNCER.

Impuesto al carbono

El manejo de externalidades se lleva a cabo idealmente mediante su internalización, en este caso a través de impuestos que proveen incentivos apropiados para la toma de decisiones racionales por parte de los productores. En el caso de las emisiones de GEI, la acción más utilizada consiste en establecer un impuesto al carbono, cuyo destino puede eventualmente (pero no necesariamente) ser el apoyo de las llamadas energías limpias.

Sin embargo, la internalización de los costos ambientales asociados con los GEI no ha sido bien recibida en general por el efecto sobre los precios de la electricidad. En un análisis para Europa, realizado en 2005, se predijo un incremento de hasta 75% en el costo de una planta de carbón si se implementara un impuesto a las emisiones de carbono (European Wind Energy Association, 2005). No obstante, los impuestos al carbono ya existen en aproximadamente 40 países y 20 jurisdicciones subnacionales (Ecofys, 2014) incluyendo, entre los casos más representativos, a Finlandia, Suecia, Gran Bretaña, Japón, Australia, Irlanda, Costa Rica, Suráfrica, India, las provincias de Quebec y British Columbia en Canadá, y la ciudad de Boulder, Colorado en los Estados Unidos. En 2014, México y Chile se unieron al grupo de países con este tipo de impuesto, con efectividad desde tal año para el caso de México y a partir del 2018 para el caso de Chile (Carbon Tax Center, 2015). Las modalidades y niveles del impuesto no son uniformes ni consistentes; por ejemplo, en Suecia, el impuesto es de 150 USD/Ton de carbono, pero con exenciones para la generación de electricidad y algunas industrias, en tanto que en Boulder el impuesto es de 7 USD/Ton y en México de tan solo 1 USD/Ton (prácticamente simbólico). En cualquier caso, en la lista no aparecen muchos de los grandes países con mayores emisiones, como China, Rusia, o los Estados Unidos, aunque China estaría considerando su implementación (Ecofys, 2014).

Cierta resistencia a imponer impuestos al carbono se origina en una percepción de pérdida de competitividad económica con respecto a otros países en donde no existe tal impuesto (o donde puede ser sustancialmente inferior), además de dificultades prácticas, como son cómo cobrar el impuesto y en qué nivel situarlo. Estos factores influyen negativamente en lo que de otra manera es, de acuerdo con la teoría económica, el procedimiento más efectivo para enfrentar el problema de las externalidades.

Topes de emisiones

El enfoque de un impuesto a las emisiones de carbono es entonces una alternativa mediante la cual se establece un precio y se deja que el mercado fije la cantidad a ser emitida de acuerdo con las características de los procesos que involucran la producción de GEI. Otro procedimiento que constituye en cierto modo el inverso de tal impuesto consiste en establecer un tope máximo para las emisiones y dejar que el mercado fije el precio. A este enfoque se le conoce como “Cap and Trade” y consiste en que el Gobierno fije un límite a las emisiones de carbono, repartiendo unas cuotas a los generadores de GEI y dejando que las cuotas se comercialicen de tal manera que se alcance un precio de equilibrio. El límite de emisiones se puede ir reduciendo año a año, hasta lograr un control efectivo al problema del efecto invernadero, mediante un procedimiento de mercado.

Procedimientos de “Cap and Trade” han sido adoptados en la Unión Europea mediante el “Comercio de derechos de emisión”, que es el régimen más grande del mundo. Cada Estado miembro escoge un límite de emisiones que se distribuye o se vende mediante un procedimiento de subasta. El protocolo de Kyoto estableció este sistema para aquellos países adherentes conocidos como países Anexo 1, el cual está compuesto por 43 países desarrollados, entre los cuales Estados Unidos es el único país que no ha ratificado ese tratado.

Al comparar la alternativa de impuestos vs. el uso de topes, un impuesto al carbono tiene como ventaja la relativa facilidad de implementación puesto que basta fijar tributos a determinados energéticos y, además, el mecanismo genera recursos que pueden ser orientados al desarrollo o promoción de energías limpias. Sin embargo, tal instrumento también tiene desventajas como son la poca aceptación con la que cuenta cualquier nuevo impuesto, y la incertidumbre en cuanto al efecto real que puede tener este en la reducción de emisiones, lo cual depende de factores tecnológicos asociados con la elasticidad de precio de los productores de energía y de los consumidores (cuando el impuesto se traslada a la demanda). Por otro lado, el instrumento de “Cap and Trade” tiene como ventaja la certeza de producir una determinada reducción en las emisiones, pero a la vez es un procedimiento difícil de implementar, de controlar y de verificar. Finalmente, no hay razón para que los dos instrumentos no puedan utilizarse simultáneamente; y en últimas, su eficacia depende de la fortaleza de las señales económicas que se generan (ej.: impuestos debidamente calculados y estables, o fuertes mecanismos de control y verificación).

Los instrumentos para la reducción de emisiones promueven indirectamente el desarrollo de las FNCER como medio para el logro de tal objetivo. Por otra parte, existen mecanismos de mercado diseñados específicamente para impulsar el desarrollo de estas fuentes, que se basan fundamentalmente en esquemas en los que el Gobierno determina la remuneración de los generadores de energía renovable y deja que el mercado provea la capacidad a instalar, o esquemas en los que se establecen cantidades de energía renovable a ser incorporadas al sistema en un determinado tiempo y el mercado se encarga de determinar su precio.

Los instrumentos presentados a continuación corresponden a tales categorías.

4.1.2 Feed-In Tariff -FIT-

También conocido en español como tarifa garantizada, este instrumento consiste en establecer un precio de compra por parte de las empresas de energía a los productores de energía renovable. En los Estados Unidos, el primer FIT se estableció en 1978 con el "Public Utility Regulatory Policies Act", conocido como PURPA. En esta legislación se estableció una fórmula para el precio de la energía comprada por las empresas distribuidoras. Inicialmente, PURPA apoyó la producción de electricidad por procesos de cogeneración, aprovechando energía sobrante de procesos térmicos. En Europa, Alemania estableció un incentivo similar en 1990, donde las empresas debían comprar energía de fuentes renovables a un precio igual a un porcentaje del precio final de venta.

Para establecer el valor o nivel del FIT, que es un aspecto crítico en la implementación de tal instrumento, se han manejado dos enfoques tradicionales que consisten en:

a. Precios basados en el costo de producción de la energía renovable
b. Precios basados en el costo evitado (similar al PURPA).

La mayoría de los países europeos que han implementado FITs los han fundamentado en el costo de producción de la energía renovable. Como consecuencia hay diferentes precios para energía eólica, solar, biomasa, etc. Por otra parte, la duración del FIT en Europa es típicamente del orden de 15 a 20 años; los precios pueden ser muy variables y han venido decreciendo año a año, o en casos recientes mes a mes. Por ejemplo, en el Reino Unido los precios a diciembre de 2014 eran del orden de US¢ 24/kWh para pequeños sistemas eólicos por debajo de 100 kW y del orden de US¢ 5/kWh para productores eólicos entre 1,5 y 5,0 MW (tarifas válidas por varios meses o hasta un par de años) (Feed in Tariffs UK, SF), en tanto que en Alemania, para sistemas solar FV las tarifas a diciembre de 2014 eran del orden de US¢ 14/kWh para sistemas menores a 10 kWp y de US¢ 10/kWh para sistemas de hasta 500 kWp (German Feed-in Tariffs, 2014) (tarifas que decrecen mes a mes).

La adopción de FITs ha sido exitosa en países como Alemania, donde la capacidad instalada de energía eólica se incrementó de 55 MW en 1990 a 4,5 GW en 2000 y 27,2 GW a finales de 2010, en tanto que en el caso de la solar FV se pasó de escasos 2 MWp en 1990 a 114 MWp en 2000 y 17,5 GWp en 2010 (Federal Ministry of Economic Affairs and Energy, 2014). Actualmente, las capacidades instaladas de energía eólica y solar FV en Alemania superan los 35,6 GW y 38,1 GWp, respectivamente, contribuyendo con alrededor del 16% de la demanda eléctrica en el país (Fraunhofer Institute, 2014a). El mecanismo ha sido igualmente exitoso en España donde estas fuentes contribuyen en un orden similar.

En términos generales, los FITs admiten múltiples ajustes, como el decrecimiento en el tiempo para reflejar el progreso tecnológico, así como la calidad del recurso (precios mayores para recursos más pobres, y viceversa). Y en el caso de América Latina, estos también han sido implementados por países como Nicaragua el cual a 2012 había desarrollado 117 MW de energía eólica, 77 MW de geotérmica y 126 MW en plantas de bagazo, dentro de una matriz eléctrica que a tal año contaba con una capacidad total instalada de 990 MW en su Sistema interconectado nacional.

4.1.3 Cuotas

Otro procedimiento usado en la práctica internacional consiste en establecer cuotas para la participación de energía renovable, ya sea en términos relativos o como metas específicas de capacidad instalada. Un enfoque particular para esta modalidad consiste en que el Gobierno establezca una cuota mínima de la cantidad de energía renovable a ser comercializada para que las fuerzas del mercado determinen el precio. En los Estados Unidos a este tipo de esquema se le conoce como RPS

(Renewable Portfolio Standards) o en español, portafolio estándar de energías renovables. Para lograr el cumplimiento de esas cuotas o metas fijadas, se han desarrollado básicamente dos tipos de mecanismos que son: los métodos basados en subastas y los certificados de energía renovable o RECs (Renewable Energy Certificates).

Mecanismos de este estilo han sido implementados en un número de estados de los Estados Unidos y en casos como el de Chile, que en el año 2008 introdujo, a través de la Ley 20257 y su respectiva regulación un sistema de cuotas, de acuerdo con el cual por lo menos 10% de la energía comercializada por los generadores deberá producirse con FNCER al año 2024. El requerimiento se inició con una obligación fija del 5% desde enero del año 2010 hasta el 2014, la cual debe incrementarse gradualmente en 0,5% anual desde 2015 hasta llegar al 10% en 2024. Adicionalmente, a partir de la Ley 20/25 de 2013, el mandato del 10% se vio duplicado a 20% para el caso de contratos de energía suscritos después de esa fecha. Este tipo de obligaciones necesita desarrollar un inventario significativo de energías renovables en los próximos años, razón por la cual a 2015 se evidencia una amplia dinámica en el desarrollo de tecnologías como la eólica, termosolar, geotérmica y solar FV (REVE, 2015).

4.1.4 Subastas

En el mecanismo de subastas, se establece una meta cuantitativa de energía renovable, se abre una licitación y se escogen los proyectos de menor costo hasta cumplir con la meta fijada. Los desarrolladores presentan ofertas consistentes con el precio mayorista y las empresas de menor costo ganan la licitación, lo cual se traduce en contratos firmes de compra de energía. Al adoptar un esquema de subastas, una primera decisión consiste en determinar si se trata de subastas para una tecnología determinada, si está limitada a renovables de cierto tamaño, etc. También se requiere conocer qué tan competitiva puede ser la licitación, pues existe el riesgo de que haya ofertas bajas que finalmente no se traduzcan en la puesta en servicio efectiva de los proyectos, así como es posible que

se presenten precios para ganar la licitación pero con miras a buscar ajustes futuros.

Como una de las primeras experiencias desarrolladas en el mundo en el uso de este instrumento, el Reino Unido realizó en la década de los 90 un conjunto de subastas, mediante las cuales la capacidad instalada eólica se incrementó de 10 MW en 1990 a 649 MW en 2003. Sin embargo, cabe notar que de cinco subastas en las que fueron adjudicados un total de 3.264 MW, finalmente tan solo se materializaron 821 MW (IRENA-GWEC, 2013), ilustrando uno de los riesgos de las subastas en términos de efectividad, la cual se contrasta con la alta efectividad obtenida en países como Alemania con el uso de FITs.

Entre tanto, en los últimos 15 años, países como Brasil, Uruguay, Argentina y México, entre otros, también han utilizado el mecanismo de subastas para desarrollar principalmente la energía eólica, pero también los pequeños aprovechamientos hidroenergéticos, la biomasa, y más recientemente la energía solar. Por ejemplo, en el caso de Uruguay, en 2010 se llevó a cabo una subasta para adquirir 150 MW de energía eólica, y se recibieron propuestas por 950 MW de 22 proyectos y 15 empresas.

En el caso de Brasil, que cuenta con una composición de generación eléctrica muy similar a la colombiana, con alrededor de 70% de la capacidad asociada con hidroeléctricas, el sector energético ha buscado desarrollar las FNCER orientándose hacia el fomento de los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la biomasa y el recurso eólico. La primera iniciativa allí implementada fue un programa en el 2004 (el PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica) para contratar 3.300 MW entre biomasa, PCHs (pequeñas centrales hidroeléctrica) y eólicas. El mecanismo consistió en un FIT para los primeros 20 años de operación. Los precios medios pagados a los productores eólicos eran del orden de US¢ 14/kWh. El programa fue criticado en términos de la eficiencia de los proyectos que se desarrollaron y de los retrasos en hacerse efectivos. Hacia 2007 se instituyó un nuevo mecanismo consistente en un descuento en los precios de transmisión y distribución para consumidores no regulados con contratos de compra de FNCER y, finalmente, la política del sector evolucionó hacia un sistema de subastas por tecnología. La primera subasta realizada en agosto de 2008 tuvo por objeto contratar electricidad producida con bagazo de caña, dando por resultado la adjudicación de 2.400 MW en contratos de 15 años a un precio promedio de US¢ 8/kWh. Posteriormente, en diciembre de 2009 se llevó a cabo una subasta para el recurso eólico, la cual atrajo ofertas por 13.000 MW, de los cuales se contrataron 1.800 MW por un precio promedio de US¢ 7,7/kWh. Desde entonces, se han venido ejecutando subastas, incluyendo unas con una mezcla de tecnologías y el proceso se ha complementado con incentivos fiscales. En términos generales, desde la adopción del mecanismo de subastas en Brasil en 2004, a 2013 estas han hecho posible la construcción de 16,82 GW en energías renovables diferentes a hidroeléctricas (Elizondo et al, 2014). Sin embargo, también es de notar que, especialmente en el caso de las subastas de energía eólica, un punto de preocupación ha estado en el retraso de gran parte de los proyectos adjudicados, teniéndose que tan solo el 30% de los proyectos adjudicados en las tres primeras subastas entraron en operación a tiempo y un 40% de los proyectos que debían estar en operación para 2013 sufrieron retrasos de más de un año, como lo presenta la figura 4.1. Tales retrasos son atribuibles, según reportan Elizondo, et al (2014), en cerca de un 70% a demoras en la construcción de líneas de transmisión y subestaciones de conexión a la red, en tanto que otras causas han estado relacionadas con dificultades en el logro del cierre financiero de los proyectos o con asuntos de carácter administrativo.

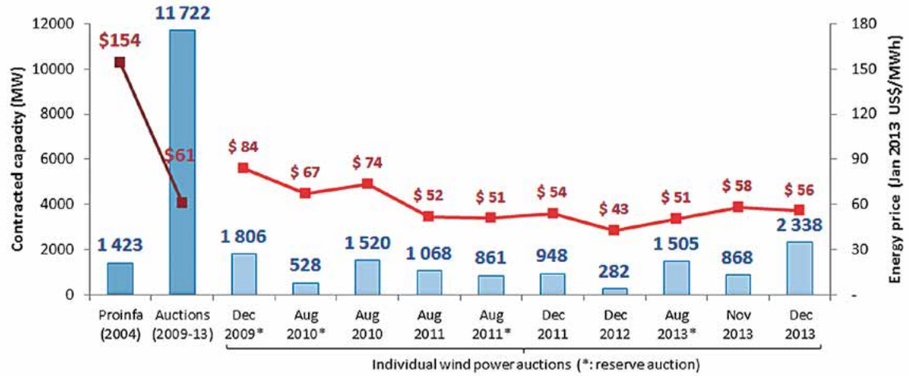


Figura 4.1. Tendencia de volúmenes y precios de energía eólica procurados a través del sistema de subastas en el caso de Brasil.
Fuente: Tomada de Elizondo et al, 2014.

Figura 4.2. Estado a diciembre de 2013 de proyectos ganadores de las tres primeras subastas para energía eólica realizadas en Brasil (2009 a 2010).
Fuente: Tomada de Elizondo et al, 2014.

Por otra parte, se pueden citar los casos de México y Argentina, en el primero de los cuales, en 2008 se licitaron y adjudicaron 306 MW en tres parques eólicos los cuales ya se encontraban en operación para 2012, en tanto que en el caso de Argentina, de 895 MW en proyectos adjudicados en 2009 (754 MW de los cuales correspondieron a 17 proyectos de energía eólica) tan solo 100 MW habían sido construidos a 2012 (CAF, 2012).

El uso de subastas para promover las FNCER también se ha extendido a países con capacidades instaladas relativamente modestas en Centroamérica como es el caso de Honduras que para 2013, contando con cerca de 1,8 GW de capacidad neta instalada, realizó una licitación para 250 MW de energía renovable, y obtuvo ofertas por 660 MW, distribuidas en 50 proyectos, de las cuales 43 correspondían a hidroeléctricas, un proyecto eólico, 3 de biomasa, 2 de cogeneración y 1 geotérmico, con un precio promedio de US¢ 11/kWh.

4.1.5 Certificados de energía renovable -REC-

El mecanismo de certificados de energía renovable (RECs por sus siglas en inglés) consiste en otorgar certificados a los productores de energía renovable, los cuales pueden ser comercializados. La demanda de RECs se genera cuando el Gobierno establece una meta de energía renovable a la cual tienen que someterse las empresas de generación. En este caso, la obligación puede cumplirse ya sea instalando una planta de energía renovable, o comprando RECs en el mercado. El regulador otorga RECs de acuerdo con políticas de fomento de determinados recursos renovables.

Los RECs son generalmente negociables por mecanismos electrónicos y desempeñan varias funciones: representan la producción de un megawatt-hora (MWh) de generación de electricidad por parte de un generador, incluyen las características descriptivas asociadas con la fuente (tipo de generación, ubicación, emisiones, etc.), e indican el momento de producción de ese MWh. En este sentido, los RECs pueden ser utilizados con los siguientes propósitos:

- Desagregación: pueden ser vendidos separadamente de la energía eléctrica asociada, lo que le da una mayor flexibilidad al agente que los genera. Sin embargo, la desagregación no es obligatoria, y permite que los RECs sean agrupados con la electricidad bajo contratos de largo plazo (Wiser & Barbose, 2008).
- Verificación: sirven como medio para lograr trazabilidad de la generación de energía renovable, así como pueden ser usados para cumplir con RPSs, o para fines de compra voluntaria de energía "verde" (Bird & Sumner, 2010).
- Mercantilización: también son considerados como una mercancía que puede ser negociada y usada para apoyar la formación de precios en mercados líquidos si se estructuran correctamente.

Este tipo de mecanismo fue desarrollado en los Estados Unidos a finales de la década de los 90 para cumplir con los RPS establecidos por diferentes estados (Rader & Norgaard, 1996).

En ese entonces, a las empresas de distribución de energía en los estados con mercados reestructurados (como parte de la tendencia mundial de liberación de los mercados), se les solicitó demostrar que un cierto porcentaje de electricidad vendida dentro su territorio de servicio provenía de recursos renovables. De esta manera, las empresas de energía se abastecieron de RECs equivalentes a los niveles de su obligación anual.

En un principio, los mercados de cumplimiento de RPS fueron diseñados basados en la presunción de que los RECs serían negociados en mercados al contado de corto plazo que funcionarían en paralelo a los mercados de electricidad mayoristas, con lo cual los generadores venderían su electricidad al mercado mayorista y sus RECs al mercado de RECs. Sin embargo, con el tiempo, las políticas de RPS y REC crecieron para incluir un amplio rango de diferentes diseños, lo cual ha permitido que la negociación de créditos de energía renovable sea vista de forma filosóficamente consistente con el comercio de electricidad, y el comercio de los RECs no restrinja la participación de los agentes generadores en el mercado mayorista. Es así como en teoría, los créditos de energía renovable pueden también ofrecer precios "basados en el mercado" teniendo en cuenta que los precios de los REC son fijados por su oferta y su demanda.

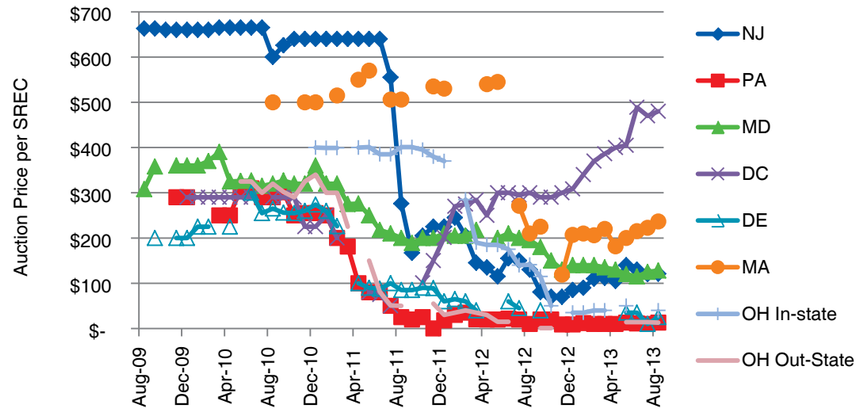


Figura 4.3. Precios de RECs para energía solar en el mercado de los Estados Unidos (USD).
Fuente: Tomada de NREL, 2013b

Por otro lado, como punto desfavorable para el uso de RECs como instrumento para impulsar el desarrollo de la energía renovable, está el que este mecanismo no se caracteriza por procurar mínimos precios de la energía renovable en el mercado debido a que sus precios son inherentemente volátiles (Ford, et al, 2007). Como se puede apreciar en la figura 4.3 la tendencia de precios de REC en 8 mercados de los Estados Unidos evidencia las marcadas subidas y caídas que suelen caracterizar tales mercados.

A 2014, hay 29 estados de los Estados Unidos que han adoptado políticas de RPS,[17] y muchos de estos utilizan RECs (por ejemplo, Texas y Massachusetts). Aunque este instrumento en principio se utilizó solo en los estados con mercados eléctricos reestructurados, desde entonces su uso se ha difundido igualmente a estados que continúan dependiendo de monopolios de empresas de energía verticalmente integradas. Los mercados de créditos de energía renovable negociables también han surgido en varios países europeos (por ejemplo, el Reino Unido, Italia, Suiza, Polonia y Bélgica), y en Australia.

4.1.6 Contratos por diferencias -CFD-

Un CFD (Contract for Difference),[18] en español contrato por diferencias, es un instrumento que garantiza a los generadores de energía renovable un precio de ejercicio fijo por su electricidad, después de participar en el mercado mayorista. Así, los generadores venden su electricidad competitivamente en el mercado al contado y luego reciben el pago de una prima para cerrar la brecha entre el precio de ejercicio (si este está por encima del mercado) y el precio del mercado mayorista. El pago del incentivo por ende fluctúa dependiendo del precio competitivo de la electricidad (Couture, et al, 2010). Si el precio del mercado mayorista sube por encima del precio de ejercicio, los generadores no reciben el incentivo y en la mayoría de los casos deben pagar (devolver) la diferencia entre el precio mayorista y el precio de ejercicio (Sherry, 2013).

17 Washington, DC, Puerto Rico y las Islas de Northern Mariana también tienen políticas de RPS. Ocho estados y dos territorios adicionales han establecido metas de portafolios renovables voluntarios. Ver www.dsireusa.org.
18 También conocido como el Modelo de la brecha del mercado al contado (en inglés, Spot Market Gap Model).

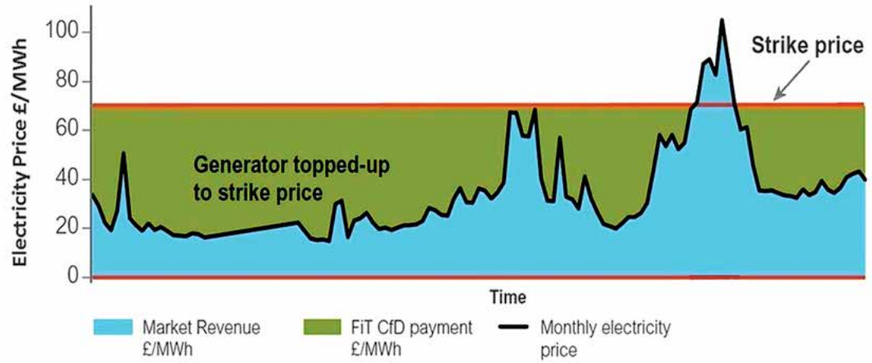


Figura 4.4. Ilustración del enfoque basado en CfD
Fuente: Tomada de Department of Energy and Climate Change, 2011.

El precio de ejercicio predeterminado puede representar el costo de desarrollar proyectos de energía renovable, o una aproximación del valor de la energía renovable al sistema de red. Si el precio representa el primero, este puede variar entre tipo de tecnología, capacidad de generación, ubicación, y otros factores. Debido a que un valor estable del incentivo es crucial para dar seguridad a la inversión, la política más efectiva para promoción de las FNCER a través de este instrumento debe garantizar CFDs de largo plazo. El costo de estos CFDs puede ser recuperado por los contribuyentes (presupuesto del Gobierno) o quienes pagan la electricidad. Adicionalmente, para contener los costos asociados, la implementación de este instrumento puede también en algunos casos establecer un precio mínimo de mercado por debajo del cual el generador no recibirá mayor pago adicional, aunque el precio del mercado mayorista continúe bajando.

Holanda, Suiza y Alemania han sido algunos de los países en elegir los Contratos por diferencia para alcanzar sus objetivos de energía renovable, mientras que el Reino Unido está planeando una transición mayor a tal modelo, probablemente a partir de 2015 (Department of Energy & Climate Change, 2013).

En Holanda, los CFD financiados por el gobierno se esfuerzan en limitar los costos implementando límites a los presupuestos anuales y requiriendo múltiples rondas de licitación por orden de llegada entre proyectos potenciales para seleccionar el más rentable (Radov, et al, 2013). En Suiza, el nivel de pago ha sido diferenciado por tecnología y financiado por un Cargo de sistema de beneficio (SBC - System Benefit Charge) a los consumidores de electricidad (Couture, et al, 2010).

A su vez, la actualización que hizo Alemania en 2012 a su legislación para la promoción de energías renovables introdujo la opción de que los generadores de energía renovable usen CFDs para fomentar así la participación de esas FNCER en un mercado competitivo. Denominado en ese caso como un mercado de premiums (Market Premium), este nuevo esquema constituye un incentivo para que los productores se integren al mercado eléctrico desarrollando proyectos eficientes (DB Climate Change Advisors, 2011).

Por su parte, el gobierno del Reino Unido ha elegido usar precios de ejercicio en los Contratos por diferencias como la característica principal de su inminente Reforma al mercado eléctrico (EMR - Electricity Market Reform), el cual tiene por objeto procurar la provisión segura de electricidad, suficiente inversión en tecnologías bajas en carbono, y los mejores beneficios al mínimo costo para los consumidores y los contribuyentes (Department of Energy & Climate Change, 2013). Al igual que Colombia, el Reino Unido busca fomentar la penetración de FNCER bajo condiciones competitivas de mercado. En su visión de planeamiento a futuro, los precios de ejercicio para un número de tecnologías renovables están agendados para disminuir en el tiempo, en previsión de una paulatina reducción en los costos de estas.

4.1.7 Incentivos por encima del precio de mercado

Otro instrumento disponible para el apoyo al desarrollo de las energías renovables en diferentes países consiste en la provisión a generadores con FNCER de incentivos fijos adicionales al precio del mercado mayorista. Estos incentivos se pueden dar de diferentes maneras, como por ejemplo a través de pagos en efectivo o créditos fiscales. También pueden estar estructurados como fijos en ciertos montos (por ejemplo, 0,02 USD/kWh) o variar en el tiempo con los precios del mercado mayorista (por ejemplo, 10% por encima de los niveles del precio del mercado mayorista). Estos son típicamente pagados con base en USD/kWh y se conceden por un período predeterminado de tiempo (por ejemplo, 10 años).

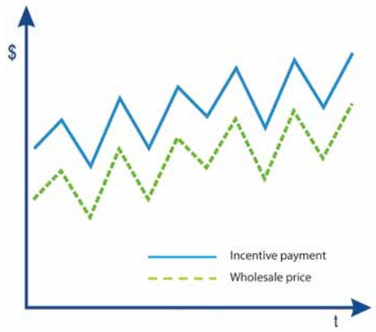


Figura 4.5. Ilustración de incentivos por encima del precio del mercado mayorista.
Fuente: Tomada de Couture & Gagnon, 2010.

Una consideración clave en el diseño de estos mecanismos está en cómo determinar el valor o nivel de los incentivos a ser otorgados. Algunos países los han fijado para diferentes tecnologías basándose en el costo de generación de cada tecnología. Esto resulta en diferentes pagos de incentivos para la energía eólica, solar FV, biomasa, etc. Un método alternativo consiste en fijar el pago del incentivo basado en el valor que la generación con FNCER le brinda a la red, para lo cual pueden identificarse diversos beneficios que pueden ser incluidos en ese cálculo, incluyendo el valor de la energía, el valor de pérdidas evitadas, el valor de la cobertura a ser lograda, y el valor ambiental. Estos valores pueden ser determinados por tecnología, o nicho de oportunidad en el caso concreto de Colombia, o como un valor promedio a ser aplicado a todas las FNCER.

Diferentes países han asumido diferentes enfoques para el desarrollo de este tipo de incentivos adicionales a los pagos del mercado mayorista. En los Estados Unidos, por ejemplo, los generadores son elegibles para un crédito fiscal de producción de 0,023 USD /kWh para los primeros 10 años de operación de la planta.

En otras jurisdicciones, los generadores reciben un pago en efectivo basado en USD/kWh en lugar de créditos fiscales. En 1998, por ejemplo, Argentina aprobó una ley que establecía un pago que en ese momento representaba el 40% por encima del precio del mercado mayorista para la energía renovable.[19] Esta política de pago fue reemplazada con pagos fijos para energía renovable en el 2006.[20] España también ha utilizado incentivos en efectivo adicionales al precio del mercado mayorista bajo un número de formas diferentes. En su momento, tales incentivos fueron diferenciados por tecnología y otorgados con base en el costo de generación, de manera que los sistemas solar FV recibieron incentivos mucho más altos que los

19 Conforme la Ley 25.019, el Decreto 1220/98 y el Decreto 1597/99 que establecen el Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar para la República Argentina. Información disponible en: http://www.ing.unlp.edu.ar/produccion/introing/bib/Ley_25019_energia_solar_y_eolica.pdf
20 A través de la Ley 26.190 que estableció un Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica.

de la energía eólica. Para mejorar la seguridad del inversionista y limitar la exposición de los consumidores de energía, España introdujo un techo para el precio así como un mínimo que los generadores podían recibir.

4.1.8 Medición bidireccional

Un mecanismo especialmente orientado a promover la participación de tecnologías de generación distribuida a través de sistemas instalados por los mismos usuarios del sistema eléctrico lo conforman los esquemas de medición bidireccional, que permiten cuantificar y remunerar los excedentes de energía que estos usuarios entregan, conforme a una tarifa preestablecida bajo un modelo que puede ser de medición neta o facturación neta. En el caso de la medición neta, la tarifa de remuneración para dichos excedentes coincide con la tarifa de consumo al usuario, de manera que independiente del consumo y la entrega de energía a la red, la diferencia neta entre estos dos determina el valor a favor o a pagar por parte del usuario. Entre tanto, en el caso de la facturación neta, la tarifa de remuneración de los excedentes difiere de la tarifa de consumo, por lo cual es necesario contabilizar consumo y excedentes independientemente para aplicar las respectivas tarifas a cada cantidad y así determinar el valor a ser facturado o acreditado al usuario a partir de la diferencia entre ambos montos.

Al año 2014, más de 40 países alrededor del mundo han implementado este tipo de instrumento, entre los que se incluyen Canadá, Chile, Japón, India, Estados Unidos, México, Brasil, Italia y el Reino Unido (REN21, 2014), con una amplia variedad de diferentes posibilidades en su aplicación. Tales posibilidades dependen de varios elementos a ser tenidos en cuenta en el diseño del mecanismo como son principalmente la elegibilidad del tipo de usuarios que puede participar del esquema y de las tecnologías que pueden ser usadas, la determinación de las empresas de energía que están obligadas a comprar esa energía, la fijación de los límites máximos que en términos de capacidad instalada o energía inyectada total agregada pueden llegar a ser aceptados bajo el esquema, los límites de tamaño por sistema individual, el período de traslado o validez de los créditos de energía atribuidos a los excedentes y el valor de dichos créditos.

Los Estados Unidos fue el primer país en implementar el mecanismo de medición bidireccional hacia los años 80, no de manera general, sino iniciando por los estados de Minesota y Iowa en el año 1983, seguido de estados como Texas en 1985, Oklahoma en 1988 y Dakota del Norte en 1991 (Stoutenborough & Beverlin, 2008). Posteriormente, con la tendencia de liberación de mercados de la década de los 90, otro gran número de estados pasó a implementar el mecanismo y en 1998 se llegó a contar con 22 estados con programas de medición bidireccional (Wan & Green, 1998). Para 2011, 46 estados más los distritos de Columbia (Washington, DC), Guam, las Islas Marianas del Norte, Puerto Rico y las Islas Vírgenes habían implementado los mecanismos de medición bidireccional (DSIRE, 2013).

Es de notar que hoy en día en la experiencia internacional se encuentran ciertos mecanismos que pueden ser considerados como una especie de combinación entre los esquemas de medición bidireccional y los FITs, como sucede por ejemplo en el caso de los llamados "premium excess" utilizados en Australia y Japón bajo mecanismos conocidos como "net feed-in tariffs" o tarifas garantizadas netas.

Entre tanto, algunas políticas de medición y facturación netas implementadas en el Caribe son similares a las de Estados Unidos, mientras que algunos otros esquemas como el de la isla de Granada se asemejan más a los mecanismos de FIT utilizados en Europa. Sin embargo, más que el nombre atribuido al instrumento, es recomendable centrar las consideraciones sobre los beneficios e implicaciones que los elementos que hacen parte del diseño del instrumento implican.

Un término que empieza a ser utilizado en el contexto de las políticas de medición neta es el de los

"prosumidores",[6] manejado por reportes recientes de la Agencia Internacional de Energía (Rickerson et al, 2014), y actualmente se considera que existen tres posibles estrategias para su confrontación, las cuales son presentadas en detalle en el cuadro de texto 4.1.

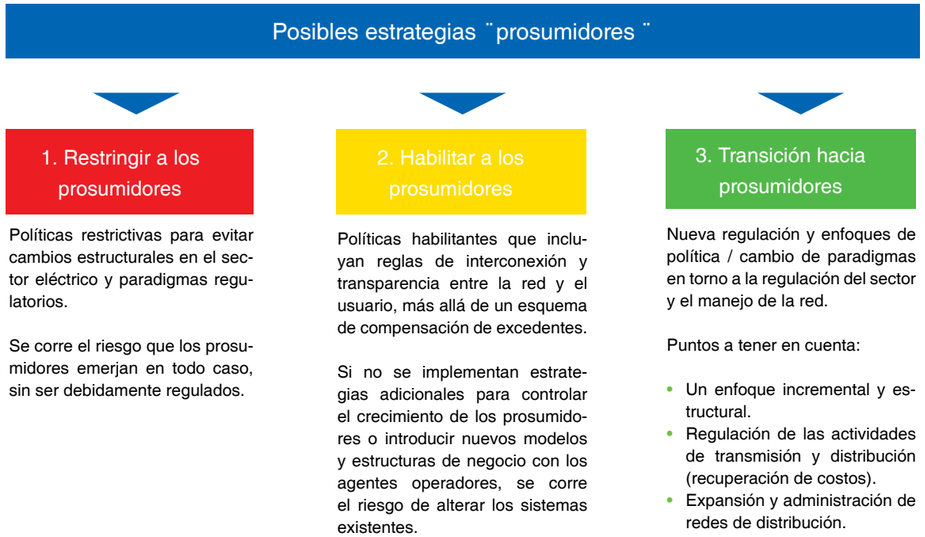


Figura 4.6. Descripción general de estrategias para el diseño de políticas para prosumidores de electricidad.
Fuente: Rickerson et al, 2014.

Cuadro de texto 4.1. Posibles estrategias a ser asumidas frente al desarrollo de los prosumidores.

Restringir a los prosumidores. Los responsables del diseño de políticas, por ejemplo, pueden trabajar activamente para limitar a los prosumidores negándose a implementar políticas de apoyo o a modificar políticas existentes, lo cual crea el riesgo de que tecnologías en rápida evolución como la solar FV emerjan inesperadamente y de forma incontrolable. En el caso de la solar FV, la rápida disminución en los precios de esta tecnología y los avances en las tecnologías de almacenamiento, por ejemplo, han llevado a algunos analistas a concluir que los consumidores podrían "desertar" de la red de electricidad dentro de los próximos 10 a 20 años (Bronski et al, 2014; Future Grid Forum, 2013), mientras que Morgan Stanley, por su parte, concluye que los avances en la reducción de costos de almacenamiento, como lo sería la construcción de una grán fábrica de baterías de ion-litio planeada por Tesla, podría establecer los cimientos para una deserción masiva de la red antes de 2020 (Parkinson, 2014). Más aún, aunque estos pronósticos no se cumplan, los prosumidores pueden surgir de otras formas inesperadas, como se viene presentando en el caso de países como Alemania y España, en los que tras un crecimiento exponencial en la instalación de sistemas solar FV experimentado en los últimos 15 años, ahora, en respuesta a las medidas que allí se vienen implementando para limitar el número de nuevos sistemas a través del uso de nuevos cargos e impuestos, algunos usuarios han empezado a responder con la instalación de sistemas que no registran ante las compañías eléctricas[22]. Siendo así, aunque varios gobiernos han buscado estrategias restrictivas, estos se encuentran bajo presión como resultado de la caída de los costos de la energía renovable y la creatividad de los consumidores individuales.

21 Término en adelante utilizado para referirse a consumidores de electricidad que también producen su propia energía.
22 Esto, teniendo en cuenta que países como Alemania requieren que los sistemas solar FV sean registrados.

Continuación Cuadro de texto 4.1. Posibles estrategias a ser asumidas frente al desarrollo de los prosumidores.

Habilitar a los prosumidores. Habilitar a los prosumidores implica poner en marcha políticas de apoyo que ayuden a impulsar el mercado. Estas pueden incluir, por ejemplo, leyes que permitan la interconexión así como la alimentación de excedentes a la red, programas que reduzcan los costos blandos simplificando los procesos administrativos, leyes que gobiernen el exceso de generación (por ejemplo la medición neta), y programas de incentivos. En la medida en que el costo de los sistemas solar FV está bajando, la necesidad de incentivos directos parece estar disminuyendo y algunos países están encontrando que los sistemas solar FV podrían ser desarrollados en forma "no-incentivada", siendo importante mencionar que, no obstante, seguirán dependiendo del resto de un marco político facilitador, teniendo en cuenta que los costos nivelados de esta tecnología aún no pueden competir con los costos de generación de fuentes convencionales conectadas al SIN. Por otro lado, el riesgo en habilitar a los prosumidores radica en que su crecimiento puede plantear riesgos para los agentes tradicionales del sector. Por una parte, esta clase de competencia puede ser vista como sana y normal. Por otra parte, los legisladores pueden decidir que las nuevas estrategias regulatorias y políticas pueden necesitar ser desarrolladas en la medida en que los mercados crecen para proteger a los agentes existentes de la industria.

Transición a prosumidores. Bajo una estrategia de transición, los responsables del diseño de política se esfuerzan por apoyar o gestionar el desarrollo de los prosumidores a una gran escala, incorporando nuevos paradigmas regulatorios y políticos para intentar balancear los intereses de mercado de actores existentes de la industria, con las nuevas realidades del negocio introducidas por los prosumidores. Estas estrategias, similares a aquellas que deben ser consideradas para promover la eficiencia energética, pueden ser divididas en dos tipos diferentes de enfoque: incremental y estructural. El enfoque incremental implica ajustes al marco regulatorio vigente y puede incluir, por ejemplo, ajustar las tarifas de electricidad (por ejemplo, introduciendo cargos fijos más altos), introducir nuevos mecanismos de mercado (por ejemplo, mercados de capacidad), o alterar la forma en que los operadores del mercado son compensados para que sean indiferentes al desarrollo de los prosumidores (por ejemplo, a través del desacoplamiento de los ingresos). Es importante mencionar que algunos enfoques incrementales sirven actualmente para hacer retroceder la competitividad de los prosumidores y pueden por tanto ser pensados como un tipo de política restrictiva (dependiendo de cómo se diseñen). Por otro lado, los enfoques estructurales implican cambios fundamentales a los modelos vigentes regulatorios y de negocios de las empresas energéticas. Estos enfoques son consistentes con las discusiones sobre la "empresa energética del futuro" que están siendo sostenidas en múltiples partes del mundo (Fox-Penner, 2010; Newcomb, et al, 2013). En este frente, aunque algunos países y jurisdicciones específicas están explorando nuevos enfoques estructurales a estrategias de transición hacia los prosumidores, no existen hojas de ruta para definir tales estrategias. No obstante, es muy probable que estas se empiecen a crear durante los próximos años en la medida en que países como el Reino Unido y el estado de Nueva York continúen con sus esfuerzos por actualizar las regulaciones de sus empresas de energía para adaptarse a un cambiante panorama (Malkin & Centolella, 2013; New York State Department of Public Service, 2014).

4.1.9. Instrumentos operativos

Otro tipo de instrumentos, utilizados generalmente en combinación con otros anteriormente tratados como los FIT, consisten en asegurar la prioridad en el despacho de las FNCER, lo cual provee seguridad a los inversionistas en cuanto a su remuneración, siempre y cuando haya energía disponible y que se pueda inyectar a la red. Dado que el costo marginal de las energías renovables es muy bajo, este incentivo puede parecer superfluo, pero hay circunstancias bajo las cuales esta garantía puede ser valiosa, en especial cuando las FNCER compiten con otras fuentes, por ejemplo en horas de baja carga.

4.1.10 Instrumentos fiscales

Por otro lado, en adición a instrumentos regulatorios de mercado como los presentados anteriormente, en la práctica internacional se ha difundido igualmente el uso de incentivos fiscales y financieros, de los que se puede decir que son hoy en día los más generalizados para promover las energías renovables. Estos suelen consistir principalmente de:

- Exenciones o reducciones a los impuestos de renta, IVA y aranceles: beneficios tributarios implementados en mayor o menor nivel en más de 90 países alrededor del mundo, entre los que se incluyen, por mencionar algunos, Perú, Ecuador, Brasil, Chile, Argentina, Estados Unidos, China y gran parte de la Comunidad Europea (REN21, 2014). Una ventaja de estos incentivos radica en que pueden ser aplicados tanto a empresas generadoras de energía con proyectos de mediana y gran escala, como a personas naturales o pequeñas empresas que desarrollen proyectos como sistemas solar FV.
- Créditos fiscales: créditos implementados por gobiernos en cerca de 40 países alrededor del mundo, entre los que se cuentan por ejemplo Brasil, Argentina, México, Estados Unidos, China y parte de la Comunidad Europea (REN21, 2014). Estos consisten en créditos que reducen los impuestos de renta de empresas de energía renovable, como suele hacerse en algunos estados de los Estados Unidos, con base en su producción ("Production Tax Credit") o de acuerdo con sus inversiones en dichos proyectos ("Investment Tax Credit"). También se pueden aplicar este tipo de créditos sobre la base de reducciones en emisiones de GEI.
- Subsidios, préstamos o inversiones directas del estado: mecanismos utilizados en diferente medida por cerca de 70 países alrededor del mundo (REN21, 2014), a través de los cuales el Gobierno invierte dineros públicos bien sea para facilitar o concretamente para desarrollar proyectos cuyos beneficios se han de ver reflejados sobre toda la sociedad.

Finalmente, a la hora de diseñar e implementar este tipo de instrumentos basados en la experiencia internacional, es necesario tener en cuenta que no basta, por ejemplo, con definir FITs e incentivos fiscales a la inversión o la producción misma de la energía, o determinar cuotas para energías renovables nada más, pues también es necesario asegurar que los costos asociados a la aplicación de estos instrumentos se puedan recuperar por una parte, y por otra se traduzcan en beneficios económicos que justifican tal inversión por parte del Estado, los usuarios o los contribuyentes.

En lo que a la recuperación de costos se refiere, esta podría lograrse de manera más eficaz mediante el traslado de estos a las tarifas al usuario (lo que se conoce en inglés como un *pass-through*). Sin embargo, esto generalmente lleva a incrementos tarifarios que si el Gobierno quiere evitar es necesario hacerlo a través de transferencias para subsidiar el costo de las energías renovables. Por ejemplo, en Brasil, Nicaragua y Turquía se pueden pasar a las tarifas los costos de compra incrementales asociados con energía renovable, mientras que en Indonesia, India y Sri Lanka hay transferencias fiscales para cubrirlos (Elizondo & Barroso, 2011).

Por otro lado, es importante tener en cuenta casos en los que las consecuencias financieras del agresivo fomento a la energía renovable han sido negativas, como ha sido el de países en Europa, especialmente de España y Alemania. Tal como se explica en una publicación de The Economist (2013), la penetración de energía renovable subsidiada, además de incrementar las tarifas a los usuarios, ha tenido efectos de reducción en la capitalización de las grandes empresas de energía, que no han sido las más asiduas a invertir en ese tipo de proyectos, afectando sus utilidades. Lo anterior debe ser considerado tanto por las autoridades que definen las políticas de promoción de las FNCER como por las empresas generadoras, ya que resulta deseable mantener un ambiente sano, competitivo y balanceado, en el sentido en que un sistema que va logrando una penetración incremental de renovables no convencionales requiere igualmente mantener un sector de generación convencional sólido que le brinde estabilidad.

4.2 Instrumentos para el caso de Colombia

4.2.1 De Instrumentos de la Ley 1715

Hasta el año 2014, en Colombia no se habían implementado mecanismos de apoyo explícito a las FNCER, conforme lo demuestran algunas de las barreras presentadas en el capítulo 3. Sin embargo, con la expedición de la Ley 1715 de 2014, se han establecido instrumentos importantes de apoyo al desarrollo de las FNCER como son los siguientes:

- Art. 8: la posibilidad a autogeneradores para entregar excedentes a la red y su reconocimiento como créditos de energía (medición bidireccional) para el caso de proyectos de pequeña escala que generen con FNCER, así como el reconocimiento de beneficios proporcionados por la generación distribuida y lineamientos para su remuneración;
- Art. 10: la creación de un Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (el FENOGE), destinado a financiar programas y proyectos en dichas áreas a partir de recursos aportados por la Nación, entidades públicas o privadas, y organismos de carácter multilateral e internacional;
- Art. 11 a 14: la disposición de cuatro incentivos fiscales explícitos: (a) posibilidad de deducir de la renta gravable hasta el 50% de la inversión en proyectos con FNCER, hasta por 5 años (Art. 11), (b) exclusión del IVA (Art. 12), (c) exención arancelaria (Art. 13), y (d) depreciación acelerada (Art. 14);
- Art 15 a 23: apoyos generales para la biomasa, la energía eólica, la geotermia, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la energía de los mares y más detallados para la energía solar.

4.2.2 Instrumentos adicionales a los de la Ley 1715

A partir de estos instrumentos, que intencionalmente guardan la precaución de no alterar los mecanismos competitivos de mercado existentes hoy en día a la luz de las leyes 142 y 143 de 1994, se plantea ahora identificar cómo los instrumentos reseñados a nivel internacional pueden en parte ser utilizados como base para la reglamentación de los anteriores y cuáles aportan alternativas convenientes a ser consideradas en el desarrollo en próximas etapas evolutivas del mercado, en congruencia con las bases establecidas por la nueva ley.

Instrumentos para la reducción de emisiones

Para ello se empieza por considerar los impuestos o topes a las emisiones utilizados en un número creciente de países como instrumento indirecto para el desarrollo de las FNCER. A pesar de poder ser considerados como económicamente eficientes, deben ponerse en consideración las limitaciones asociadas a este tipo de instrumentos. Por una parte, a pesar de tratarse de un mecanismo de implementación relativamente fácil, los impuestos son un instrumento impopular y difícil de llevar a la práctica dada la incertidumbre anotada en cuanto a su nivel óptimo. Por otra parte, un mecanismo de “cap and trade”, en el cual se transan permisos para emitir carbono no resulta fácilmente realizable en un país como Colombia en donde las emisiones asociadas con el sector eléctrico son de por sí relativamente modestas y los agentes emisores son pocos. Sin embargo, por otro lado, la adopción de un impuesto o de un tope al carbono emitido podría resultar más conducente y beneficioso, no en el caso del sector eléctrico sino en otros sectores como el automotor o la industria, que contribuyen con los mayores aportes al inventario de emisiones nacionales, tratándose de nichos donde FNCER, como la biomasa y la energía eléctrica renovable podrían abrirse espacios de penetración sustituyendo el consumo de combustibles fósiles como los derivados del petróleo, el carbón y el gas natural.

Feed-In Tariff

Por otro lado, la consideración de las llamadas tarifas garantizadas o FITs en Colombia, basada en la experiencia internacional, a través del establecimiento de una o diversas tarifas para FNCER administradas por la autoridad regulatoria, da lugar a pensar en la posibilidad de producir aumentos indeseables en los costos finales al consumidor, además de introducir una distorsión en el mercado que hasta ahora ha respondido a incentivos económicos cuantificables por parte de la oferta. Sin embargo, reconociendo que este ha sido un mecanismo altamente eficaz para desarrollar las energías renovables a nivel mundial, posiblemente sí podrían explorarse mecanismos de subasta combinadas con FITs similares a las realizadas en Brasil, en las que se establezcan tanto un nivel predeterminado de energía renovable deseado para ser integrado al sistema interconectado, y una tarifa de remuneración garantizada máxima que se estaría dispuesto a pagar, a fin de que por medios competitivos la tarifa adjudicada termine siendo menor. Sin embargo, un inconveniente asociado a tal mecanismo radica en la imposibilidad del Estado para establecer acuerdos de compra de esa energía por 15 o 20 años, lo cual lleva por el momento a considerar esta opción como una medida que tiene que ser madurada en conjunto con otras, como se presentará más adelante en que se involucran el concepto de complementariedad y las actuales subastas de CxC.

Mecanismos de cuotas

En lo que a los mecanismos de cuotas o RPS se refiere, si bien los antecedentes del caso de Chile para el uso de este enfoque parecen sensatos dada una matriz eléctrica dependiente en más de un 60% en combustibles fósiles (Bloomberg, 2013), en el caso de Colombia, de pensarse en implementar un esquema tal, posiblemente complementado con un mecanismo de mercado como los RECs, el mercado colombiano resulta demasiado pequeño para un instrumento de este tipo, al menos en el corto plazo. Por otra parte, el establecimiento de cuotas o metas de obligatorio cumplimiento en lo que a la participación de tecnologías específicas se refiere, podría interpretarse como improcedente ante los principios de prevalencia de mercado en los servicios públicos domiciliarios de energía y eficiencia económica en el régimen tarifario, establecidos por las leyes 142 y 143 de 1994.

Certificados de energía renovable

Por otra parte, la experiencia internacional ha mostrado que los generadores de energías renovables bajo esquemas regidos por RECs, que deben generar sus ingresos a partir de la venta de la electricidad y de los RECs, dirigidos a diferentes compradores, conlleva el riesgo de elevar sus costos financieros (Baratoff, et al, 2007; European Commission, 2005; DB Climate Change Advisors, 2009). Por lo tanto, en el caso de Colombia, no resulta recomendable adoptar un mecanismo de RECs a corto plazo, teniendo en cuenta que en este sentido el modelo ha probado ser menos efectivo y más costoso que otros modelos alternativos como el de subastas. Adicionalmente, vale la pena mencionar que, según se nota igualmente en la experiencia internacional, los mecanismos de mitigación del riesgo que han sido introducidos recientemente en algunos mercados de REC, como es el caso de Bélgica con la utilización de contratos de largo plazo para precios fijos de los certificados (Bird, et al, 2011), toman una forma similar a la de esquemas con incentivos sobre el mercado mayorista.

Contratos por diferencias

En cuanto a los contratos por diferencias, estos son considerados como un instrumento efectivo para la promoción de las FNCER, en la medida en que la garantía de pago que representan fomenta la seguridad del inversionista, y permite aceptar tasas de retorno razonables sobre sus inversiones y el acceso a capital de bajo costo, con lo cual la participación de los generadores en el mercado mayorista incrementa la integración de estas fuentes en el mercado (Couture & Gagnon, 2010) haciendo de este un mercado competitivo. Sin embargo, un inconveniente lo representa la carga de este me-

canismo sobre los pequeños desarrolladores que deben incurrir en altos costos de transacción para procurar la venta de su energía en el mercado (Couture & Gagnon, 2010; Toke, 2012). Al mismo tiempo, al no presentarse una garantía de compra (como sí es la práctica en el caso de los FITs) los desarrolladores de proyectos y los inversionistas se ven expuestos a que su energía no sea comprada, y al mismo tiempo, el manejo de supuestos de largo plazo para el establecimiento de los precios de ejercicio crea la probabilidad de sobre o subcompensar al generador, corriéndose el riesgo de otorgar beneficios extraordinarios u ocasionar que la capacidad de expansión de las FNCER sea precaria. Por lo tanto, tampoco se recomienda que Colombia adopte la estructura de CFD en este momento, teniendo presente que estos modelos son generalmente más complejos y menos probados que modelos alternativos, pero sí se aconseja monitorear el progreso de este tipo de modelo en otros países para determinar si su implementación en el futuro pudiera ser beneficiosa.

Incentivos por encima del precio de mercado

De forma similar a los otros instrumentos considerados, el enfoque en incentivos adicionales al precio del mercado mayorista apoya a los generadores de energía renovable, pero no los restringe de participar en el mercado de electricidad mayorista, permitiéndoles al mismo tiempo responder a las señales del mercado. Este enfoque resulta ser consistente con el "cargo por confiabilidad" que los generadores convencionales reciben en Colombia por acordar la provisión de electricidad durante períodos de escasez y/o cuando los precios de la electricidad se disparan. Al mismo tiempo, hay que considerar que los incentivos adicionales al mercado mayorista pueden exacerbar alzas en el precio de dicho mercado, ante lo cual, para efectos de mitigar este riesgo, los techos de los precios pueden fijarse de manera similar al enfoque adoptado por España.

En el caso colombiano, se identifica entonces la oportunidad de que este mecanismo pudiera ser un incentivo homólogo o similar al existente de pago de cargo por confiabilidad que está disponible principalmente para los generadores convencionales entendidos como grandes hidroeléctricas y plantas térmicas que pueden ofrecer firmeza.

En términos del nivel del incentivo que pudiera ser implementado, se recomendaría que Colombia adoptase uno de pago neutro en tecnología, que refleje el valor que la energía renovable provee a la red, tomando en cuenta para tal valoración los siguientes beneficios (Hansen, Lacy, & Glick, 2013):

- Pérdidas evitadas: aunque algunos generadores de energía renovable pueden estar lejos de las cargas (como es el caso de la energía eólica en La Guajira), muchos generadores están de hecho ubicados cerca de las mismas (por ejemplo en el caso de la solar FV en techos o la cogeneración con biomasa en la industria). La naturaleza distribuida de estas FNCER permite evitar las pérdidas asociadas a los sistemas de transmisión y parte de los sistemas de distribución, lo que puede tener un valor de hasta 0,04 USD/kWh (o poco más de 0,01 USD/kWh para el caso de la zona centro del país). Sin embargo, cabe notar que esto no aplicaría a todos los proyectos con FNCER.
- Capacidad de generación evitada: la energía renovable puede evitar o diferir la necesidad de capacidad de generación adicional, dependiendo del sistema y del grado en el que los aportes de la generación de energía renovable pueden ser considerados confiables. En este sentido, la capacidad de generación evitada puede ser valorada en 0,01 USD/kWh o aún más, dependiendo del mercado. Dicha valoración también se somete a la posibilidad de valorar potencia y energía de manera diferenciada en el mercado (o al menos en los cálculos de planeación formales).
- Capacidad de transmisión y distribución (T&D) evitada: aunque algunas FNCER pueden requerir la construcción de nueva infraestructura de transmisión (como es el caso de la energía eólica en La Guajira), la energía renovable distribuida puede también evitar o diferir la necesidad de desarrollar nuevas redes al generar energía cerca de las cargas. El ejemplo más extremo de esto puede apreciarse en las Zonas no interconectadas donde la energía renovable puede ser una alternativa de bajo costo en comparación con extensiones del sistema interconectado. El valor de aplazamiento de T&D puede depender de variables como el crecimiento proyectado de la demanda, las características específicas de la ubicación (por ejemplo, edad y tamaño de la red), y la cantidad de tiempo que la inversión de T&D puede ser aplazada. Dicho valor se calcula que puede variar desde 0,005 USD/kWh en adelante.
- Cobertura de riesgo: los participantes del mercado generalmente pueden comprar coberturas financieras que absorben el riesgo de incrementos en los precios de combustibles por encima de cierto nivel, a través del pago de una prima. Dado que la generación de energías renovables como la eólica, la solar o la geotérmica no se relaciona con los precios de los combustibles fósiles, estas pueden servir como sistemas de cobertura contra tal riesgo. En otros estudios, este valor ha sido estimado en el orden de 0,01 USD/kWh o más.

Para determinar el pago apropiado que pudiera ser implementado en el caso colombiano hace falta realizar estudios y análisis, que permitan valorar estos beneficios más en detalle. Una vez determinado, el país podría adoptar la de un incentivo tal, aplicable a todos los generadores con FNCER, de forma similar a como Estados Unidos aplica sus créditos fiscales de producción.[23]

Medición bidireccional

Finalmente, en lo que al instrumento de medición bidireccional se refiere, la Ley 1715 de 2014 establece en su artículo 8 que:

> *Para el caso de los autogeneradores a pequeña escala que utilicen FNCER, los excedentes que entreguen a la red de distribución se reconocerán, mediante un esquema de medición bidireccional, como créditos de energía, según las normas que la CREG defina para tal fin, las cuales se fundamentarán en los criterios establecidos en las Leyes 142 y 143 de 1994 para definir el régimen tarifario, específicamente, el criterio de suficiencia financiera.*

Adicionalmente en el artículo 19 se indica que:

> *El Gobierno Nacional a través del Ministerio de Minas y Energía considerará esquemas de medición para todas aquellas edificaciones oficiales o privadas, industrias, comercios y residencias que utilicen fuentes de generación solar. El esquema de medición contemplará la posibilidad de la medición en doble vía (medición neta), de forma que se habilite un esquema de autogeneración para dichas instalaciones.*

De esta manera, habiendo sido este instrumento adoptado por la ley, ahora tendrá que ser reglamentado, para lo cual a continuación se plantean experiencias y antecedentes para ser tenidos en cuenta.

Para efectos de la implementación de un sistema de medición bidireccional en Colombia, se considera apropiado considerar la experiencia de México que, a partir del año 2008, en línea con la "Ley

23 Usando tales créditos de Estados Unidos como referencia, la visión de las consultorías internacionales contratadas por este proyecto consideran que un pago conservador a ser implementado como punto de partida en Colombia podría estar en el orden de 0,02 USD/kWh.

para el aprovechamiento de las energías renovables" promulgada ese año, cuenta con un esquema de medición neta que inició siendo aplicado a sistemas solar FV residenciales y posteriormente, en 2010, fue ampliado por la CFE (Comisión Federal de Energía de México) para permitir su acceso no solo a usuarios residenciales sino comerciales e industriales, e igualmente pasó a incluir otras fuentes de generación renovables y sistemas de cogeneración (ZERO, Energyon, 2014). El tipo de esquema implementado por México permite que cualquier autoproductor de electricidad fotovoltaica se conecte a la red nacional y realice "intercambios" de electricidad a través de contratos de conexión basados en esquemas de créditos validos por 12 meses. Este tipo de esquema básicamente permite (para efectos prácticos) que el usuario utilice la red como una especie de batería para "almacenar" la energía que se produce en momentos en los que esta no puede ser utilizada para autoconsumo, por un periodo de hasta 12 meses, después de los cuales, si los créditos no se utilizan a modo de consumo, pierden su validez. Al año 2014, dicho esquema diferencia tres tipos de sistemas que pueden acceder a los contratos mencionados, que son los siguientes:

- *Sistemas de pequeña escala*: que pueden corresponder a sistemas residenciales de capacidad máxima instalada no superior a 10 KW o a pequeños negocios y empresas con capacidad máxima instalada de 30 KW de potencia.
- *Sistemas de mediana escala*: que no han de exceder capacidades instaladas máximas de 500 kW, correspondiendo principalmente al caso de industrias y grandes comercios.
- *Sistemas de generación comunitaria* (modalidad incluida en 2012): que corresponden a sistemas colectivos (comunes a varias personas) cuyo límite de capacidad máxima instalada está dado por el producto de las capacidades de 10 kW para residencial o 30 kW para comercial, multiplicados por el número de clientes o usuarios finales adscritos en el contrato.

Por otra parte, también están los casos de países como Brasil y Chile que implementaron esquemas de medición y facturación neta, respectivamente en los años 2012 y 2014.

En el caso de Brasil, desde el establecimiento de la Resolución Normativa Nº 482 de abril de 2012, que establece las condiciones generales de acceso a redes por parte de mini y microgeneradores distribuidos (ANEEL, 2012), dicho país cuenta con lo que puede ser catalogado como un esquema de medición neta aplicable a pequeños autogeneradores distribuidos. Para tales efectos, la reglamentación brasilera clasifica como microgeneradores a aquellos cuya capacidad no excede los 100 kW de potencia y minigeneradores a aquellos cuya capacidad instalada se encuentra entre 100 kW y 1 MW, y favorece solo a aquellos generadores que utilicen como fuentes la solar, la eólica, la biomasa, la hidroenergía o que desarrollen esquemas de cogeneración dentro de tales escalas.

En el caso de Chile, en febrero del año 2012 ese país promulgó la Ley 20571 a través de la cual se determinó que se regularía el pago de las tarifas eléctricas para generadores residenciales a través del establecimiento de un esquema que acreditaría el valor de los excedentes inyectados "al precio que los concesionarios de servicio público de distribución traspasan a sus clientes regulados" (Ministerio de Energía de Chile, 2012). Dicho esquema ,establecido en 2012, tomó algo más de dos años y medio en ser reglamentado, siendo expedido en septiembre de 2014 el reglamento oficial que ahora permite su aplicación (Ministerio de Energía de Chile, 2014). Para efectos prácticos, el reglamento emitido corresponde a lo que puede ser referido como un esquema de facturación neta, mediante el cual le es reconocido al usuario que inyecta excedentes a la red, el precio nodal (esquema de precios diferente al usado en Colombia) que corresponda según su ubicación (un precio que, se puede interpretar, sería equivalente al precio de generación más transmisión hasta un determinado nodo) más un crédito adicional a ser determinado con base en "las menores pérdidas eléctricas percibidas por la empresa distribuidora asociada a las inyecciones de energía efectuadas" por el usuario (Ministerio de Energía de Chile, 2012). Es importante notar adicionalmente que, para el caso de esta reglamentación, solo pueden acceder al esquema de remuneración de excedentes aquellos sistemas de generación distribuida que utilicen medios renovables no convencionales o correspondan a instalaciones de cogeneración eficiente y que cuenten con capacidades que no excedan una potencia máxima de 100 kW.

En el diseño del esquema de medición bidireccional y valoración de créditos para excedentes procedentes de autogeneración a pequeña escala con FNCER, conforme las recomendaciones de expertos internacionales, para el caso de Colombia se plantea tener en cuenta algunos factores determinantes como son los que se muestran en la tabla 4.1. Tales elementos corresponden a los típicamente considerados cuando se implementa un programa de medición bidireccional. Para cada elemento, se mencionan mejores y peores prácticas, basadas principalmente en la experiencia de los Estados Unidos, definiéndose "mejores" como las prácticas que más efectivamente han apoyado el desarrollo de sistemas de generación distribuida a partir de energías renovables, mientras que por "peores" se entienden aquellas prácticas que han tendido a limitar o restringir el desarrollo de tales sistemas. La tercera columna intenta alinear estas consideraciones de diseño con la Ley 1715.

Es importante notar que aunque la Ley 1715 da cabida a adoptar las mejores prácticas internacionales, en la mayoría de los casos los detalles de diseño no han sido incluidos en la Ley, con lo cual los lineamientos de política expedidos por el MME y la reglamentación de la CREG juegan un papel fundamental en la determinación de qué tan efectivo podrá llegar a ser el esquema.

Tabla 4.1. Práctica internacional en el diseño de esquemas de medición bidireccional, y consideraciones frente a la Ley 1715.

Elemento de diseño	Mejores prácticas	Peores prácticas	Consideraciones Ley 1715
Elegibilidad del usuario que accede al esquema	No hay restricción de sectores (por ejemplo, sectores comercial, residencial, industrial, y edificios públicos son todos elegibles)	Solo residencial	No se establecen restricciones en la ley
Elegibilidad de la tecnología	Solar, eólica, y un amplio rango de tecnologías de cero emisiones	Solar y eólica son excluidas	Biomasa, pequeñas centrales hidroeléctricas, eólica, geotérmica, solar, energía marina
Empresas de energía obligadas	Todas las empresas y/o los operadores de los sistemas de distribución	Solo algunas empresas (ej.: las que tienen 100% capital privado o en inglés: investor-owned utilities, IOUs)	No se especifica qué tipo de empresas están obligadas a reconocer los créditos
Límites globales del programa	Sin límites	Menos del 0,1% de la demanda pico del sistema	No se especifican límites
Límites de tamaño por sistema	Límites por encima de 2 MW y posiblemente ligados a un porcentaje de la carga local	< 20 kW	No se ha establecido un límite de tamaño; la UPME determinará el umbral entre pequeña y gran escala
Renovación/traslado del saldo del crédito	Renovación indefinida, o un año (caso de México)	No se permite renovación; el exceso de energía es donado a la empresa de energía al final de cada mes	No se especifica. Importante notar que la ley habilita a los autogeneradores a vender estos créditos de energía
Valor del crédito	Tarifa al consumidor o por encima	Costo evitado	Tarifa al consumidor (medición neta en lugar de facturación neta)

Fuente: elaboración propia.

Es importante mencionar que los esquemas de medición neta, entendidos como esquemas que acreditan al excedente de energía entregado a la red la totalidad de la tarifa minorista (tarifa al usuario), pueden elevar inquietudes entre los agentes del sector eléctrico por varias razones, las cuales se discuten en el cuadro de texto 4.2. Existe un rango de estrategias regulatorias y de diseño tarifario que pueden ser empleadas para reducir o mitigar estas preocupaciones, como lo son el desacoplamiento, el uso de incentivos para los accionistas, o un diseño tarifario basado en el desempeño (Rickerson,

Cuadro de texto 4.2. Preocupaciones potenciales con el otorgamiento de crédito para generación en exceso a nivel minorista.

Erosión del ingreso. A los consumidores de electricidad al por menor usualmente se les cobra por el servicio de transmisión y distribución (T&D) basándose principalmente en la cantidad usada (por ejemplo, a través de cargas volumétricas), con relativamente pocos cargos fijos mensuales (si es que los hay). Los operadores de red típicamente recuperan la mayor parte de sus costos fijos de T&D a través de cargos volumétricos. La rentabilidad de los dueños de la infraestructura de la red depende del volumen de ventas y por tanto los dueños de la red tienen un gran incentivo financiero en desestimular los esfuerzos para reducir el consumo de la autogeneración. Esta misma dinámica ocurre con otros esfuerzos para reducir el uso de energía, por ejemplo en materia de la eficiencia energética y la conservación de la energía. Es poco probable que la escala de autogeneración y eficiencia energética pueda significativamente erosionar los ingresos de los dueños de los sistemas en el corto plazo. Sin embargo, de considerar que la erosión del ingreso pudiera llegar a ser significativa, los responsables del diseño de políticas tendrían que sopesar el "interés público" de la eficiencia energética y la autogeneración como se establece en la Ley, en contra de intereses corporativos de actores de la industria, así como considerar si es necesario interrumpir la expansión de la autogeneración o adoptar el uso de políticas alternativas y nuevos modelos regulatorios.

Transferencia de costos. Las reducciones en ventas de electricidad al por menor aminoran las ganancias del operador del sistema en el corto plazo. En el largo plazo, sin embargo, el propietario del sistema podría subir sus precios al nivel necesario para recuperar sus costos fijos, que se distribuirían en volúmenes más pequeños de ventas. De todo seguir igual, esto podría incrementar el costo de la electricidad al por menor para los consumidores. Al mismo tiempo, sin embargo, la autogeneración disminuye los costos a cargo de los proveedores del servicio eléctrico, al reducir los gastos de combustible y operación, así como al diferir la necesidad de nueva infraestructura para T&D. En qué medida los autogeneradores podrían o no liderar un aumento o descenso neto en las tarifas de electricidad al por menor, depende de la magnitud de los costos evitados relativos a la magnitud de la erosión al ingreso causada por la reducción en ventas. Una significativa incertidumbre rodea la pregunta de si las tarifas podrían en últimas crecer o bajar con una expansión de los autogeneradores. Remunerar a los autogeneradores a la tarifa minorista podría representar un costo para los contribuyentes o un subsidio para otros contribuyentes que consumen energía. En un reporte del US National Renewable Energy Laboratory -NREL- y el Regulatory Assistance Project recientemente se concluye que: "Dependiendo del sistema de la empresa de energía y las características propias de cada cliente, el cliente puede ser sobrecompensado o subcompensado por el valor neto (costo y beneficios) que le suministra al sistema. Esto quiere decir que el consumidor de medición neta es o bien subsidiado por otro cliente o subsidia a otros clientes (Bird, et al, 2013)".

También debe mencionarse que la dinámica del "costo de transferencia" puede ser sobredimensionada por los operadores de distribución. El efecto del autoconsumo podría impactar negativamente a los accionistas del operador de la distribución más significativamente que a los consumidores. Un análisis reciente de Lawrence Berkeley National Laboratory utiliza un modelo financiero de empresa de energía para determinar que el impacto de la transferencia del costo real es comparativamente menor, aun bajo altas tasas de penetración de sistemas solar FV.

et al, 2014; SEPA, 2013). Alternativamente, los sistemas de medición bidireccional podrían ser configurados de forma que el 100% de la energía sea vendida a la red y 100% de la energía consumida sea comprada a la red. Si el precio de reconocimiento de los excedentes es fijado a la tarifa minorista (o por encima), el autogenerador podría ser indiferente a uno u otro caso, pero el escenario de 100% compra podría reducir las preocupaciones de erosión del ingreso para el operador de la red. En otras palabras, la autogeneración de energía renovable podría no reducir la cantidad de energía comprada de la red.

4.2.3 Especificidades del caso colombiano

Complementariedad y ENFICC

En el caso de FNCER como la eólica, la solar y determinados tipos de biomasa, resulta relevante observar cómo la disponibilidad de estos recursos a través del año presentan comportamientos en cierta medida inversos a la del recurso hídrico de los embalses. En otras palabras, es común que ante períodos de baja hidrología que se caracterizan por la ausencia de lluvias y bajos índices de nubosidad, se presenten mayores niveles de irradiación solar, y se maximice la cosecha de cultivos como la caña de azúcar.

Si bien tal relación inversa no es perfecta, sí lleva a la evidencia de patrones de complementariedad entre tales FNCER y la fuente convencional predominante en el sistema eléctrico nacional, que ameritan su valoración.

Tomando como ejemplo ilustrativo el caso de la energía eólica, el análisis de algunas series históricas compartidas por agentes que poseen esta información y de algunas simulaciones realizadas con series sintéticas para el caso del recurso de La Guajira y la hidrología agregada del país, la figura 4.6 presenta cómo el mayor potencial de generación eólica se presenta en los meses de verano, especialmente durante los meses de enero a abril. Entre tanto, las figuras 4.7 y 4.8 presentan cómo de año a año la disponibilidad del recurso eólico aumenta en los años en que las hidrologías del sistema son bajas, en tanto que cuando las hidrologías son altas se reduce el potencial de generación eólica. Estas figuras presentan adicionalmente el nivel de ENFICC que conforme la regulación vigente a 2014 sería aplicada a una planta que haga uso de este tipo de recurso.

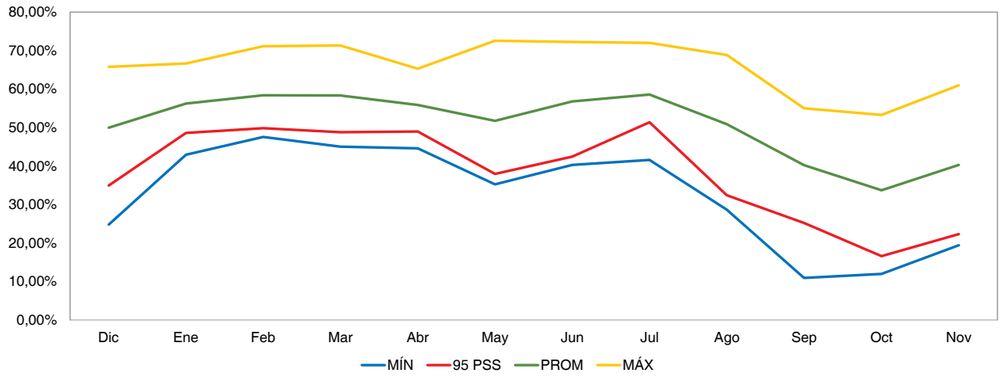


Figura 4.6. Porcentaje de potencia eólica.
Fuente: elaboración propia.

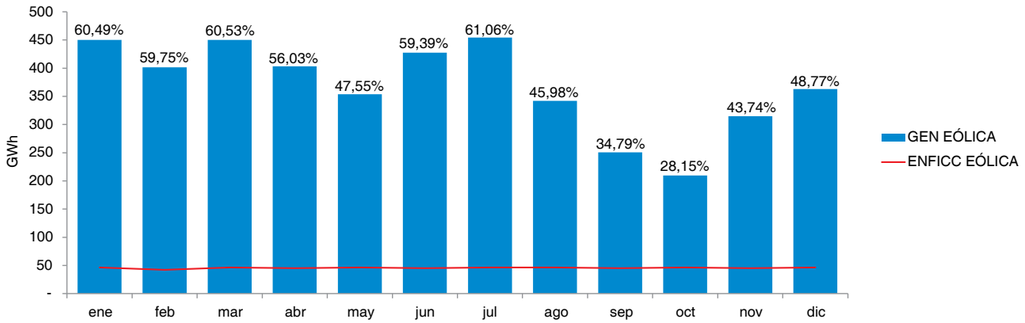


Figura 4.7. Generación eólica de hidrologías bajas.
Fuente: elaboración propia.

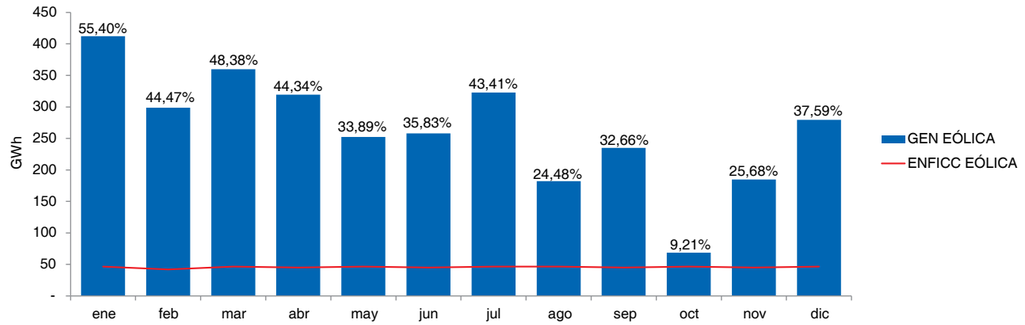


Figura 4.8. Generación eólica de hidrologías altas.
Fuente: elaboración propia.

En el caso colombiano, el esquema del CxC como instrumento utilizado para dar viabilidad a la inversión en proyectos de generación eléctrica considerados como necesarios para dar firmeza al sistema, que garantizan la atención de la demanda bajo condiciones críticas de abastecimiento, ha sido exitoso en promover la expansión de un sistema de generación hidrotérmico convencional con un alto componente hidráulico. Ahora bien, para promover la integración de fuentes renovables variables, como la eólica y la solar para efectos de diversificar la dependencia de fuentes y lograr el beneficio de la complementariedad con estos recursos frente al recurso hídrico, tal instrumento podría seguir siendo utilizado a través de la asignación y remuneración de una Obligación de energía firme -OEF- de acuerdo a su capacidad individual de entregar energía firme al sistema frente a las condiciones críticas de abastecimiento que pueden ser previstas para el sistema eléctrico nacional, la cual debe seguir siendo calaculada dependiendo del tipo de recurso.

Teniendo en cuenta la relevancia que este esquema del CxC representa hoy en día para la toma de decisiones para el desarrollo de nuevos proyectos de generación y por tanto su influencia en el resultado de la canasta energética futura, debe considerarse cómo además de garantizar la firmeza del sistema en términos de seguridad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica a los colombianos, esa canasta debe promover la formación de precios competitivos en el corto y largo plazo bajo cualquier condición hidrológica que se presente en el país.

Luego, la alta composición hidráulica existente actualmente, sumada a la vulnerabilidad del sistema ante la ocurrencia de fenómenos de sequía como El Niño, el hecho que los menores aportes hídricos se obtienen entre los meses de diciembre a abril (meses que la regulación ha establecido como los meses de verano) y que es bajo estas condiciones que los aportes de fuentes variables como la eólica y la solar (de la que aquí no se presenta evidencia) tienden a ser mayores, conducen a concluir que de valorarse y aprovecharse el fenómeno de la complementariedad mediante la promoción de proyectos de generación con dichas fuentes no solo se han de lograr mayores eficiencias en la mezcla de la expansión de generación para obtener esa firmeza sino también en la formación de los precios del mercado en el mediano y largo plazo. Para ello se propone la revisión de la metodología utilizada para determinar la ENFICC asignada a la energía eólica, para empezar, mediante un análisis de carácter estacional, como el que se plantea en el capítulo 6.

Ajustes varios

Por otra parte, uno de los elementos más importantes a ser tenidos en cuenta para lograr la integración de las FNCER a la matriz eléctrica nacional, es el mercado de corto plazo, junto con su actual diseño y estructura que determinan el proceso de despacho central de las plantas y los mecanismos de ajuste bajo los que se rige la comercialización de esta energía. De la forma como se reglamente el despacho de las fuentes variables dependerá el adecuado desempeño del sistema, para lo cual se propone realizar ajustes a las actuales reglas e implementar un mercado intradiario (ajustes a los mecanismos de oferta), como se plantea en el capítulo 5.

Adicionalmente, en línea con los ajustes a ser propuestos en los mecanismos de oferta y despacho de la energía en el mercado, se considera relevante estructurar un mecanismo para manejar la información relacionada con el comportamiento y la disponibilidad de los recursos asociados con las FNCER, especialmente en el caso de la energía eólica, como pilar fundamental en la planeación tanto del mercado, como del sector eléctrico como un todo. En tal sentido, en el capítulo 6 también se presenta una propuesta a este respecto, a través de la cual los agentes compartan la información histórica por ellos obtenida con una entidad oficial como la UPME para efectos del planeamiento de largo plazo y reporten igualmente información en tiempo real y pronósticos con el CND para la operación del despacho.

Otro instrumento considerado esencial para salvaguardar la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico nacional a la vez que se promueve el desarrollo de proyectos con FNCER corresponde al establecimiento, por parte de la autoridad competente, de un compendio de requerimientos técnicos que deben ser cumplidos por cualquier proyecto interconectado al SIN, bajo las condiciones particulares de tecnologías como son la eólica y la solar FV. En esta medida se han de garantizar al menos las exigencias de voltaje y frecuencia que para el caso de la energía eólica son presentados igualmente en el capítulo 6.

Mecanismos de financiación

En lo que a mecanismos de financiación se refiere, la Ley 1715 de 2014 en su artículo 10 establece la creación de un Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía –FENOGE–, para financiar programas de FNCE y gestión eficiente de la energía, cuyos recursos podrán ser aportados por la Nación, entidades públicas o privadas, así como por organismos de carácter multilateral e internacional. De esta manera, un instrumento que depende de su estructuración y reglamentación por parte del MME podrá contribuir de manera importante en la viabilidad de proyectos con FNCER que le representen claros beneficios al país.

Entre tanto, en Colombia ya existen algunos mecanismos de financiamiento nacional e internacional a los que algunos proyectos e iniciativas nacientes pueden llegar a tener acceso, lo cual hace relevante que estos sean ampliamente divulgados para conocimiento de los agentes interesados a fin de evaluar si sus proyectos cumplen con las características necesarias para acceder a esas fuentes de financiación. A continuación, se presentan cuáles son estos fondos, sus requisitos y el tipo de proyectos que pueden acceder a sus recursos.

Fondos estatales

Aunque no se trata de fondos destinados exclusivamente al financiamiento de proyectos con FNCER, según el objeto que cumplan, aquellos proyectos que incorporen el uso de este tipo de fuentes pueden llegar a acceder al FAZNI (Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas), el SGR (Sistema General de Regalías), el FAER (Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas), y eventual y posiblemente al FECF (Fondo Especial Cuota de Fomento), sin contarse el FENOGE que está por ser constituido y reglamentado por el MME.

En términos generales, para acceder a estos fondos de capital, los proyectos aspirantes deben exponer la solución a un problema o necesidad de una comunidad específica en el aprovisionamiento del servicio energético, solución que debe haber sido concertada con la comunidad y cursado tanto un estudio ambiental como un análisis de viabilidad técnica. Si cumple con estas características, el proyecto puede ser presentado ante la instancia correspondiente (según sea el caso) para solicitar su evaluación para acceder al fondo específico que aplique.

Adicionalmente, es necesario que el proyecto cumpla con los siguientes requisitos:

- Debe cumplir con la normatividad vigente.
- Debe permitir el crecimiento y desarrollo de la zona, a través de la ampliación de mercados o el desarrollo de nuevo proyectos.
- Debe tratarse de un proyecto que demuestre ser técnica, ambiental, financiera, social y económicamente viable.
- Debe ser funcional, en el sentido de asegurar la disponibilidad del servicio a los usuarios en forma segura y confiable.
- Debe llegar a desarrollarse de manera efectiva y eficiente de acuerdo al tiempo y los recursos predefinidos para su ejecución.
- Debe permitir que su impacto sea medido, comparando lo planeado contra lo realmente realizado.
- Debe ser el resultado del análisis de diferentes alternativas.
- Debe permitir la adopción o adaptación de nuevas tecnologías.
- Debe permitir que el proyecto pueda ser detenido ante algún evento crítico.

Una vez presentado el proyecto, este es evaluado conforme a los procedimientos de cada fondo por el MME, la UPME, el IPSE o el OCAD (Órganos Colegiados de Administración y Decisión), y en caso de recibir concepto favorable es objeto de la firma de un convenio y la asignación de recursos para la ejecución de las obras, proceso durante el cual es sometido a una labor de seguimiento y control por parte del Estado, a través de interventorías técnicas, administrativas y financieras, e inspecciones de la autoridad ambiental.

A continuación se presenta qué tipo de proyectos pueden ser financiados por cada uno de los fondos antes mencionados, para lo cual debe tenerse en cuenta que proyectos que hagan uso de FNCER solo podrán ser financiados a través de dichos fondos en caso que cumplan adicionalmente con el objeto o propósito establecido por el fondo específico:

El FAZNI. El Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas financia planes, programas y/o proyectos priorizados de inversión para la construcción e instalación de la nueva infraestructura eléctrica y para la reposición o la rehabilitación de la existente, para ampliar la cobertura y mejorar la satisfacción de la demanda de energía en las Zonas no interconectadas. El Decreto 1124 de 2008 es el acto administrativo del MME que reglamenta el FAZNI.

El SGR. El Sistema General de Regalías financia, entre otros, proyectos que involucren la construcción, ampliación, optimización, rehabilitación, montaje, instalación y puesta en funcionamiento de infraestructura eléctrica para generación de energía eléctrica en ZNI, generación de energía eléctrica en el SIN, servicio de alumbrado público, líneas del STR o infraestructura del SDL, subestaciones eléctricas del STR y del SDL, redes de distribución del SDL y normalización de las redes eléctricas de usuarios en barrios subnormales. En el acuerdo 017 de 2013 de la Comisión rectora integrada por el Gobierno Nacional, departamental y municipal, se establecen los requisitos de viabilidad, aprobación, ejecución y requisitos previos al acto administrativo de apertura del proceso de selección, que deben cumplir los proyectos a ser financiados. En materia de proyectos energéticos no eléctricos, el SGR también puede financiar conexiones (acometida y medidor) a usuarios de estratos 1, 2 y 3; distribución, transporte por redes y gasoductos virtuales.

El FAER. El Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas financia planes, programas o proyectos de inversión priorizados para la construcción e instalación de nueva infraestructura eléctrica en las zonas rurales interconectadas, para ampliar la cobertura y mejorar la satisfacción de la demanda de energía. El Decreto 1122 de 2008 del MME es el acto administrativo que reglamenta el FAER. Debe tenerse en cuenta que no se financian bajo el FAER la compra de predios, requerimientos de servidumbres o planes de mitigación ambiental.

El FECF. El Fondo Especial Cuota de Fomento -FECF- financia proyectos referentes a la construcción, incluido el suministro de materiales y equipos, y puesta en operación de gasoductos ramales y/o sistemas de transporte de gas natural, sistemas de distribución de gas natural en municipios que no pertenezcan a un área de servicio exclusivo de distribución de dicho combustible, y conexiones de usuarios de menores ingresos. Es de tener en cuenta que la financiación de proyectos bajo el FECF no cubre ampliaciones de sistemas de distribución existentes y en servicio, sistemas de distribución en poblaciones que se encuentran en el plan de expansión de una empresa prestadora del servicio o el pago de tierras, ni bienes inmuebles, ni de servidumbres, ni ningún otro bien que pueda generar responsabilidades fiscales o de otra índole.

Tanto para la aplicación de financiación por parte del SGR como del FECF, la resolución de la CREG 202 de 2013 permite la financiación de proyectos en áreas rurales con o sin tarifa aprobada que no se encuentren en un plan de expansión de una empresa. En el caso del FECF y el SGR, proyectos con biogás podrían llegar a evaluar su aplicabilidad a este tipo de fondos para efectos de la prestación de servicios energéticos sustitutos del gas natural.

Otras fuentes de financiación con participación del Estado

A continuación se presentan varias entidades con participación del Estado, las cuales ofrecen líneas de financiamiento que cubren, entre otros temas, la inversión en proyectos con energías limpias o FNCER.

FINDETER. La Financiera de Desarrollo Territorial,[24] como institución financiera del Estado, vinculada al Ministerio de Hacienda y Crédito Público, tiene

24 Mayor información en: http://www.findeter.gov.co/publicaciones/linea_especial_energias_renovables_ alumbrado_e_iluminacion_pub

por objeto descontar créditos a los entes territoriales, a sus entidades descentralizadas, a las áreas metropolitanas, a las asociaciones de municipios o a otras entidades que la ley permita, para financiar proyectos de desarrollo sostenible. Dentro de este tipo de proyectos se contemplan, entre otros, proyectos que tengan por objeto la modernización y expansión de servicios energéticos a través del desarrollo de energías renovables o la implementación de medidas de eficiencia energética, contándose al día de hoy (2014) con una línea específica de cien mil millones de pesos COP a la cual pueden acceder proyectos con FNCER, alumbrado e iluminación. Esta línea de crédito financia proyectos con una tasa de interés de DTF + 1,90 (T.A) o IPC + 4,00 (E.A) con un período de gracia de 2 años y plazo de hasta 8 años, y estará abierta hasta junio de 2015, siendo solo un ejemplo del tipo de financiación ofrecido por esta entidad.

BANCOLDEX. Por su parte, el Banco de Comercio Exterior,[25] es un banco estatal que tiene por función diseñar e implementar instrumentos financieros que promuevan la competitividad, productividad, crecimiento y desarrollo, especialmente de las pequeñas y medianas empresas -PYMES-, pero también de las grandes industrias, y para tal efecto ofrece diversas líneas de crédito de capital para la modernización de la industria, cuyos recursos son canalizados a través de los intermediarios financieros comerciales (banca de primer piso). Entre las líneas ofertadas por Bancoldex, se encuentra una línea para desarrollo sostenible y energía renovable para inversiones en proyectos de fuentes no convencionales de energía como la solar, la geotérmica, la biomasa y la eólica, entre otras. Esta línea financia proyectos por hasta COP 2.000 millones de pesos y establece una tasa de redescuento en pesos de DTF +1,25 (E.A) y en dólares de Libor + 1,25 (E.A) con plazos de hasta 10 años incluyendo hasta 6 meses de período de gracia.

COLCIENCIAS. El Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación,[26] es otra entidad del Estado que cuenta con recursos, en este caso, para la financiación de proyectos de investigación, desarrollo tecnológico e innovación que cubren los temas de energía, para lo cual abre convocatorias de proyectos con cierta periodicidad (un caso de ejemplo de convocatorias para Energías renovables es la de Ideas para el cambio - Pacífico Pura Energía).[27]

25 Mayor información en: http://www.bancoldex.com/Cupos-especiales-de-credito-nacionales339/Cupo-especial-de-Credito-%E2%80%9CBancoldex-Desarrollo-Sostenible-y-energ%C3%ADa-Renovable%E2%80%9D.aspx
26 http://www.colciencias.gov.co/convocatorias
27 http://www.ideasparaelcambio.gov.co/2013/pacificopuraenergia

Algunas fuentes de financiación internacional

KfW y sus filiales. El banco alemán Kreditanstalt für Wiederaufbau,[28] es un banco estatal que se caracteriza por su amplia experiencia en la financiación de proyectos innovadores incluyendo proyectos con energías renovables en Alemania y otros países del mundo. El banco cuenta con dos filiales que pueden facilitar financiación a proyectos en Colombia especialmente en el caso en que tales proyectos involucren la participación de compañías de servicios o tecnología alemanas. Dichas filiales son el IPEX (Banco para el Financiamiento Internacional de Proyectos y Exportaciones) que tiene como propósito financiar la compra de productos y tecnología alemana por parte de otros países, y el DEG (Corporación Alemana para la Inversión y el Desarrollo) que ofrece financiamiento a largo plazo para proyectos de gran escala y en algunos casos actúa como inversionista en proyectos con capital propio (equity).

Adicionalmente, el DEG ofrece algunos programas de subsidios para, por ejemplo, cubrir la realización de estudios de factibilidad en hasta un 50% y por un tope máximo de 200.000 EUR, para subsidiar proyectos asociativos en esa misma proporción y máximo monto, u otro tipo de programas mediante el cual prestan servicios de acompañamiento (sin costo) a través de actividades como formación, capacitación y consultoría.

A través del KfW y sus filiales, también es posible lograr mediación con otros programas de financiación de bancos como el Banco Europeo de Inversiones –EIB– o el Banco Europeo para la Reconstrucción y el Desarrollo –EBRD–.

El DEG también representa un socio del gobierno alemán, al igual que la GIZ (Sociedad alemana de cooperación internacional) para la ejecución de proyectos bajo el programa Developpp[29] del Ministerio Alemán para la Cooperación y el Desarrollo Económico -BMZ-, el cual presta apoyo económico a través de donaciones no reembolsables a entidades públicas de otros países que realicen alianzas con compañías alemanas para el desarrollo de proyectos en temas diversos, entre los cuales se incluye el de energía.

La GIZ. Por otro lado, está también la Sociedad alemana de cooperación internacional,[30] que ofrece la cofinanciación de proyectos hasta en un 50% en casos de proyectos cualificables en América Latina que aporten a los temas de medio ambiente y clima, o apoyo al desarrollo de estos a través del acompañamiento en sus diferentes etapas, financiando por ejemplo la contratación de recurso humano experto calificado (expertos alemanes o que han estudiado en Alemania) por medio de un programa alemán conocido como Returning Experts.

USAID. El gobierno norteamericano también contribuye al desarrollo de pequeños proyectos con FNCER en Colombia a través de donaciones como las que se materializan actualmente a través de USAID (United States Agency for International Development) y el Programa de energía limpia para Colombia (CCEP, Colombian Clean Energy Program),[31] el cual patrocina algunos proyectos con energías renovables, especialmente, pero no exclusivamente, en Zonas no interconectadas.

La IAF. La Fundación interamericana[32] es una agencia independiente del gobierno de los Estados Unidos, que otorga donaciones a ONGs y organizaciones comunitarias en Latinoamérica y el Caribe con el objeto de promover ideas creativas para ayudar a comunidades autóctonas y a las ONGs que trabajan con tal función, a fin de mejorar la calidad de vida de poblaciones, especialmente aquellas en condiciones de alta pobreza. Para el caso de proyectos en ZNI, esta también podría llegar a ser una eventual fuente de financiación de proyectos.

28 Mayor información en: https://www.kfw-entwicklungsbank.de/International-financing/KfW-Entwicklungsbank/
29 http://www.developpp.de/
30 http://www.giz.de/en/
31 http://www.ccep.co/index.php/es
32 http://www.iaf.gov/

El BID. El Banco Interamericano de Desarrollo,[33] por medio de su departamento de Financiamiento estructurado y corporativo –SCF– ofrece el financiamiento de proyectos de gran escala (por encima de 10 millones USD), a través de créditos a largo plazo. Por otra parte, a través de su Corporación Interamericana de Inversiones –IIC–, el banco ofrece igualmente facilidades de crédito para PYMEs (pequeñas y medianas empresas) en el orden de 1 a 15 millones USD, y para pequeñas empresas tiene una línea de crédito llamada FINPYME Credit para proyectos menores, entre 100.000 y 600.000 USD.

La Iniciativa de Energía Sostenible y Cambio Climático –SECCI–[34] es una iniciativa del BID centrada en la previsión de opciones de sostenibilidad exhaustivas en áreas relacionadas con energía, transporte, agua y los sectores ambientales, con lo cual el banco financia la adopción de nuevas tecnologías en diversos países en Latinoamérica y el Caribe.

El FOMIN. El Fondo Multilateral de Inversiones[35] del BID es un fondo que aporta recursos, a través de donaciones no reembolsables, para la financiación de proyectos y programas dirigidos a la protección del medio ambiente y al desarrollo de la pequeña y mediana empresa. El fondo trabaja con el sector privado para desarrollar, financiar y ejecutar modelos de negocio innovadores que beneficien tanto a empresarios como a comunidades de bajos ingresos o condiciones de pobreza.[36] Proyectos que incorporen FNCER en áreas rurales con el fin de generar esquemas productivos que brinden bienestar a las comunidades y mitiguen el uso de soluciones energéticas más contaminantes podrían llegar a acceder a este tipo de financiación.

El BM. El Banco Mundial, por su parte, a través de su agencia MIGA[37] ofrece servicios de seguros de exportaciones y garantías para empresas que importan tecnología extranjera (especialmente dirigidos a PYMEs).

El Programa de Asistencia para la Gestión del Sector de Energía –ESMAP–[38] es un fondo financiado por 13 países donantes, que es administrado por el Banco Mundial y que busca ayudar a diferentes países a estructurar un sector energético "limpio" apoyando el desarrollo de políticas ambientales y facilitando las consideraciones técnicas, financieras y sectoriales necesarias para llevar a tal resultado.

El BioCarbon Fund[39] del Carbon Finance Unit del Banco Mundial es un fondo de iniciativa público-privada que facilita la financiación de proyectos que secuestran y conservan carbono en sistemas agrícolas y forestales. En el caso de proyectos de bioenergía sostenible esta podría llegar a ser una alternativa a explorar para su financiación.

La CAF. La Corporación Andina de Fomento[40] a través de su Banco de Desarrollo de América Latina financia proyectos en Colombia y otros países de la región Andina, los cuales incluyen, entre otros, el sector de servicios públicos y de energía. Lo anterior, a través de líneas de crédito establecidas con financistas locales y bancos asociados al sector privado. A través de su Programa latinoamericano del carbono –PLAC–, la corporación ofrece líneas de crédito por hasta 200 millones USD y 18 años de plazo, lo cual resulta atractivo para proyectos con energías renovables.

El PNUD. El Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo actúa como una de las principales agencias implementadoras del Fondo Mundial para el Medio Ambiente –FMAM– financiando programas y proyectos en apoyo a los gobiernos de diferentes países. A través del Programa de pequeñas donaciones, el apoyo financiero y técnico que brinda el PNUD también es otorgado a grupos organizados de la sociedad civil, comunidades de base y organizaciones no gubernamentales o académicas, que ejecuten proyectos específicos que se enmarcan en los objetivos del programa.

El GEERED. El Global Energy Efficiency y Renewable Energy Fund[41] consiste en una asociación público-privada que apalanca fondos del sector público para facilitar inversiones del sector privado en proyectos de energías limpias, para el caso de mercados o países emergentes.

JICA. La Agencia de Cooperación Internacional del Japón[42] presta asistencia a través de apoyos no reembolsables a diferentes gobiernos y entidades estatales, con el objetivo de contribuir al desarrollo social y económico de las regiones en vías de desarrollo, dentro de lo cual se cubre el tema de energías renovables. Colombia ha recibido del JICA donaciones no reembolsables y apoyos en formación y capacitación en el campo del desarrollo de la energía geotérmica.

Otros fondos

Otros fondos de financiamiento internacional públicos son entidades como por ejemplo el Emerging Energy Latin America Fund –II–[43] que se concentra en grandes proyectos y el interés de invertir junto con grandes compañías locales en tecnologías como solar, viento e hidroelectricidad. Se tienen igualmente fondos de capital privado como el Calvert Global Alternative Energy Fund[44] que invierte igualmente en medianas y grandes compañías con proyectos en energías renovables.

Finalmente, como una opción adicional está el acceder a la figura de proyectos bajo el Mecanismo de desarrollo limpio –MDL– de las Naciones Unidas, el cual actualmente presenta la desventaja de estar asociado con bajos precios internacionales de remuneración frente a los altos costos de transacción que representa el poder acceder a tal mecanismo para la emisión de bonos de carbono. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que eventualmente, en un futuro los precios del mercado de bonos de carbón podrían volver a subir, reactivando este tipo de mercado y haciendo atractivo el acceso para proyectos de FNCER. En el caso en que esto se llegue a dar, algunas compañías, entre otras, que invierten en proyectos y se especializan en la asesoría y comercialización de créditos de carbono son CAEMA (Centro Andino para la Economía en el Medio Ambiente),[45] EcoSecurities,[46] MGM International[47] y Way Carbon.[48]

Instrumentos específicos para ZNI

Si bien algunos de los instrumentos anteriormente presentados pueden llegar a ser usados para fomentar la participación creciente de las FNCER y la FNCE en las ZNI, la Ley 1715 de 2014 establece nuevos elementos que puntualmente apoyan la energización de estas zonas y procuran la sustitución progresiva del uso de diésel con FNCE para la prestación del servicio eléctrico. Tales elementos son:

a. Promoción de soluciones híbridas.
b. Uso de GLP (gas licuado de petróleo) como alternativa al diésel, el cual podrá ser objeto de subsidios.
c. Esquemas empresariales orientados al desarrollo de procesos productivos (dos años como mínimo de acompañamiento).

33 Mayor información en: http://www.iadb.org/es/acerca-del-bid/acerca-del-banco-interamericano-de-desarrollo,5995.html
34 http://www.iadb.org/es/temas/cambio-climatico/iniciativa-de-energia-sostenible-y-cambio-climatico,1449.html
35 http://www.fomin.org/en-us/
36 http://www.fomin.org/es-es/PORTADA/Acerca-de
37 http://www.miga.org/
38 https://www.esmap.org/overview
39 https://wbcarbonfinance.org/Router.cfm?Page=BioCF&ItemID=9708&FID=9708
40 http://www.caf.com/es

41 Mayor información en: http://geeref.com/
42 http://www.jica.go.jp/english/
43 http://www.emergingenergy.com/investments/fund-ii.php
44 http://www.calvert.com/fundprofile.html?fund=971
45 http://www.andeancenter.com/
46 http://www.ecosecurities.com/
47 http://www.mgminter.com
48 http://www.waycarbon.com/arquivos/Apresentacao-Institucional-WayCarbon_EN. pdf

d. Fuentes locales para producción de energía diferente a la electricidad, lo cual se refiere, entre otras, a la utilización eficiente de biomasa (cocinas eficientes, por ejemplo), las cuales pueden acceder a recursos del FENOGE, creado en el Art. 10 de la ley.
e. Apoyo a iniciativas que mejoren la gestión eficiente de la energía en las ZNI, con financiamiento del FENOGE, incluyendo incentivos de gestión de la demanda ("esquemas de respuesta de la demanda").
f. Apoyo con recursos del FENOGE al monitoreo de las soluciones implementadas en las ZNI y las actividades de transferencia de tecnología y capacitación.
g. Prolongación del FAZNI por siete años más, hasta el 31 de diciembre de 2021, con indexación anual del aporte de 1 COP/kWh de acuerdo con el IPC.

Esquema de remuneración

Por otra parte, la Resolución CREG 004 de 2014, que sometió a consulta la propuesta de un nuevo esquema de remuneración para la prestación del servicio eléctrico en las ZNI, presenta un modelo que permite que la energía producida a partir de FNCER sea remunerada con el equivalente al costo de la generación con diésel, lo que promueve el uso de estas fuentes alternativas en la medida en que el margen de remuneración ayuda a lograr una rápida amortización de la inversión e incrementar la ganancia del operador.

La Resolución 004 de 2014 mantiene muchas de las características de la Resolución 091 de 2007, que establece el esquema de remuneración aún vigente a 2014, pero introduce algunos cambios fundamentales con consecuencias importantes para las FNCER, como son:

- El hecho que los cargos de inversión en generación no dependen de la tecnología (diésel vs. PCH vs. solar FV), sino que se determinan solo con base en la región, la capacidad del recurso y las horas de servicio.
- El que los costos operativos de las fuentes de generación con base en recursos renovables se remuneran con base en costos de combustible y costos de lubricantes reconocidos para fuentes de generación no renovable (plantas diésel).

La racionalidad detrás de esta propuesta consiste en aplicar implícitamente un tope para la remuneración de la generación, independientemente de su origen, dejando a los emprendedores en libertad de escoger la tecnología más apropiada de acuerdo con las condiciones naturales/físicas de la región donde buscan prestar el servicio, en lugar de regular el cargo máximo para cada tecnología. Esto equivale en cierto modo a la regulación de precio, estableciendo un tope ("price cap") para la actividad de generación dejando que el mercado adopte la tecnología libremente. Desde el punto de vista de las energías renovables, que generalmente son intensivas en capital, se permite de esta manera una recuperación del capital con el cargo "artificial" de combustible y lubricante.

Esquemas híbridos

Al mismo tiempo, la resolución permite el desarrollo de soluciones híbridas, previendo en estas potenciales alternativas costo-efectivas. En este sentido en el caso del uso de esquemas diésel/solar o diésel/PCH, bajo la Resolución 004 de 2014, se facilita que el componente de energía de la fuente renovable pueda tratarse como generación con diésel No. 2 para efectos de su remuneración, lo cual equivale a tratar la fuente renovable como una extensión de la generación diésel, que no requiere de una fórmula especial, creando así un incentivo importante para complementar las pequeñas centrales diésel con fuentes renovables.

Esquemas empresariales

Las Áreas de servicio exclusivo –ASE– constituyen un caso particular de organización para la prestación del servicio en las ZNI. La reglamentación de estas está contenida en la Resolución 091 de 2007 de la CREG, y está orientada al establecimiento de un proceso competitivo para su adjudicación, pero dicha resolución no establece explícitamente que los cargos determinados para las diferentes tecnologías no deban aplicarse a esos casos; un aspecto que está corregido en la Resolución 004 de 2004 donde se indica explícitamente que los cargos no aplican a las ASE.

En contraste con las ASE, que suponen una cierta capacidad en cuanto a tamaño de la producción y de la cantidad de clientes, el suministro por medio de FNCER puede caracterizarse en muchos casos como microsoluciones, particularmente en la generación con recursos fotovoltaicos. Para poder operar de manera eficaz, las ZNI deberían contemplar una regulación similar a aquella que cubriría la generación distribuida, en el sentido de eximir al prestador del servicio de algunas de las obligaciones aplicables a organizaciones de mayor envergadura. Por ejemplo, las ASE tienen la obligación de operar como Empresas de Servicio Público –ESP–, con obligaciones de control y auditoría definidas, que pierden algún sentido en el caso de pequeñas empresas con pocos clientes. De hecho, la Ley 689 de 2001 exime a algunas ESP que operan en zonas rurales de la obligación de contratar auditorías externas cuando se trate de empresas con menos de 2.500 usuarios. Sin embargo, el tamaño de organizaciones prestando servicios de electricidad con renovables puede ser mucho menor, y no ameritar la constitución como ESP. Por ejemplo, organizaciones como las empresas de palmicultores con excedentes de energía que pueden proveer servicio limitado en algunas regiones apartadas estarían interesadas en favorecer a comunidades cercanas, pero posiblemente no estarían dispuestas a asumir los riesgos de operar como ESP en lo que se refiere a obligaciones de servicio.

Se podría por lo tanto desarrollar un concepto de proveedor de menor escala que pueda caer en la categoría de "organización autorizada para prestar servicios públicos en municipios menores en zonas rurales y en áreas o zonas urbanas específicas" que admite la Ley 142 de 1994. Este tipo de organizaciones se caracterizaría por un suministro mediante acuerdos más informales con los usuarios, tanto desde el punto de vista de la calidad de prestación del servicio, como de los acuerdos comerciales y los precios que pueda cobrar. Con este tipo de organización se buscaría llegar a nichos de población en donde las reglas actuales de la regulación son difícilmente aplicables y en donde el desarrollo de FNCER puede ser más factible, al obviarse, por ejemplo, costos como los asociados al transporte de combustible.

Esquemas productivos

Por otra parte, uno de los principales retos de la energización en las ZNI es apoyar usos productivos de la electricidad para incrementar el ingreso de los usuarios y de esa manera ayudarlos a sufragar el costo del servicio. Algunos procesos de

apoyo de la banca multilateral a la energización rural se han enfocado hacia tres componentes complementarios:

1. Servicios de microfinanzas para apoyar negocios nuevos que se posibilitan con la energía eléctrica.
2. Servicios de desarrollo empresarial para apoyar emprendedores interesados en invertir en nuevos negocios.
3. Promotores sociales que, por ejemplo, apoyan al empresario encargado de la electrificación para evitar y, eventualmente, resolver conflictos con la comunidad.

Financiamiento

La Ley 1715 autoriza destinar recursos del fondo FENOGE para la estructuración e implementación de procesos productivos y su acompañamiento, como mínimo por un período de dos años. La reglamentación en este aspecto debe contemplar los procedimientos de estructuración de este tipo de esquemas, para lo cual se sugiere:

- Papel del IPSE: seguimiento y contratación de servicios puntuales para áreas específicas, y asignación de recursos del FENOGE; por ejemplo, el IPSE podría identificar grupos de beneficiarios asociados a un área que hace parte de las ZNI y se encuentra atendida por un esquema con FNCER, y llevar a cabo las convocatorias y contratación de organizaciones idóneas para proveer los servicios.
- Organizaciones ejecutoras: empresas o sociedades orientadas hacia la implementación de proyectos de desarrollo rural, incluyendo ONGs o similares, con experiencia en la puesta en marcha de iniciativas rurales tales como cooperativas o microempresas, con el apoyo de instituciones de microfinanzas.

Manejo de información

En lo que al manejo de información y monitoreo, desarrollo de proyectos piloto, transferencia de tecnología y capacitación se refiere, las iniciativas anteriores pueden tener características innovadoras, para lo cual se requiere apoyo del Gobierno para reducir el riesgo si son desarrollados por empresarios privados. La ley 175 (Art. 39) provee la base para dicho apoyo abriendo la posibilidad de acceder a recursos del FENOGE.

La reglamentación de estos rubros debería integrarse a las condiciones generales de acceso al FENOGE y su reglamento propio. Para ello se sugiere introducir guías para aquellos proyectos que califiquen para ser implementados en ZNI con fondos del FENOGE, como pueden ser la obligación de contratar el monitoreo y la evaluación del proyecto, y la capacitación en materia administrativa y técnica por parte del promotor.

Dada la escasa magnitud de muchos de los proyectos que se desarrollen en las ZNI, la contratación de servicios de monitoreo puede ser demasiado onerosa a nivel de los proyectos individuales, y se recomendaría que fuera ejecutada de manera colectiva por una dependencia de una agencia como el IPSE.

Capacitación

El aspecto de capacitación es particularmente importante para asegurar el éxito de iniciativas de electrificación en las ZNI; en muchos casos, las iniciativas surgen de solicitudes comunitarias o de emprendedores locales con escasa preparación tanto técnica como administrativa para implementar proyectos pequeños. Para apoyar estas iniciativas se requiere ofrecer una capacitación integral en todos los aspectos de desarrollo de los proyectos, particularmente si se contempla la utilización de FNCER. Los cursos correspondientes pueden ser coordinados por el IPSE y financiados a través del FENOGE.

Gestión eficiente de la energía

En materia de la gestión eficiente de la energía, este tema cobra actualidad en las ZNI debido al alto costo de la energía comparado con el sistema interconectado. Para ello, la Ley 1715 permite el acceso a recursos del FENOGE. En el caso de las ZNI, donde se cuenta con el apoyo del FAZNI, la reglamentación de la ley debe buscar la agilización de los trámites de empresarios interesados en desarrollar proyectos en estas zonas y poder acceder en forma paralela a ambos fondos. En particular, el FENOGE puede apoyar la eficiencia energética mediante auditorías energéticas financiadas por el Fondo; la ejecución de este tipo de auditorías se puede fomentar con la constitución de ESCOs (Energy Service Companies) que intervengan activamente en la implementación de los procesos de mejora de eficiencia y de programas que a través de las señales adecuadas al usuario permitan lograr el uso racional de la energía suministrada.

CAPÍTULO 5

Análisis costo beneficio

5.1 Metodología de evaluación costo-beneficio 119
5.2 Supuestos y datos de entrada para los análisis 121
5.3 Resultados de los análisis..... 136
5.4 Evaluación de proyectos de energía solar FV 145
5.5 Evaluación de proyectos de cogeneración a partir de biomasa 154
5.6 Evaluación de un proyecto de cogeneración a partir de biogás 160
5.7 Evaluación de proyectos de energía geotérmica 165
5.8 Análisis de externalidades e incentivos 175
5.9 Conclusiones..... 179
5.10 Incentivos y externalidades a nivel macro..... 181

Con el fin de evaluar los principales instrumentos identificados para cada nicho de oportunidad definido, se diseñó y utilizó una herramienta de cálculo que permite analizar, a partir de indicadores financieros y económicos, proyectos específicos en FNCER para verificar la viabilidad de la implementación de dichos instrumentos. Los resultados obtenidos de esta evaluación permiten soportar la estrategia para la integración de este tipo de fuentes a nivel nacional.

Análisis costo beneficio

5.1 Metodología de evaluación costo-beneficio

Con el fin de evaluar los principales instrumentos anteriormente considerados, y en especial el efecto logrado por los incentivos propuestos por la Ley 1715 de 2014 sobre la rentabilidad de proyectos típicos de FNCER en Colombia, se diseñó una herramienta de cálculo que permite evaluar, desde un punto de vista financiero, proyectos bajo los nichos tecnológicos contemplados, identificando si tales incentivos son suficientes para hacerlos financieramente viables y, adicionalmente, realizar su análisis económico integrando externalidades asociadas a estas tecnologías frente a la estimación de los costos asumidos por el Estado en términos de impuestos no recibidos.

Los modelos desarrollados a partir de la herramienta diseñada permiten la construcción del flujo de caja de cada proyecto, identificando características particulares de cada tecnología (eólica, solar biomasa, biogás y geotermia), y a su vez cuentan con una estructura de costos apropiada, así como con la información técnica necesaria para la estimación de la producción de energía, lo que junto con las entradas de precios del mercado permite construir los ingresos del proyecto. Adicionalmente, el modelo proporciona la estimación del costo nivelado de energía (LCOE por sus iniciales en inglés) con el fin de comparar los costos unitarios de diferentes tecnologías para la producción de energía a lo largo de la vida útil del proyecto. Este método calcula los costos con base en la cantidad de energía producida, elaborando un valor presente del costo por unidad de electricidad generada (MWh), que es la razón entre el total de gastos durante la vida útil del proyecto y el total de la electricidad producida en ese mismo tiempo.

Para el análisis se plantean tres escenarios, el primero de los cuales consiste en la construcción del modelo típico asociado a la tecnología y de acuerdo a las condiciones técnicas y regulatorias existentes, con lo que se puede identificar la rentabilidad propia del proyecto dados los costos actuales. De este escenario, además de conocer los indicadores financieros, se obtendrá el LCOE de referencia.

El segundo escenario incluye en el flujo de caja de cada uno de los proyectos, los incentivos propuestos por la Ley 1715 de 2014. En primera instancia se tienen en cuenta los incentivos a la inversión establecidos en el capítulo III de la Ley, es decir los correspondientes a deducción de renta, depreciación acelerada, exención de aranceles y exclusión de IVA, de acuerdo a las siguientes consideraciones:

- **Incentivo de renta:** para la aplicación del incentivo establecido en el artículo 11 de la Ley 1715 de 2014, se asume que la carga impositiva total es del 33% y sobre el valor liquidado el inversionista deduce de su renta el 50% de la inversión realizada durante los primeros cinco años, es decir, 10% anual. Sin embargo, la herramienta permite modelar otras posibles interpretaciones del articulado de la Ley.
- **Incentivos contables:** régimen de depreciación acelerada sobre maquinaria, equipos y obras civiles asociados a la construcción o adquisición de FNCE. En el modelo se plantean 5 escenarios, la depreciación reglamentaria a 10 años, y depreciación a 5, 7, 15 y 20 años.
- **Incentivos arancelarios e IVA:** con el objeto de modelar los incentivos arancelarios y tributarios referentes al impuesto de valor agregado, IVA, el modelo permite determinar si los equipos, ele-

mentos o maquinaria utilizados están individualmente sujetos a IVA y arancel o no, con el objeto de que el modelo calcule los descuentos correspondientes. Se asume que del CAPEX, el total de equipos es importado, y por supuesto esto no incluye costos de desarrollo ni de balance de planta. Entre tanto, para el caso del IVA, se asume que todos los equipos y servicios asociados están excluidos del gravamen.

Lo anterior permite conocer el impacto que estos incentivos tienen en la rentabilidad de cada uno de los proyectos, a través de nuevos indicadores financieros y el LCOE con incentivos. Como se observará, los resultados mostrarán si los incentivos planteados por la Ley pueden ser determinantes en la decisión de un ejecutor respecto a realizar o no un proyecto e incluso, permitirían modelar diferentes alternativas para la aplicación de los incentivos.

Adicionalmente, se puede incorporar en el análisis la posibilidad definida por la Ley de entregar excedentes de energía y particularmente para los proyectos de energía solar a nivel residencial y comercial, aunque pudiera aplicarse a otras tecnologías, se analizan diferentes alternativas para lo que se denominan créditos de energía, considerando que para los autogeneradores a pequeña escala que utilicen FNCER y entreguen excedentes a la red, estos les serán reconocidos mediante un esquema de medición bidireccional. Lo anterior, como se verá más adelante, puede cambiar sustancialmente la decisión de invertir o no en este tipo de proyectos, de acuerdo a los resultados financieros obtenidos.

En el tercer escenario, se incorporan elementos adicionales normalmente no considerados dentro del análisis financiero de proyectos, como son las externalidades, es decir, se identifican con costos o beneficios asociados a una actividad económica, en este caso a cada proyecto, que no son reflejados en los precios del mercado y que afectan a terceros y no exclusivamente a los desarrolladores. Con este objetivo se identificaron una serie de variables propias de estas tecnologías que se agruparon como externalidades positivas o negativas; positivas cuando ofrecen beneficios que pueden cuantificarse y constituir un ingreso al proyecto y negativas cuando representan un costo. Las externalidades consideradas se presentan en la figura 5.1 y la metodología para su cuantificación se amplía en la sección de externalidades de este capítulo. Como resultado de este escenario se puede obtener un "LCOE social", es decir, el costo de generación unitario por tecnología incluyendo todos los costos y beneficios que la sociedad tendría que absorber a causa de su implementación y desarrollo, así como los indicadores financieros obtenidos con el nuevo flujo de caja.

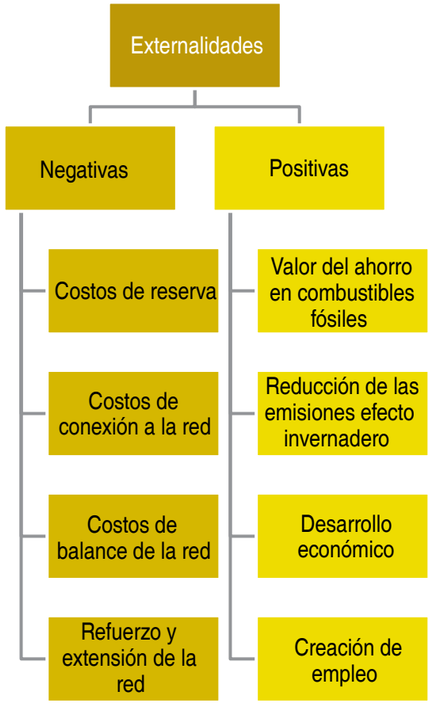


Figura 5.1. Externalidades consideradas.
Fuente: elaboración propia.

Finalmente, para cada tecnología se presentan los resultados del análisis de sensibilidad a determinadas variables, que a lo largo del análisis se han identificado como claves y que permiten sustentar algunas propuestas de la estrategia.

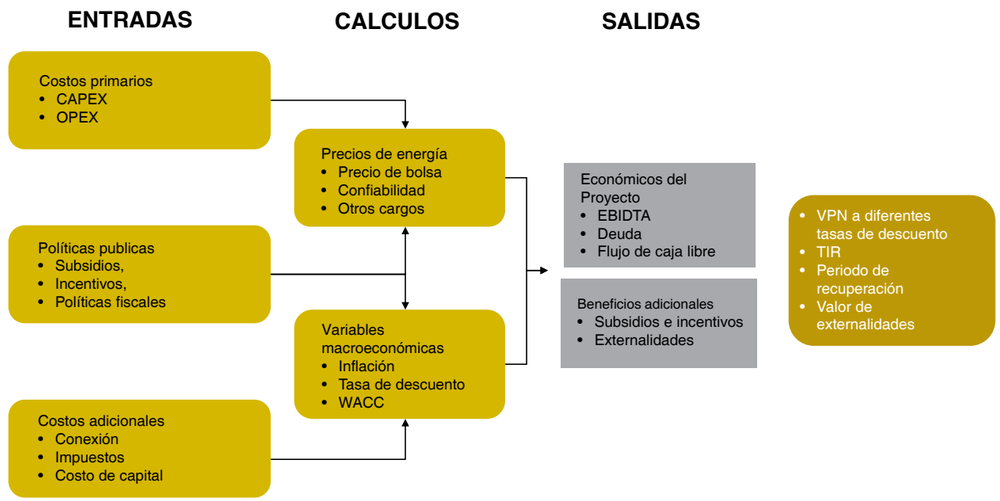


Figura 5.2. Contenido del modelo.
Fuente: Elaboración propia.

En la figura 5.2, se presenta el esquema de la herramienta de cálculo desarrollada para posteriormente recorrer los datos de entrada utilizados en los modelos y los resultados por nicho de oportunidad.

5.2 Supuestos y datos de entrada para los análisis

Con el fin de poder interpretar el origen de los resultados que se presentan en este capítulo, a continuación se explican los principales datos de entrada utilizados en la estimación de los casos base, información que fue obtenida a través de algunos desarrolladores de proyectos, referencias internacionales y de los consultores que apoyaron los análisis.

5.2.1 Información financiera

Tasa de descuento: dentro de los datos financieros utilizados en el modelo, para efectos de los resultados ilustrativos acá presentados se optó por utilizar una tasa de descuento correspondiente a un WACC (Weighted Average Cost of Capital) de 7,9%, la cual fue utilizada por igual para todos los casos analizados. Sin embargo, el modelo permite igualmente usar una tasa de costo del capital como tasa de descuento, mientras que para el caso de la evaluación económica de los proyectos se trabaja con una tasa social de descuento que para este caso fue establecida en el 12%.

Porcentaje de deuda: en todos los casos se asumió un esquema de financiamiento correspondiente a 65% de deuda y 35% de capital.

- **Tasa de interés**: se tomó una tasa de interés de DTF+6,5%.

- **Tiempo de la deuda**: 15 años.

Tabla 5.1. Resumen de datos financieros de entrada.

Variables financieras		
Ítem	**Unidad**	**Valor**
Porcentaje de deuda	%	65%
Tasa de interés	%	DTF +6,5%
Término de la deuda	Años	15
Costo de capital	%	8,5%
Weighted Average Cost of Capital	%	7,9%
Colombia tasa social de descuento	%	12%
Tasa utilizada para la evaluación del proyecto		Costo de capital

Nota: las proyecciones de la DTF fueron tomadas de Bancolombia (noviembre de 2014).

- **Tasa de cambio:** considerando los cambios en la TRM ocurridos desde septiembre de 2014 hasta enero de 2015, aunque en las primeras simulaciones se utilizó una tasa de cambio constante de COP2.000/USD, para los resultados presentados en este informe se utilizan las proyecciones realizadas por Bancolombia en noviembre de 2014 que corresponden a las presentadas en la tabla 5.2.

Tabla 5.2. Tasa de cambio anual promedio.

Año	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Tasa de cambio promedio	2.000,7	2.180,0	2.270,0	2.380,0	2.440,0	2.510,0	2.560,0

Fuente: Bancolombia, 2014.

- **Inflación:** para la tasa de Índice de precios al consumidor, IPC, se tomaron las proyecciones realizadas por el Banco de la República a noviembre de 2014. Para la tasa de inflación externa de Estados Unidos a partir de 2019, se proyectó un crecimiento del 2%.

Tabla 5.3. Inflación externa e interna.

Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Variación porcentual del IPC, Colombia	3,7%	2,4%	2,5%	3,7%	3,1%	3,0%	2,9%	3,1%	3,0%
Inflación externa (EE.UU.)	3,4%	3,1%	1,8%	1,3%	1,9%	2,0%	2,2%	2,3%	2,0%

Fuente: Banco de la República, 2014.

5.2.2 Costos de inversión (CAPEX)

Dentro de los costos de inversión se distinguen cuatro (4) componentes que corresponden a costos de infraestructura y facilidades asociadas al proyecto (*Balance of Plant*), el costo de los equipos de generación eléctrica, el costo de interconexión a la red de transmisión y los costos de desarrollo del proyecto.

Teniendo en cuenta que el modelo permite utilizar costos detallados extensivos (costos complejos) o estimados globales para cada uno de los 4 componentes mencionados (costos simples), para efectos de obtener los resultados ilustrativos presentados más adelante se utilizaron los costos presentados en la tabla 5.4, junto a los costos de interconexión que se abordan más adelante.

Tabla 5.4. Costos de inversión usados.

CAPEX USD/MW	Eólica	Solar			Biomasa	Biogás	Geotermia
		Residencial	Comercial	Gran escala			
Equipo de generación	1.413.322	3.974.963	2.854.358	2.734.692	617	378	5.155.000
Balance de planta	184.158	1.005.802	855.403	732.779	529	1.764	-
Costos de desarrollo	175.552	-	-	2.788	-	756	-

Fuente: Elaboración Propia

Los costos considerados incluyen así las inversiones en predios, abarcando terrenos y servidumbres requeridos para instalaciones y líneas de conexión, lo mismo que costos de infraestructura asociados con obras civiles y vías tanto en las etapas de construcción como en las de operación del proyecto. A este último respecto, para el caso de pequeños proyectos que generalmente pueden ser ubicados en áreas cercanas a la demanda, se asume que es posible aprovechar la infraestructura disponible en la zona. Entre tanto, en el caso de grandes proyectos se establecen longitudes de vías (5 km) que incluyen pequeños accesos y circulación interna y se utilizan los costos unitarios para vía tipo II.

Otros costos contemplados incluyen el diseño, ingeniería, montaje e instalación de la planta, lo mismo que las inversiones en equipos, tanto nacionales como importados, discriminando el impuesto al valor agregado - IVA y el arancel respectivo en los casos que corresponde.

Por otra parte, en lo que a los costos de interconexión se refiere, se considera la construcción de subestaciones y líneas de interconexión, punto en el cual debe notarse que dependiendo de si los activos son considerados como de conexión o de uso,[1] se incluirá o no su costo dentro del proyecto. Para efectos de tomar un referente para las simulaciones realizadas, especialmente en el caso de proyectos mayores de 20 MW, se utiliza un costo de 200.000 USD/km, para una distancia promedio menor de 5 km, conectándose a un voltaje de 115 kV. En línea con esto, se toman costos por proyecto conforme se presentan en la tabla 5.5.

Tabla 5.5. Costos de conexión usados.[2]

Costos de conexión al STN/SDR	USD/MW
Proyectos solar FV (gran escala)	200.000
Proyectos eólicos	300.000
Proyectos con biomasa	200.000
Proyectos geotérmicos	250.000

Fuente: estimados propios basados en resoluciones CREG 097 de 2008 y 011 de 2009.
Nota: los costos incluyen la línea y la subestación, teniendo en cuenta la escala y distancia a la red de los proyectos considerados.

Otros costos de detalles que pueden ser tenidos en cuenta igualmente dentro del costo global ingresado al sistema, que en el caso de las simulaciones realizadas fueron simplificados, corresponden a costos de desarrollo como son los asociados con estudios e investigaciones, planes de manejo ambiental, costos transaccionales de licencias, inversión social, costos transaccionales para proyectos registrados bajo MDL y otros costos financieros y legales. Tambien costos asociados con el servicio de la deuda, si aplica, y servicios legales.

1 Activos de conexión: son aquellos activos que se requieren para que un generador, un usuario u otro transportador, se conecten físicamente al Sistema de transmisión nacional, a un Sistema de transmisión regional, o a un Sistema de distribución local. Siempre que estos activos sean usados exclusivamente por el generador, el usuario o el transportador que se conecta, o exclusivamente por un grupo de usuarios no regulados o transportadores, no se considerarán parte del Sistema respectivo; activos de uso del STN: son aquellos activos de transmisión de electricidad que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, son de uso común, se clasifican en Unidades constructivas y son remunerados mediante Cargos por uso del STN.

2 En el caso de proyectos solares para usuarios residenciales (1-5 kV) y comerciales (potencias 5-500 KV), se consideran costos de conexión de 200 USD y 500 USD, respectivamente.

5.2.3 Costos de operación (OPEX)

Por otra parte, los costos de operación se dividen en tres (3) componentes, empezando por una primera componente fija que corresponde a los costos de funcionamiento del proyecto según su tamaño, expresados en forma global (USD/MW) y una segunda componente variable dependiente de la energía producida, expresada en forma global (USD/MWh).

Tales costos tienen en cuenta los costos de combustible para los casos específicos de proyectos con biomasa, costos de mantenimiento y otros, como los de manejo ambiental, seguros, mantenimiento de activos de conexión, respaldo, etc.

Por otra parte, entre estos costos de operación se incluyen igualmente las transferencias del sector eléctrico derivadas de las ventas brutas de energía, los costos del servicio de regulación de CND, ASIC, CREG y otros.

A partir de lo anterior, el resumen de los costos operacionales utilizados en las simulaciones realizadas es presentado en la tabla 5.6.

Vida útil: para efectos del análisis se toma en cuenta como horizonte temporal la vida útil del proyecto por tecnología. Solar: 25 años; eólica: 25 años; geotermal: 30 años; biomasa y biogás: 20 años.

5.2.4 Ingresos

Precios de energía: con el objeto de establecer los ingresos de los proyectos construidos en el Sistema interconectado nacional, se construyen los precios de energía así (para el detalle de cargos ver el documento completo incluido en los anexos electrónicos que acompañan este documento):

- **Cargo por confiabilidad**: se modelan todas las tecnologías con la opción de participación en el mecanismo de cargo por confiabilidad.[3] Esta variable también es una entrada y en el modelo se toma el valor de la última subasta (noviembre de 2011).

Tabla 5.6. Resumen de costos O&M utilizados.

Ítem	Unidad	Valor	Tecnología
Cargos O&M fijos	USD/MW	6.500	Para la tecnología solar
		40.000	Para la tecnología eólica
		87.000	Para geotermia
		21.000	Para biomasa sólida (caña de azúcar)
		40.000	Para biogás derivado de efluentes de palma de aceite
Cargos O&M variables	USD/MW	-	Para la tecnología solar, eólica y geotermia
	USD/MWh	11,5	Para biomasa sólida y biogás
Cargos CND y ASIC	USD /MW	0,33	Solo aplica para Empresas Servicios Públicos
Ley 99 de 1993	% de la venta de energía	4%	Para plantas mayores a 10 MW cuya producción de energía se base en procesos térmicos
Ley 99 de 1993	USD/MWh	31,62	Precio de la energía para aplicación Ley 99/93
Ley 143 de 1994	% de los gastos operacionales	1%	Solo aplica para Empresas Servicios Públicos (Utilities)

3 Es un esquema de remuneración que permite hacer viable la inversión en los recursos de generación eléctrica necesarios para garantizar de manera eficiente la atención de la demanda de energía en condiciones críticas de abastecimiento, a través de señales de largo plazo y la estabilización de los ingresos del generador.

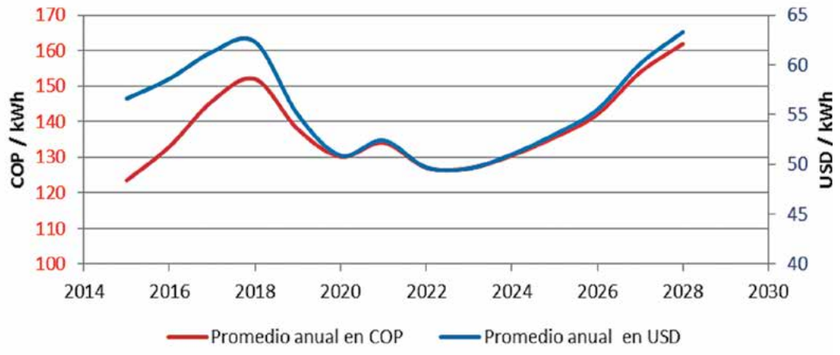


Figura 5.3. Costos marginales de energía 2014-2028.
Fuente: UPME.

- **Precios de bolsa de energía:** se toman los costos marginales del análisis energético de largo plazo realizado por la UPME, obtenidos de simulaciones de largo plazo 2014-2024 con el modelo de optimización SDDP 12.0.5. Los costos se manejan en valores constantes.

FAZNI: se toma como un cargo *pass through* que hoy equivale a COP 1,23/kWh, actualizado con la inflación colombiana.

Sumando el costo marginal de la figura 5.3, el cargo por confiabilidad y el FAZNI, se obtienen los precios de energía presentados en la figura 5.4.

Precio de compra/venta de energía: en el caso de los proyectos que toman energía de la red (autogeneradores) los precios de compra de energía incluyen los cargos por uso del STN, del STR y del SDL, según aplique de acuerdo con el nivel de tensión de la conexión, además del cargo de comercialización.

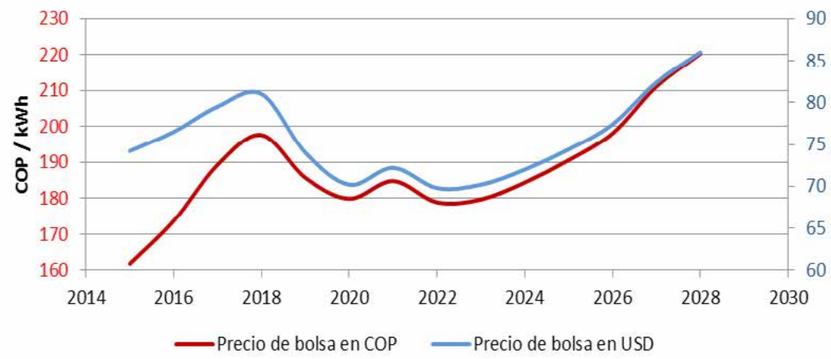


Figura 5.4. Precios de bolsa.
Fuente: UPME.

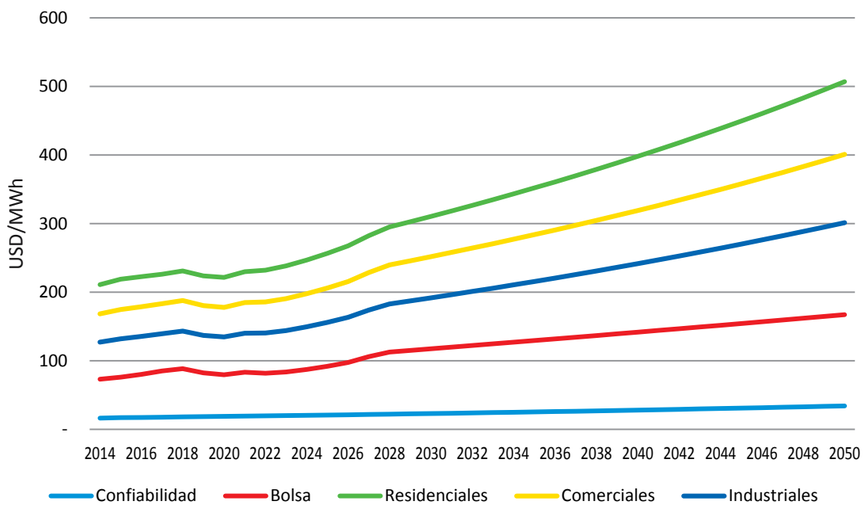


Figura 5.5. Proyección de precios de energía eléctrica en Colombia.
Fuente: UPME

La construcción de estos precios se resume en la figura 5.5, donde además de la estimación de los precios se ha considerado la inflación.

Finalmente, para el caso de la evaluación económica de proyectos, además de los elementos mencionados anteriormente, se incluye en el cálculo del LCOE el valor monetario de las principales externalidades producidas por cada tecnología, las cuales se describen en la sección "internalización de externalidades" de este capítulo.

5.2.5 Impuestos

- **Impuesto de renta (25%) y ganancia ocasional (10%):** el impuesto sobre la renta tiene cubrimiento nacional y grava las utilidades derivadas de las operaciones ordinarias de la empresa. El impuesto de ganancia ocasional es complementario al impuesto sobre la renta y grava las ganancias derivadas de actividades no contempladas en las operaciones ordinarias. Para los análisis conducidos a través de las simulaciones que conducen a los resultados acá presentados se asume tan solo el costo de impuesto de renta sobre las utilidades provenientes de la venta de energía. En el caso de créditos de energía para el caso de pequeños sistemas solar FV no se aplica dicho impuesto.

Impuesto sobre la renta para la equidad -CREE- (8%): el CREE es un impuesto de carácter nacional y consiste en un aporte de las personas jurídicas en beneficio de los trabajadores, la generación de empleo y la inversión social. El CREE se aplica sobre los ingresos que sean susceptibles de incrementar el patrimonio de las empresas, teniendo en cuenta que la Ley 1715 de 2014 establece que las inversiones en proyectos con FNCE podrán ser deducidas del impuesto de renta, en el caso de los análisis acá realizados.

- **Impuesto de industria y comercio**: el impuesto de industria y comercio es un gravamen directo de carácter municipal que grava toda actividad industrial, comercial o de servicios que se realice en la jurisdicción de cada municipio; estudios han establecido una equivalencia de USD 0,118/kW instalado.

5.2.6 Externalidades consideradas

En este estudio se considerarán dos tipos de externalidades principales:

1. **Externalidades negativas de sistema**; es decir, los costos que pueden ser causados por un alto nivel de penetración de FNCER en el sistema eléctrico nacional.
2. **Externalidades positivas sociales:** referidas a los beneficios que la introducción de FNCER puede proporcionar a nivel nacional.

Externalidades negativas

Las externalidades negativas de las FNCER se aplican principalmente a los costos adicionales de conexión, balance y refuerzo de la red eléctrica como consecuencia de la distancia de los recursos renovables a las redes y centros de consumo, así como debido a la variabilidad de recursos variables como son el viento y la irradiación solar.

Estos costos se evidenciarían principalmente en el momento en que las energías renovables llegasen a representar una parte significativa de la generación eléctrica nacional. A continuación se presentan estimaciones basadas en una penetración de las tecnologías de entre el 10% y 30% de la generación total de electricidad. Las cuatros principales externalidades negativas consideradas son:

1. **Costos de reserva:** que se basan en la necesidad de contar con plantas eléctricas tradicionales de reserva, para poder intervenir y generar electricidad en momentos en los que no se cuente con buenos vientos y durante la noche, para respaldar plantas eólicas y solar FV integradas al sistema.

   De acuerdo con el estudio de integración de fuentes no convencionales variables desarrollado bajo este mismo proyecto (Corredor, 2014), la reserva operativa se define como la reserva necesaria para mantener el balance generación-demanda, y para garantizar la calidad y seguridad del sistema, de tal manera que se cumplan los criterios de calidad de la frecuencia establecidos por la regulación.

   En el caso de las energías renovables, la reserva operativa es necesaria para enfrentar los siguientes eventos o condiciones:

   - La incertidumbre en los pronósticos de generación de las fuentes variables (eólicas, solares, filo de agua y plantas menores).
   - La variabilidad de la generación eólica en tiempos de minutos.

   En el estudio mencionado se realiza un ejercicio indicativo consistente en asumir la penetración de 500 MW de energía eólica, el cual da por resultado una reserva mínima secundaria de frecuencia -RSF- de 110 MW, equivalente al 22% de la generación eólica neta, más el margen de error del pronóstico de la generación eólica estimado en 64 MW (o un 12, 8%), para un total de 174 MW requeridos en términos de respaldo.

   Si el error en los pronósticos de la generación eólica se disminuyese al 3%, las necesidades de reserva se disminuirían en 49 MW y si además se considera la baja probabilidad de ocurrencia del cambio máximo en un minuto, el incremento en reserva sería del orden de 97 MW, es decir, un 19% de la capacidad eólica.

   A partir de tal ejercicio, y considerando razonable exigir que la reserva rodante no supere el 5% de la demanda, lo cual implicaría que la penetración de las fuentes variables en principio no deberían incrementar las necesidades de la holgura en más de un 3%, se llega adicionalmente a establecer que para el año 2025 sería posible permitir una penetración máxima del orden de 1900 MW (15%) de tales fuentes.

   Luego, con el objeto de obtener un número indicativo de los posibles costos de los requerimientos de reserva asociados con tal escenario, se

tiene que a diciembre de 2014, el costo unitario de AGC en Colombia era de COP10,08/KWh, o sea 4,62 USD/MWh, con lo cual, si la presencia de fuentes variables no incrementase las necesidades de reserva en más de 3%, la externalidad negativa asociada sería de 2,77 USD por cada MWh de energía eólica producido.

2. **Costos de conexión a la red:** teniendo en cuenta que los proyectos con FNCER tienen que ser construidos donde se encuentran disponibles los mejores recursos renovables como son fuertes vientos, una alta irradiación solar o anomalías geotérmicas, es común que estas zonas no se encuentren cerca del STN (Sistema de transmisión nacional), por lo que se puede requerir la construcción de nuevas líneas de alta tensión.
   Estos costos de conexión o bien afectan el proyecto en su rentabilidad o en los costos de su energía, tal y como fue interiorizado en los modelos desarrollados en este estudio, o bien incrementan el costo de transmisión que los usuarios del Sistema de transmisión nacional pagan a través de su tarifa.

3. **Costos de balance de la red:** esta externalidad está también relacionada con la variabilidad de las FNCER, en particular para el caso de las fuentes variables, teniendo en cuenta que el manejo de las fluctuaciones energéticas representa un costo adicional que es necesario cuantificar.

4. **Refuerzo y extensión de la red:** finalmente, la variabilidad de las FNCER también pueden requerir operaciones de refuerzo y extensión de la red eléctrica para ayudar a manejar la fluctuación de los niveles de electricidad en cada momento.

Externalidades positivas

El balance a las externalidades negativas mencionadas son los beneficios que la FNCER genera a la sociedad en general, que tampoco son normalmente cuantificados y considerados en los análisis financieros.

En este estudio se considerarán cuatro tipos principales de externalidades positivas, que son:

1. **Complementariedad energética de las plantas hidroeléctricas:** los análisis realizados en el país a partir de las series históricas de hidrología agregada y vientos en La Guajira muestran una complementariedad entre estos dos recursos, en el sentido que el mayor potencial de generación eólica se presenta en los meses de verano, especialmente durante los meses de enero a abril y el menor potencial de generación eólica se presenta en los meses de invierno.

2. **Beneficios ambientales y sociales**

- **Ahorro de combustibles fósiles:** la instalación de proyectos con FNCER reduce el consumo de gas natural, carbón y otros combustibles fósiles que son normalmente utilizados para generar electricidad.
- **Reducción de emisiones de efecto invernadero**: quizás la externalidad positiva más importante obtenida de las FNCER es la reducción en emisiones de CO_2 y sus efectos tanto en la salud como en el impacto climático y ambiental.
- **Reducción de impactos en la salud:** de acuerdo con un estudio de Fedesarrollo para WWW (Fedesarrollo, 2013a), para estimar los impactos en salud se identifican los contaminantes emitidos por las plantas generadoras convencionales y no convencionales, así como los daños a la salud o consecuencias derivadas de su emisión. Posteriormente, se define la tasa de emisión por contaminante de acuerdo a las características de la planta y en tercer lugar, se delimita la región afectada por la emisión de contaminantes, y se define la densidad local y la densidad regional (IMCO, 2012).

- Para la identificación de los contaminantes y de los daños que estos causan a la salud, en ausencia de información detallada para Colombia, se tomaron los datos identificados para México por IMCO (2012) en materia de reducciones de impacto ambiental y social. Además de reducir el costo de la energía al implicar unos costos muchos menores en la mitigación de tales impactos sociales y ambientales, se tiene en cuenta que la instalación de proyectos con FNCER permite la conservación de la biodiversidad y la oportunidad del uso del suelo en otras actividades (por ejemplo en el caso de parques eólicos), al tiempo que evita el desplazamiento de comunidades requerido para la construcción de grandes embalses.

3. **Beneficios económicos**

- **Desarrollo económico**: la construcción de nuevas plantas eléctricas, que operen con FNCER o no, siempre tiene un efecto de crecimiento económico local. Y en el caso de las FNCER los efectos pueden ser mayores, ayudando a generar nuevas empresas y crecimiento sostenible.
- **Creación de empleo**: la creación de empleo a nivel local es uno de los indicadores más importantes de las externalidades positivas a nivel social, y es un beneficio asociado al desarrollo de nuevas fuentes de energía.

A continuación se describen las metodologías utilizadas para cuantificar las externalidades positivas mencionadas.

Complementariedad de la energía hidráulica

De acuerdo con las simulaciones realizadas en el estudio de integración de fuentes variables de energía (Corredor, 2014), el año 2025 es el que presenta el comportamiento de verano más fuerte. Tomando para este año la serie más seca y analizando la generación hidráulica y térmica del sistema para el caso con y sin la existencia de un proyecto eólico, se observa que tal proyecto reemplaza una parte de la generación térmica en el verano y una parte de la generación hidráulica y térmica en el invierno.

De acuerdo con los resultados de este estudio, la generación eólica puede reemplazar aproximadamente el 20% de la generación térmica en verano, con las consecuentes reducciones en el consumo de combustible, la emisión de gases de efecto invernadero y la reducción del costo marginal en los meses de verano.

En los meses de invierno, el efecto de la entrada en operación del parque eólico puede disminuir la generación hidráulica del sistema en promedio 92,4 GWh mensuales y la generación térmica del sistema en promedio 71,6 GWh mensuales.

El mencionado estudio muestra la evolución de los costos marginales del sistema con y sin proyecto, y para el horizonte contemplado, se calculan los costos marginales con un 95 PSS y con un 05 PSS, obteniéndose que, en promedio, la disminución de tales costos marginales es de 3,06 USD/MWh para un proyecto de 500 MW.

Beneficios ambientales y sociales

Valor del ahorro de combustibles fósiles

En el caso de FNCER que vayan a desplazar primariamente energía eléctrica, el valor de sustitución de los combustibles fósiles depende del grado de consumo de gas o carbón en la red eléctrica. En el caso de Colombia, al año 2013 la mayor fuente de generación eléctrica fue la hidroeléctrica. Por esta razón, conforme la participación de los com-

bustibles fósiles en la canasta de generación eléctrica, en estos análisis se considera que un MWh de FNCER podría potencialmente desplazar las emisiones del 21% de un MWh de electricidad producida por la red colombiana, es decir, la parte de electricidad generada por centrales térmicas. Eso se divide aproximadamente en un 15% gas natural y 6% carbón según el promedio anual de los últimos 10 años (Hacienda, 2014; IEA, 2015).

Para determinar el valor del combustible desplazado se ha tomado en cuenta la eficiencia media de una planta de gas natural y de una de carbón. Basado en un promedio de las plantas operativas en Colombia (XM, 2014b), el *heat rate* considerado es de 7,4 MBTU/MWh para gas natural y 10,4 MBTU/MWh para carbón. Asumiendo un precio corriente de 4,3 USD/MBTU para gas natural (incluyendo transporte) y 3,79 para carbón, esto significa un ahorro de USD 7,2 por MWh generado por FNCER, como se ilustra a continuación:

$$(4{,}3 \text{ X } 7{,}2 \text{ X } 15\%) + (3{,}79 \text{ X } 10{,}4 \text{ X } 6\%)$$

En el caso del uso de la biomasa, la energía desplazada es diferente, ya que se asume que el uso de esta fuente puede desplazar tanto el consumo de electricidad como el de otros combustibles para la producción de calor útil. Para el cálculo del ahorro en la producción de electricidad se utiliza la misma metodología aplicada a las FNCER exclusivamente eléctricas. Para el cálculo del ahorro en generación de energía térmica se tienen en cuenta la eficiencia de calderas de gas natural y carbón, la porción de la energía primaria convertida en calor útil y el precio de estos energéticos.

El resultado final es que un MWh de calor generado por biogás desplaza 2 USD de combustibles fósiles, y un MWh de calor generado por biomasa sólida desplaza 2,74 USD, en adición a los 7,2 USD/MWh desplazados por electricidad.

Reducción de emisiones de efecto invernadero

Una metodología similar se aplica a la reducción de emisiones para cada tecnología en términos de qué combustibles fósiles estas desplazan. En el caso de las FNCER puramente eléctricas se considera el factor de intensidad de CO_2 de la red colombiana, mientras que en el caso de tecnologías de cogeneración se considera adicionalmente la intensidad de CO_2 de los combustibles normalmente utilizados para producir calor en las calderas.

En adición a lo anterior, es importante anotar que en el caso de las grandes plantas hidroeléctricas, el llenado de los embalses genera emisiones de metano (CH_4), que es un GEI. Numerosos estudios (Bastviken, et al., 2011; Farrèr, 2007; Kemenes, et al., 2007) han demostrado que las represas de agua generan emisiones de metano y algunas de dióxido de carbono (CO_2) durante la inundación y al pasar por las turbinas, ya que al inundarse un terreno rico en vegetación, se libera el CO_2 y el CH_4 que está contenido en la biomasa vegetal, dado que es un sumidero natural de este tipo de gases. Desde el fondo del embalse se liberan gases que suben hasta la superficie y se integran a la atmósfera. Además, en el momento en que el agua pasa por las turbinas para activar el mecanismo de generación de energía eléctrica, ese movimiento de aguas (aguas que salen del fondo de la represa, pues los canales por los que el agua sale de la represa están en la parte baja) genera una liberación adicional de gases (CH_4 y CO_2) (Fedesarrollo, 2013a).

Las emisiones de metano tienen un impacto importante en términos de emisión de GEI, pues una tonelada de metano equivale a 86 toneladas de CO_2 en términos del efecto sobre el cambio climático (IMCO, 2012). De acuerdo con el estudio de Fedesarrollo el costo de esta externalidad para una hidroeléctrica grande puede ser valorado en el orden de COP0,003/MWh.

Para asignar un valor a las emisiones se da la posibilidad de utilizar diferentes series de precio. La primera de estas corresponde al precio de los Certificados de emisiones reducidas -CER- que proyectos de FNCER que se acojan al Mecanismo de desarrollo limpio -MDL- de las Naciones Unidas podrían producir en Colombia. En este caso, se asignaría actualmente un valor menor a 1 USD por cada tonelada de emisiones reducida.

Sin embargo, teniendo en cuenta lo bajo de este valor, una opción alternativa es la de emplear para las estimaciones del precio del carbono los valores generados en el precio de bonos de carbono en el European Emission Trading Scheme (EU ETS). Pero estos valores son normalmente utilizados únicamente para proyectos realizados en la Unión Europea, mientras que para proyectos para los que no aplica este escenario, el gobierno del Reino Unido ha elaborado una lista de precios estimados, basada en tres series (baja, media y alta) que representan el costo real de emisiones de efecto invernadero, es decir, el costo estimado que los emisores tendrían que pagar para internalizar la externalidad del fenómeno de cambio climático. Dada la naturaleza y localización del presente estudio se han considerado estos últimos valores en las estimaciones realizadas. Esas series se ilustran en la figura 5.6.

De alguna manera es importante mencionar que estos precios no pueden ser obtenidos en el mercado (con excepción de algunos pocos países con altos impuestos al carbono como Suecia).

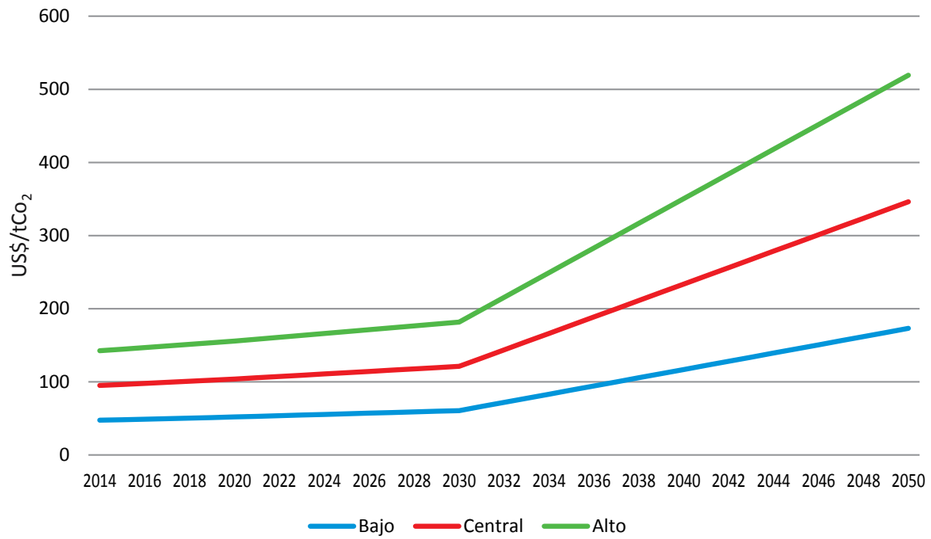


Figura 5.6. Precio de carbono.
Fuente: DECC, 2014.

Impactos en la salud

Los datos para estimar las externalidades positivas a manera de impactos sobre la salud a partir de la utilización de las FNCER provienen del estudio realizado por Fedesarrollo para WWW. Este estudio estima los impactos en salud a través del modelo QUERI (Quick Estimation of Respiratory Health Impacts) que hace parte de la metodología SIMPACTS (Spadaro, 2002).

Para la identificación de los contaminantes y de los daños que estos causan a la salud, en ausencia de información detallada para Colombia, el estudio mencionado toma los datos identificados para México por IMCO (2012). Las externalidades consideradas corresponden a los impactos generados por el dióxido de azufre (SO_2), los óxidos nitrosos (NOx), el material particulado (PM10), los sulfatos y los nitratos sobre la salud. Los factores de emisión de los contaminantes se mantuvieron iguales a los de México, considerando que en ambos países las tecnologías de generación de energía son similares (tomado de Fedesarrollo, 2013a).

En términos de consecuencias por daños a la salud, la metodología considera tanto los costos por el tratamiento de enfermedades como la pérdida en productividad por interrupción de la actividad laboral. Para esto se tomaron las siguientes afectaciones identificadas para el caso mexicano: bronquitis crónica, ingresos hospitalarios por enfermedades respiratorias, visitas a sala de urgencias, crisis aguda de asma, tos crónica, ingresos hospitalarios por enfermedades cardiovasculares, mortalidad crónica, mortalidad aguda y días de actividad restringida (tomado de Fedesarrollo, 2013a).

La metodología considera efectos diferenciados sobre la población de acuerdo a la edad y a la tasa de ocupación, por lo que fueron ajustados de acuerdo a los indicadores de la composición de la población colombiana.

La densidad de población es un factor clave para estimar las externalidades en salud, pues el valor total de impacto está directamente relacionado con la cantidad de personas que se ven afectadas por la emisión de contaminantes. Por esta razón, se consideran diferentes escenarios que permiten identificar la sensibilidad del valor de las externalidades con respecto a la zona en donde es ubicada la planta de generación eléctrica.

Después de obtener el número de casos por tipo de enfermedad, se calcula el costo final sobre salud a partir de tres indicadores: costo de tratamiento, pérdida de productividad asociada a los días de incapacidad generados por la enfermedad y mortalidad (esta última se estima de acuerdo al valor estadístico de una vida perdida (Spadaro, 1999; IMCO, 2012). El valor final es la suma del valor de cada afectación tenida en cuenta en el estudio (tomado de Fedesarrollo, 2013a).

Estos valores se utilizan en la misma manera que los ahorros de combustibles fósiles, es decir que una externalidad positiva es asignada a cada kWh de energía generada con FNCER en la misma fracción en que este desplaza emisiones de térmicas a gas y carbón, con base en la participación de estas fuentes en la canasta eléctrica colombiana.

Tabla 5.7. Costo de externalidades negativas de centrales térmicas.

Tecnología	Zona	Costo	Unidad
Térmica a gas	Zona rural	1.883,48	COP/MWh
	Zona urbana	1950,75	COP/MWh
Térmica a carbón	Zona rural	22.945,65	COP/MWh
	Zona Urbana	35.293,12	COP/MWh

Fuente: Fedesarrollo, 2013a. Pesos ctes. de 2013.
Nota: los valores utilizados en este caso corresponden a los de zonas rurales.

Reducción de impacto ambiental y social

En cualquier proyecto que corresponda a los especificados por el Decreto 2820 de 2010, derogado en 2014 por el Decreto 2041 de tal año, *por el cual se reglamenta el Título VIII de la Ley 99 de 1993 sobre licencias ambientales*, es indispensable presentar ante la autoridad competente el Estudio de impacto ambiental, EIA, anexando el costo estimado de inversión para la mitigación de impactos y el certificado del Ministerio del Interior y de Justicia sobre la presencia de comunidades étnicas en el área. De esta manera, se procesa la licencia y si es aprobada, el proyecto tiene los permisos necesarios para desarrollar sus actividades.

A partir del EIA, se identifica qué parte de los costos de operación y de inversión de los proyectos corresponden a gastos en actividades de mitigación de impactos y en compensaciones sociales y ambientales, lo que corresponde al monto total del Plan de manejo ambiental, PMA. Dicho PMA tiene un componente que corresponde al manejo de los recursos físicos y bióticos durante la etapa de construcción y además un componente de gestión social que es muy importante teniendo en cuenta la ubicación de los proyectos de FNCER a desarrollarse bajo nichos de oportunidad como el de la energía eólica.

Los PMA de los proyectos con FNCER pueden ser hasta 20 veces más económicos que los de un proyecto térmico y hasta 10 veces más económicos que un proyecto hidroeléctrico. Estos ahorros, como en el caso de la conexión, pueden afectar positivamente la viabilidad de tal tipo de proyectos (Fedesarrollo, 2013a).

Biodiversidad

El impacto en biodiversidad causado por la generación de energía eléctrica se mide por el valor de los servicios ambientales (hidrológicos y de biodiversidad) afectados.

Al igual que en el caso de la salud, estos análisis toman los resultados del estudio de Fedesarrollo, el cual para estimar esta externalidad toma los valores reportados por el IMCO (2012) para México. Sin embargo, considerando la riqueza natural de ambos países, se advierte que los resultados pueden estar subestimados, teniendo en cuenta que Colombia es un país que cuenta con mayor biodiversidad que México. Estos valores son calculados a partir del Pago por servicios ambientales (PSA) del gobierno federal mexicano, que es un mecanismo de compensación por la conservación de ecosistemas forestales, en pesos mexicanos por hectárea.

Desarrollo económico

El desarrollo económico relacionado con la integración de FNCER al Sistema energético nacional puede ser determinado por muchos factores. En primer lugar, resulta necesario dividir el valor agregado de una nueva instalación en los componentes de la cadena de valor asociada. Estas corresponden a las principales etapas de construcción, instalación y operación de un proyecto de cualquier tipo. La cadena de valor de las FNCER se divide en tres ramos principales:

1. **Equipos**: es decir los elementos tecnológicos que componen, por ejemplo, una turbina eólica.

Tabla 5.8. Costo de emisiones de centrales térmicas para la biodiversidad.

Tecnología	Zona	Costo	Unidad
Térmica a gas	Zona rural	44,97	COP/MWh
	Zona urbana	32,28	COP/MWh
Térmica a carbón	Zona rural	1.841,53	COP/MWh
	Zona urbana	1.700,29	COP/MWh

Fuente: Fedesarrollo, 2013a.

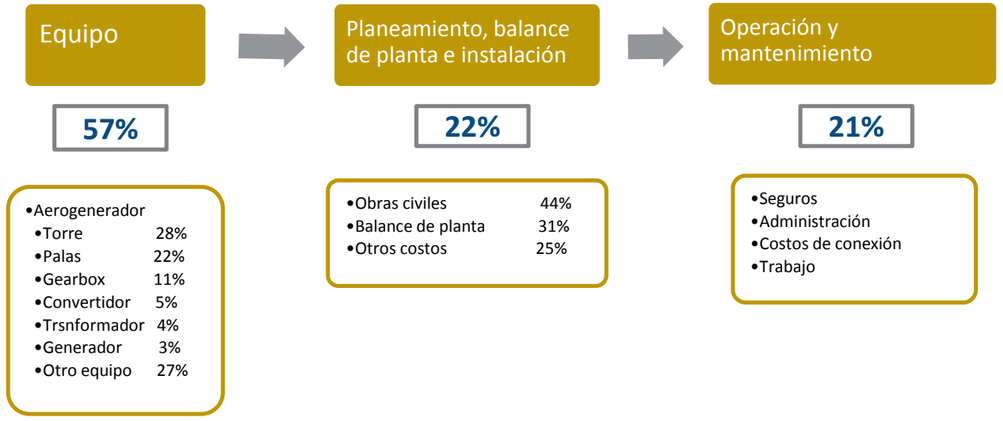


Figura 5.7. Cadena de valor de energía eólica.
Fuente: Basado en IRENA, 2011, 2014

2. **Planeamiento, instalación & balance de planta**: es decir la preparación del sitio de construcción, el costo de conexión, y otros costos de planeamiento y desarrollo.
3. **Operaciones & mantenimiento**: es decir el manejo de la planta a lo largo de su vida, incluyendo costos de administración, reemplazo de equipo y costos laborales.

La figura 5.7 muestra la cadena de valor para la energía eólica en detalle. En la tabla 5.9 se muestran las cadenas de valor para otras tecnologías.

Después de establecer el valor de cada elemento, es necesario estimar el nivel de valor económico que podría ser capturado por empresas colombianas, lo cual varía entre los diferentes elementos de la cadena de valor. En general, es más fácil capturar localmente el valor generado por la operación & mantenimiento que el de los equipos, que generalmente serán importados desde países industrializados como Alemania, Dinamarca, Estados Unidos, etc.

En general, los países con un bajo nivel de desarrollo de FNCER capturan menor valor que aquellos con un alto nivel de desarrollo. La tabla 5.10 muestra los resultados de estudios de IRENA (2011, 2014) que evalúan el nivel de valor capturado basado en el estado de desarrollo del sector FNCER de cada país.

Tabla 5.9. Cadenas de valor para FNCER seleccionadas.

Tecnología	Equipo	Planeamiento, instalación & balance de planta	O&M
Eólica	57%	22%	21%
Fotovoltaica	32%	45%	23%
Geotérmica	44%	48%	8%
Biomasa (bagazo de caña)	29%	37%	34%
Biogás (palma de aceite)	29%	37%	34%

Fuente: Basado en IRENA, 2011, 2014

Tabla 5.10. Potencial de creación de valor doméstico en países según el estado de desarrollo de su sector FNCER.

Creación de valor doméstico	Fase de desarrollo inicial	Primeros proyectos realizados; participación de industria local	Muchos proyectos realizados; significativa participación de industria local
Planeamiento	Bajo	Medio	Alto
Equipos	Bajo	Medio	Medio-alto
Instalación	Bajo	Medio	Alto
Conexión	Alto	Alto	Alto
O&M	Medio	Alto	Alto

Fuente: Basado en IRENA, 2011, 2014

En la tabla 5.11 se presentan estimados del porcentaje del valor a ser capturado en el caso colombiano, con base en la evaluación del estudio anteriormente referenciado.

Adicionalmente, el desplazamiento que ha de sufrir la economía local, en los términos en los que los recursos de labor y capital en la misma son limitados, e invertir en una actividad significa sacar recursos de otra, teniendo en cuenta que para las actividades de construcción e industria como son aquellas que están relacionadas con el desarrollo de proyectos con FNCER, tal valor de *desplazamiento* es de entre el 25% y el 75% del valor de la actividad, por lo que bajo este análisis se utiliza un valor medio de 50%.

Finalmente, se utiliza el valor económico en USD/MWh del costo de inversión en las varias FNCER para derivar un valor económico por MWh de desarrollo económico local. Así, para cada elemento de la cadena de valor se multiplica el costo nivelado de energía por el % que este elemento representa (tabla 5.9) y por el potencial de captura doméstica (tabla 5.11). Como resultado de esto, se obtienen los resultados que se presentan en la tabla 5.12.

Tabla 5.11. Estimación del porcentaje del valor capturado.

Potencial doméstico	%
Bajo	10%
Medio-bajo	24%
Medio	38%
Medio-alto	52%
Alto	80%

Fuente: Elaboración propia

Creación de empleo

La última externalidad positiva considerada es la creación de empleo, que hace parte del desarrollo económico local, pero tiene un valor aún más alto y por tanto es importante tratarlo por separado.

Hay diversos estudios de instituciones como IRENA (2014) y UKERC (2014) que abordan esta temática, y el de UKERC (UK Energy Research Centre) compara explícitamente la creación de empleo en proyectos con FNCER con proyectos con energías fósiles, razón por la cual se utilizan sus resultados y más específicamente sus indicadores para la generación de empleo directo.

Tabla 5.12. Desarrollo económico local para tecnología.

Tecnología	Desarrollo económico USD/MWh
Eólico	7,6
Fotovoltaico	9,3
Geotérmico	21,6
Biomasa (bagazo de caña)	8,8
Biogás (palma de aceite)	8,8

Fuente: Elaboración propia

Tabla 5.13. Estimaciones de factores de empleo para diferentes FNCER.

Tecnología	Unidad	Directos	Indirectos
Eólica	Empleos/GWh	0,8	0,9
Geotérmica	Empleos /GWh	0,2	0,1
Solar PV	Empleos /GWh	0,8	1,8
Biogás	Empleos /GWh	0,2	0,2
Biomasa	Empleos /GWh	0,2	0,2

Fuente: estimados propios basados en UKERK, 2014.

Para obtener un valor económico se aplica el salario medio de Colombia, estimado en COP 24.000.000 por año, y se divide por la producción de energía por cada tecnología. Los resultados finales se presentan en la tabla 5.14.

Tabla 5.14. Valor de creación de empleo por tecnología.

Tecnología	Valor de empleos USD/MWh
Eólica	2,75
Fotovoltaica	6,71
Geotérmica	0,28
Biomasa (bagazo de caña)	0,32
Biogás (palma de aceite)	0,32

Fuente: Elaboración propia

5.3 Resultados de los análisis

A continuación se presentan, para cada uno de los cinco nichos de oportunidad trabajados bajo este proyecto, las particularidades y características específicas que influyen en el análisis financiero básico de cada tipo de proyecto.

5.3.1 Evaluación de proyectos de energía eólica

Supuestos específicos para tecnología eólica

El modelo de evaluación de proyectos de energía eólica toma en cuenta algunos factores específicos que afectan el rendimiento de la planta. A nivel básico, el modelo considera los costos de inversión y de mantenimiento de la planta, así como la venta de la energía generada y aplica todos los impuestos mencionados en la sección anterior.

La producción de energía es fijada por la dimensión de la instalación (expresada en MW) y el factor de planta, para cuya determinación detallada se puede utilizar una distribución del viento propio de la región en la que se ubica la planta, caracterizada por una función Weibull en la que son de relevancia la velocidad media anual del viento y un factor de forma que determina la forma de la curva. Normalmente este último factor, referido comúnmente como *k* asume valores entre 1 y 4, y mientras que un valor de 1 indica una prevalencia de vientos débiles y una curva posicionada hacia la izquierda, un valor de 4 representa vientos fuertes y constantes, cuya curva se posiciona hacia la derecha. En tal caso de la determinación detallada de la generación de energía, a la curva de distribución de velocidades del viento se le suma la necesidad de contar con la curva de generación correspondiente al tipo de turbinas o aerogeneradores seleccionados. La figura 5.8 muestra las dos curvas utilizadas en el caso de los análisis corridos sobre el modelo.

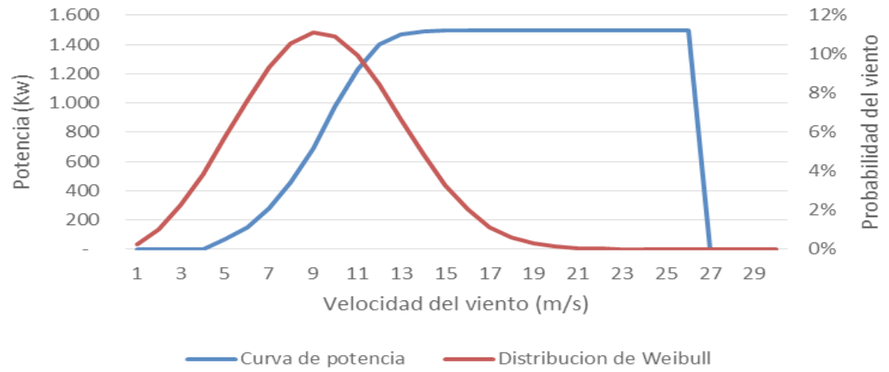


Figura 5.8. Curvas de potencia y distribución del viento.
Fuente: Elaboración propia

5.3.2 Impacto de incentivos de la Ley 1715

Al igual que se hace en el caso de los otros nichos de oportunidad contemplados bajo este análisis, para la evaluación financiera de este tipo de proyectos se tienen en cuenta un escenario base en el que se aplican impuestos y aranceles de manera convencional y un escenario en el que se aplican los incentivos a la inversión establecidos por la Ley 1715 de 2014, los cuales incluyen deducciones de renta, depreciación acelerada, exclusiones de IVA y exención de aranceles. En esta sección se analiza el impacto que estos incentivos pueden tener sobre la rentabilidad de los proyectos.

Como caso de análisis para la energía eólica, se ha establecido una instalación de 400 MW en una región con alta disponibilidad de viento, una velocidad promedio anual de 9,4 m/s y una inversión de conexión a la red de 120 millones USD.[4] Este caso se ha desarrollado con base en los análisis realizados por COWI en el año 2013. Se considera adicionalmente, un porcentaje de deuda del 65%, una tasa de interés del 11,4% y un costo de recursos propios del 8,5%, tomando como IRR objetivo el WACC de 7,9%.

En el caso base, los cálculos financieros del proyecto deben considerar tanto el IVA sobre el total de inversiones en equipos, elementos, maquinaria y servicios (cuando este aplique), como los aranceles correspondientes a equipos, maquinaria, materiales e insumos importados. Para efectos prácticos, los análisis corridos consideran que toda la inversión sería sujeta de IVA y que los equipos pagarían aranceles, tomando que el IVA establecido por la actual legislación colombiana es del 16% y los aranceles estarían alrededor del 10%. Por otra parte, la depreciación convencional considerada en los cálculos es la estándar establecida por la legislación colombiana para equipos, es decir, 10 años, y no se aplicará ninguna deducción sobre la renta.

Por otra parte, en el escenario sobre el que se aplican los incentivos fiscales de la Ley 1715, para efectos prácticos se hace efectivo el descuento del valor del IVA para el monto total de la inversión y el valor de aranceles es descontado de la inversión en equipos, aplicándose esta vez una depreciación acelerada de 5 años, y una deducción en renta equivalente al 50% del total de la inversión, repartida a lo largo de 5 años.

Con el fin de desarrollar un análisis más completo, adicionalmente se evalúa el modelo considerando por un lado el proyecto eólico independiente (como financiación de proyecto independiente) y por otro

4 Basado en costos de 1 millón USD/km de línea, para un total de 120 km.

que el proyecto es parte de un portafolio de inversión, (como financiamiento corporativo), teniendo en cuenta que la Ley 1715 establece, en cuanto al beneficio de deducción de renta, que el inversionista podrá aplicar la totalidad de la deducción siempre y cuando esta no supere el 50% de la renta líquida del contribuyente. En el caso de financiación corporativa, aun en el caso de que el proyecto no tenga beneficios en los primeros años, se asume que el beneficio puede ser aplicado a las rentas del portafolio de inversiones, con lo cual, los dos factores anteriores sumados dan lugar a un mayor impacto sobre la reducción de impuestos.

Por último, en todos los casos estudiados se consideran pérdidas fiscales acumuladas, es decir, la posibilidad de utilizar las pérdidas del primer año para reducir los impuestos en los años sucesivos. Desde 2007 esta política se aplica sin límites en Colombia, es decir, que las pérdidas acumuladas pueden ser distribuidas en todos los años fiscales sucesivos sin limitaciones de tiempo.

Como se puede ver en la figura 5.9, el impacto de los incentivos es positivo tanto en el modelo de financiamiento corporativo como en el de financiamiento por proyecto. Mientras que en el primer caso la TIR aumenta aproximadamente en un 10% debido a la consideración de incentivos, pasando de 6,3% en el escenario sin incentivos, a alrededor de un 16% bajo el efecto de los incentivos. En el segundo caso de evaluación bajo el esquema de financiamiento por proyecto, el incremento es menor, más específicamente partiendo de un 5,2 % para el escenario sin incentivos y ascendiendo casi tres puntos para llegar al 8% bajo el esquema de incentivos.

A partir de estos resultados se tiene que solo bajo el modelo de financiamiento corporativo con incentivos el proyecto es rentable, dado que consigue una TIR más alta que el WACC de 7,9%, la cual corresponde a la mínima rentabilidad posible del proyecto. Entre tanto, aunque en el caso de financiamiento por proyecto con incentivos la TIR alcanza el 8%, este valor representa lo que se podría llamar un *break-even point* en el que el proyecto presenta una ganancia marginal mínima pero seguramente no sería suficiente para dar viabilidad financiera en un mercado competitivo donde los inversionistas buscan TIRs mínimas del 10%.

Por otra parte, la figura 5.10 ilustra el impacto de los incentivos sobre los flujos fiscales. En régimen de financiamiento corporativo los flujos son positivos, lo cual significa que la empresa está utilizando las pérdidas acumuladas en el proyecto eólico para reducir los impuestos sobre su renta global. Entre tanto, en el caso de financiamiento por proyecto, el proyecto no paga impuestos en los años en que tiene pérdidas, y como se puede ver, en este caso los incentivos tienen el efecto de anticipar el año en que la empresa empieza a pagar impuestos. La razón para esto es que la depreciación acelerada simplemente aumenta las pérdidas en los primeros años, y al no poder ser transferidas estas a otros flujos generados por otros proyectos, el impacto es nulo. Por lo tanto, al analizar el proyecto de forma independiente, los únicos incentivos que tienen impacto son el IVA y los aranceles, ya que estos reducen el costo de la inversión a nivel de CAPEX.

Solo en el caso del financiamiento corporativo con incentivos, la medida de deducción de renta (artículo 11 de la Ley 1715 de 2014) presenta un impacto real, teniendo en cuenta que la renta líquida global de la empresa es suficiente para alcanzar el límite del 50% establecido por la ley como deducción máxima respecto a la renta líquida. En este caso, el efecto es esencialmente una deducción del 150% del valor de la inversión a lo largo de cinco años, si se considerara el incentivo concurrente con la depreciación acelerada.

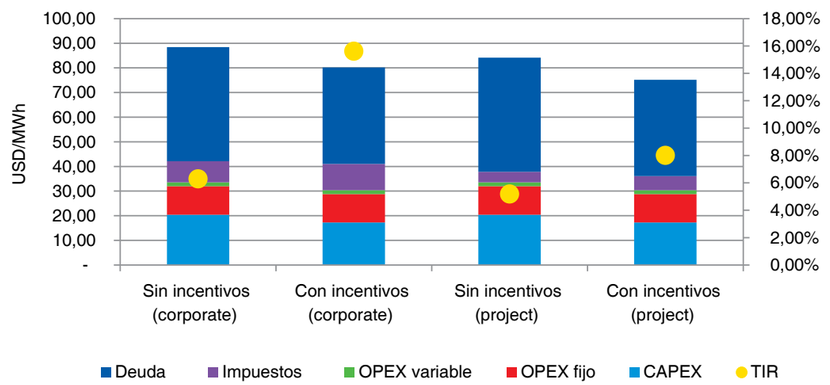


Figura 5.9. Impacto de los incentivos de la Ley 1715.
Fuente: Elaboración propia

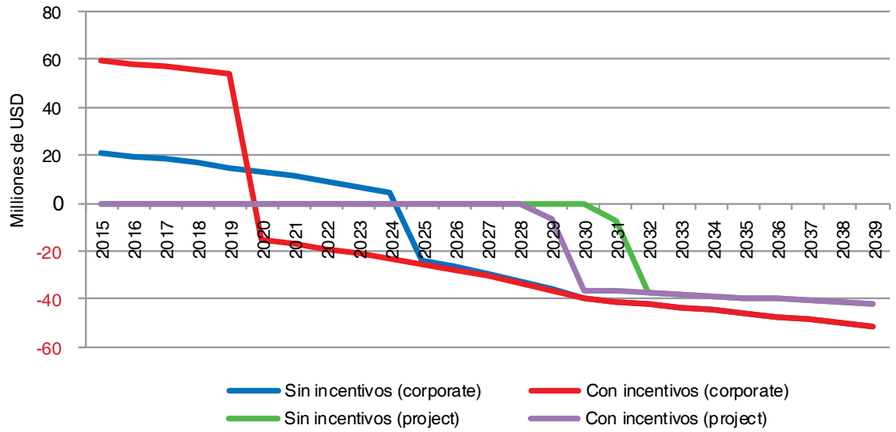


Figura 5.10. Flujo de impuestos con diferentes políticas de incentivos para un proyecto de energía eólica.
Fuente: Elaboración propia

5.3.3 Análisis de rentabilidad/ sensibilidad

A continuación se analiza el impacto de variaciones de diferentes tipos de costos en la rentabilidad de un proyecto. El caso base que se utiliza es el de financiamiento por proyecto, con incentivos.

En estas condiciones, el proyecto alcanza el *break-even point* con una TIR del 8%. Como se puede ver, el precio objetivo –es decir el precio mínimo que el proyecto requeriría para obtener una TIR igual al WACC– es al mismo nivel que el precio de bolsa para todo el tiempo de operación, con algunas fluctuaciones (figura 5.11).

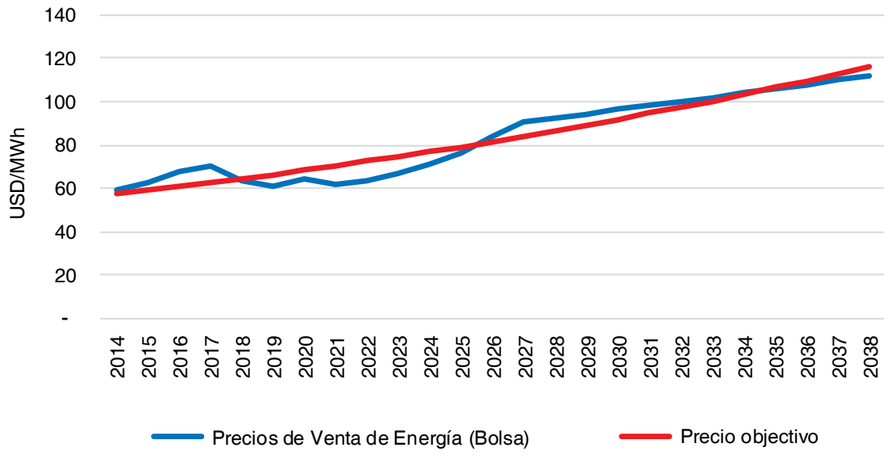


Figura 5.11. Precio actual y precio objetivo.
Fuente: Elaboración propia

La velocidad del viento es la primera condición que debe analizarse. Como se puede ver en la figura 5.12, la TIR y el LCOE son muy sensibles a cambios en la velocidad del viento, medida como velocidad promedio anual (que toma en cuenta las fluctuaciones estacionales).

Según el *Atlas de viento de Colombia*, las zonas orientales de la península de La Guajira tienen una densidad de energía eólica a 50 metros de altura superior a 1000 W/m^2. La clasificación internacional de energía eólica indica este nivel de densidad como el más alto, 7 en la clasificación, con velocidad de viento en promedio superior a 8,8 m/s (NREL, 2014b; Vergara, 2014; UPME, 2006).

Otro elemento muy importante para el desarrollo de recursos eólicos en La Guajira es el costo de la conexión a la red, teniendo en cuenta las largas distancias que hoy en día separan las áreas de mejor potencial de viento de redes de transmisión con la capacidad de desalojar la energía a ser producida, hacia el interior del país. El análisis presentado asume que una instalación eólica de 400MW en La Guajira requeriría la construcción de una línea de conexión dedicada, con un costo de 120 millones de dólares. Este costo es incluido en el CAPEX en todos los casos examinados anteriormente.

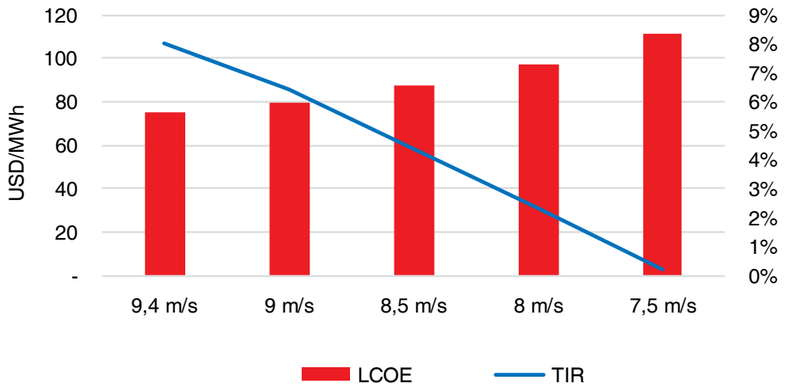


Figura 5.12. TIR y LCOE a diferentes velocidades de viento.
Fuente: Elaboración propia

La figura 5.13 ilustra el impacto que un aumento en el costo de conexión podría tener en el proyecto. El nivel base utilizado de costo de conexión es de 300.000 USD por MW de capacidad instalada. Adicionalmente, se modelan igualmente escenarios sin costo de conexión, y con costos de 150.000, 500.000 y 750.000 USD para analizar los efectos.

En el caso base el costo de conexión es de 7,8 USD/MWh, y sube hasta 19,8 USD en el caso más costoso, donde por una instalación de 400MW se tendría un costo de conexión de 300 millones de dólares. Como se puede ver, el caso sin costo de conexión sería muy rentable también en un mercado competitivo, con una tasa de casi el 12%, y aun con un costo de conexión de 60 millones de dólares la rentabilidad sería del 9,7%.

Con costos de conexión de 120 USD/m en adelante, el proyecto no es rentable, demostrando la relevancia que juegan los costos de conexión sobre la rentabilidad y viabilidad financiera de proyectos de energía eólica en La Guajira.

Sin embargo, es importante mencionar que la escala del proyecto también es importante, porque si los costos de líneas de conexión son fijos, es decir, si una instalación eólica necesita de una nueva línea de alta tensión, el costo será bastante similar si la capacidad de la instalación es de 200 MW o de 400 MW. En el primer caso, el impacto en el LCOE y la TIR del costo de la línea de conexión serían más altos, como se ilustra en la figura 5.14. En el caso de 100 MW de instalación y con el costo de conexión de 120 millones USD la TIR bajaría radicalmente hasta el 2,3%, haciendo el proyecto totalmente inviable.

En conclusión, la necesidad de reforzar y extender la red en la región de La Guajira es una barrera para el desarrollo de proyectos eólicos, y obliga a requerir desarrollar proyectos de gran tamaño que puedan absorber los costos. Este factor, sumado a la sensibilidad de la rentabilidad con base en la calidad del recurso eólico hace pensar en la necesidad de valorar las externalidades de este tipo de proyectos a través de análisis económicos, como se hará más adelante, para así evaluar la conveniencia de compartir los costos de conexión a través de activos de uso, a fin de promover la obtención de un beneficio neto a la sociedad de ser el caso que la evaluación económica así lo determine.

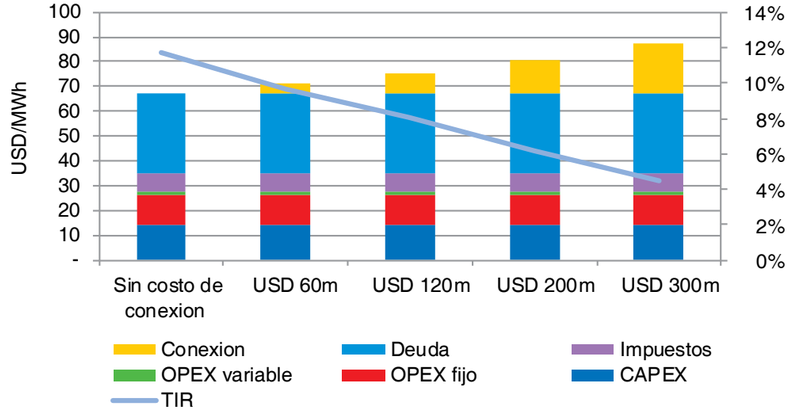


Figura 5.13. TIR y LCOE a diferentes costos de conexión.
Fuente: Elaboración propia

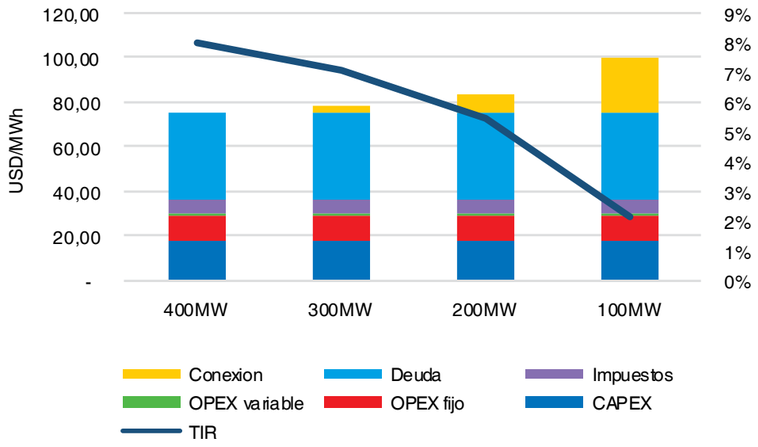


Figura 5.14. Impacto de costo de conexión a diferentes niveles de capacidad instalada.
Fuente: Elaboración propia

Finalmente, se consideran diferentes niveles de ENFICC, partiendo del valor de 6% planteado como mínimo por parte de la regulación vigente, y se analiza el impacto de subir dicho valor hasta el 40%. Como se puede ver el impacto sobre la TIR es modesto pero suficiente para alcanzar el 10%.

5.3.4 Internalización de externalidades

Todos los modelos de análisis costo-beneficio incluyen la posibilidad de evaluar el impacto sobre la rentabilidad de un precio de carbono y de otras externalidades. Las emisiones de efecto invernadero son la externalidad más importante asociada a las FNCER y su principal ventaja frente a los combustibles fósiles. Por esta razón, aunque no haya un mercado de carbono en Colombia, es útil analizar el impacto de un precio hipotético sobre la rentabilidad de estas tecnologías.

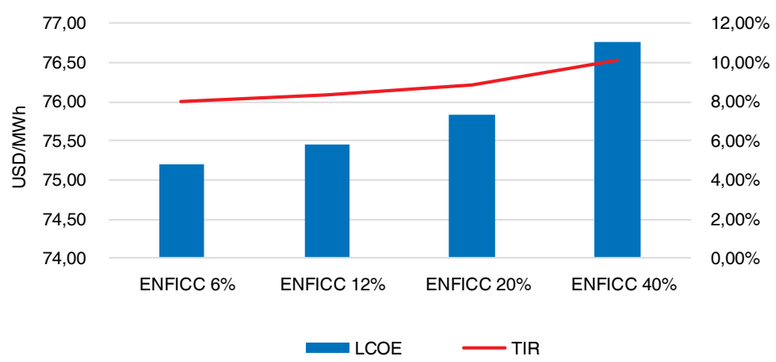


Figura 5.15. Impacto de diferentes niveles de ENFICC sobra la rentabilidad de proyectos eólicos.
Nota: El incremento en el LCOE es debido al aumento en costos (operación e impuestos) a raiz del aumento de ingresos por energía firme reconocida

La metodología propuesta se basa en el principio de sustitución, es decir: un MWh generado por una planta eólica va a desplazar un MWh generado por una planta fósil, y la diferencia entre los factores de emisiones representa la reducción de emisiones.

En el modelo de ha calculado la reducción utilizando el factor de carbono agregado de la red colombiana, que la UPME cuantifica en 0,186 t CO_2/MWh, contra un factor de emisión de 0,02 t CO_2/MWh[5] para la energía eólica. También se analizará el impacto frente a una planta a gas natural con un factor de emisión de 0,4 t CO_2/MWh.[6]

Los precios utilizados para valorar las reducciones de emisiones son los presentados en la figura 5.16.

La planta eólica base considerada en este análisis, con 400 MW de capacidad instalada, tendría un valor de reducción de emisiones de 5,6m t CO_2 a lo largo de su vida útil. En el caso de reducción contra una planta de gas natural, la reducción sería de 12 millones de toneladas, cuyo valor e impacto sobre la TIR se presentan a continuación. La relación entre el tamaño de la reducción y el valor de las emisiones es diferente porque los ingresos económicos son descontados a la tasa del WACC. Cuando se analizan las FNCER, la reducción de emisiones de efecto invernadero es normalmente la externalidad principal considerada. Sin embargo, como se ha indicado previamente, hay otra serie de impactos que deberían también ser tenidos en cuenta. Estos impactos pueden estar asociados tanto a externalidades positivas como negativas. Sin embargo, en la mayoría de los casos es difícil hacer una evaluación exacta de su efecto real, y los valores utilizados tendrán que ser, por tanto, considerados como estimaciones y sujetos a un margen de error significativo.

En la tabla 5.15 se presentan los valores utilizados para evaluar las externalidades de un proyecto eólico empleado como modelo. Si estos valores fueran incluidos en la evaluación del proyecto, la TIR subiría de un 8% a un valor mayor del 20%. Así mismo, se puede ver la diferencia en el Valor presente neto -VPN- del proyecto al considerar en su estimación la tasa de descuento del 3,5 % (en lugar del valor usual del 12%) que es la recomendada por el gobierno británico en el caso de tener

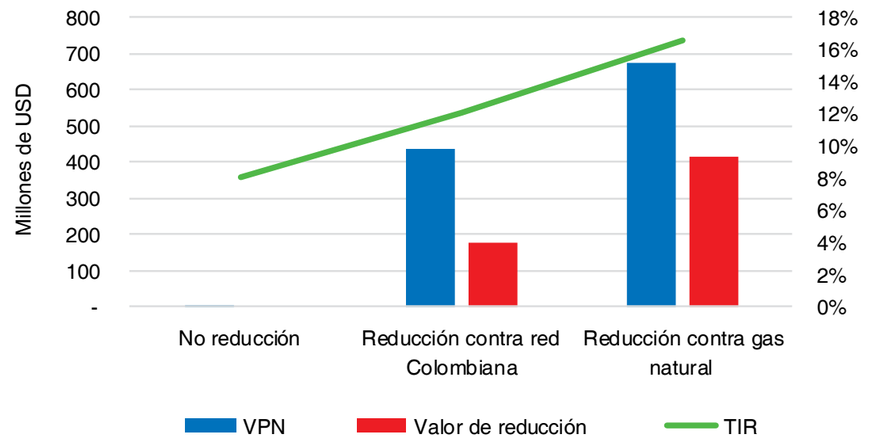


Figura 5.16. Internalización de la externalidad de cambio climático en una instalación eólica.
Fuente: Elaboración propia

5 De acuerdo con UK DECC Climate Change Economic Appraisal Guidance.
6 *Ibíd.*

Tabla 5.15 Valor de externalidades para energía eólica.

Externalidad	2014 – USD/MWh	Valor presente neto (tasa de descuento social 12%) - USD	Valor presente neto (tasa de descuento social 3,5%) - USD
Emisiones CO_2	12,21	114.793.461	331.065.361
Empleo	2,75	36.921.748	82.583.220
Valor económico	7,57	101.635.502	227.329.082
Costo de integración	-2,70	-36.250.443	-81.081.707
Complementariedad con El Niño	3,06	41.083.835	91.892.601
Ahorro de combustibles fósiles	7,16	96.101.224	214.950.512
Salud	0,84	11.265.429	25.197.492
Biodiversidad	0,06	789.825	1.766.608
Total		**366.340.580**	**893.703.169**

Fuente: Elaboración propia

en cuenta el efecto de las externalidades al evaluar proyectos con impactos ambientales y sociales positivos.

Como se puede notar, las externalidades positivas compensan ampliamente el costo negativo de la variabilidad de la generación eólica.

5.3.5 Conclusiones

Como se plantea en el capítulo 2 de este documento, entre las diferentes FNCER modernas, la eólica se puede considerar la más madura a nivel de mercado, y en condiciones ideales puede ya resultar competitiva con generación como la de gas natural o la de carbón. Sin embargo, para los proyectos analizados en el contexto colombiano, de no aplicarse los incentivos introducidos por la Ley 1715 de 2014, este tipo de proyectos no presenta rentabilidades que hagan los proyectos viables, y los incentivos tienen un impacto muy significativo en lograr tal rentabilidad, particularmente en lo que se refiere a los descuentos sobre aranceles e IVA. El impacto por depreciación acelerada depende del tratamiento fiscal del análisis (financiamiento corporativo vs. financiamiento por proyecto), mientras que la deducción de renta solo tiene un impacto notable en el caso del financiamiento corporativo.

En lo que concierne a la sensibilidad a otros costos y variables, el elemento más importante para determinar la rentabilidad de un proyecto de energía es la velocidad y distribución del viento, porque esto es lo que determina el factor de planta y por consiguiente la generación y los ingresos de la instalación.

En el caso de Colombia la parte costera de La Guajira tiene un recurso excepcional, a nivel 7, el más alto de la clasificación internacional de recursos eólicos, con una velocidad de viento promedio a 50 metros de altura de 9,4 m/s. En este único caso, sin hacer uso de los incentivos los proyectos alcanzan un punto de equilibrio, al mismo nivel del WACC con una TIR del 8%. Sin embargo, una diminución de la velocidad promedio del viento de solo 2 m/s, hasta 7,5 m/s bajaría la TIR a menos del 2%.

El segundo elemento más importante es el costo de la línea de conexión. Los parques eólicos en La Guajira necesitarán de un refuerzo y extensión de la red que incluye una inversión potencial en nuevas líneas y subestaciones de cerca de 120 millones de dólares. Los análisis realizados muestran que un proyecto eólico de 400MW tendría una TIR del 12% sin costos de conexión, y de casi el 10% con costos de 60 millones de dólares. Sin embargo, la TIR disminuiría muy rápidamente con tamaños inferiores de instalaciones, llegando a tan solo un 2% en el caso de una instalación de 100MW.

El gobierno colombiano tendrá que dialogar con los inversionistas en parques eólicos de La Guajira para asegurarse de que los planes de inversión incluyan un nivel suficiente de capacidad para justificar la inversión en la nueva línea. Abrir La Guajira a inversiones eólicas tendría ventajas considerables para Colombia en términos de desarrollo de una nueva industria, crecimiento económico y generación limpia de electricidad.

Por último, una instalación eólica generaría externalidades positivas para la sociedad colombiana con un VPN de más de 360 millones de dólares a la tasa de descuento social, con una TIR del 20% si fueran internalizadas en el análisis del proyecto.

5.4 Evaluación de proyectos de energía solar FV

El modelo solar desarrollado permite analizar tres categorías distintas de instalaciones fotovoltaicas: residencial, comercial y a gran escala. Las categorías se distinguen por la escala de los proyectos y los costos, en tanto que los proyectos de energía solar FV a gran escala incluyen el costo de interconexión considerando líneas de alto voltaje.

Para efectos de los análisis que conducen a los resultados acá presentados, la generación eléctrica bruta anual se determina utilizando irradiación solar promedio de 4,5 kWh/m²/d y capacidades instaladas de 3 kWp, 500 kWp y 5MWp para las tres escalas consideradas, y correcciones por pérdidas y otros con un factor de rendimiento de 0,84.

Actualmente, la tecnología solar fotovoltaica no es competitiva en Colombia, pues los costos de estas instalaciones son aún más altos comparados con la mayoría de países que tienen una industria solar desarrollada, como es el caso de los países europeos. Los costos de instalación de energía solar fotovoltaica son similares a los de Estados Unidos de América. De acuerdo con las escalas consideradas, los costos utilizados en los análisis para este caso corresponden a los promedios presentados en la tabla 5.16, los cuales fueron obtenidos a partir de cotizaciones nacionales.

En la figura 5.17 se ilustra el costo nivelado de energía calculado para las tres categorías de instalación en Colombia, sin incentivos. Como comparación, se presentan también los valores globales de la base de datos del Laboratorio Nacional de Energías Renovables -NREL- de Estados Unidos (OpenEI, 2014). Como se puede observar, los niveles de costos en Colombia son en general más altos que los valores globales, pero se encuentran dentro de rangos comparables.

Tabla 5.16. Costos de instalación de energía solar FV en Colombia (con IVA y aranceles).

Tamaño	Mínimo (USD/W instalado)	Promedio(USD/W instalado)	Máximo(USD/W instalado)	EE.UU. (USD/W instalado, Berkeley, 2014)
Residencial	2,6	4,8	7,2	4,7
Comercial	2,7	3,4	4,8	3,9
Gran escala	2,7	3,2	3,8	3,0

Fuente: Cotizaciones de proveedores nacionales.

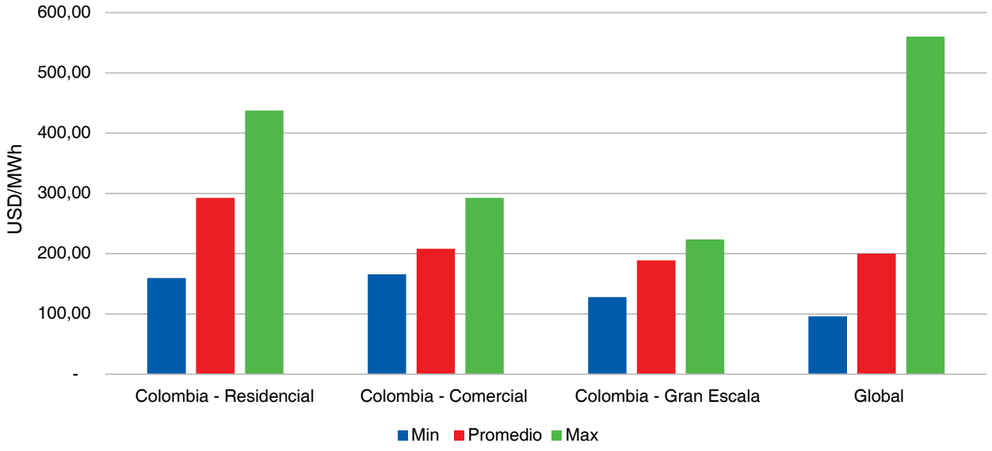


Figura 5.17. Costo nivelado de energía -LCOE- de energía solar FV en Colombia y en el mundo.
Fuente: Elaboración propia

5.4.1 Impacto de incentivos de Ley 1715

Al igual que en el caso de proyectos con energía eólica, a continuación se analizará el impacto de los incentivos de la Ley 1715 de 2014 sobre la rentabilidad de proyectos solar FV de escala residencial, comercial y de gran escala. Se utilizan los costos promedios ilustrados en la tabla 5.15, reducidos a través de incentivos arancelarios y de IVA.

Se asume una deuda del 65%, tasa de interés al 11,4%, y costo de capital del 8,5%. Se hace una excepción en el caso de sistemas residenciales, asumiendo que el usuario compra los paneles en efectivo, es decir sin deuda, y que su costo de oportunidad es del 4%, para reflejar las diferentes condiciones financieras entre una empresa y un usuario residencial. Es importante mencionar que comprar paneles solares para un sistema típico de unos 3 kWp sin deuda puede implicar un gasto de entre 10.000 y 15.000 USD (sin incentivos). Por último, en el caso de gran escala se considera un costo de conexión de 200.000 dólares por MW. En estos primeros casos no se contempla la posibilidad de entrega de excedentes y sistemas de créditos establecidos por la Ley 1715 de 2014.

Como se puede ver en la figura 5.18 los resultados son complejos. En el caso residencial, los incentivos empujan la TIR de -2% hasta -0,9%. En ambos casos el proyecto no es rentable considerando que la TIR objetivo sería del 4% porque se asume que el ciudadano promedio no tiene las mismas oportunidades de inversión que tiene una gran empresa y el rendimiento de sus inversiones es en instrumentos como bonos de estado, los cuales tienen una tasa de retorno más parecida a la inflación.

Los incentivos de IVA y aranceles se aplican en todos los casos. Para simplificar no se han considerado incentivos fiscales en los casos de residencial y comercial, porque un ciudadano privado no pagaría impuestos sobre la energía producida y autoconsumida. En el caso del sector comercial, en el que se asume que una empresa que instala decenas de paneles, por ejemplo en el techo de un supermercado, utilizaría deuda y tendría un costo de capital similar al de una gran empresa, los resultados no son tampoco alentadores, principalmente debido al costo de capital. El resultado es que la TIR sería de -5,1% sin incentivos y de -3,1% con ellos.

De alguna manera se podría considerar la posibilidad de que el costo de la inversión en solar fuese también deducido de los impuestos que un usuario privado pagaría sobre sus ingresos (su salario). En tal caso el usuario tendría un "ingreso" adicional en forma de reducción de impuestos, por un total del 50% de la inversión a lo largo de 5 años. El impacto sobre la TIR entonces permitiría elevarla hasta 2,3%, y en el caso del sector comercial llevarla hasta 0%. En ambos casos el incentivo no sería suficiente para alcanzar a la rentabilidad.

Por último, en el caso de gran escala, hay cuatro escenarios diferentes. Eso es porque este tipo de instalación no sería para autoconsumo sino para generación y venta al mercado mayorista, con la subsecuente aplicación de impuestos y de incentivos tributarios.

Contrariamente al caso de eólica, el régimen de financiamiento corporativo no es mejor que el de financiamiento por proyecto en términos de rentabilidad, lo cual se debe a que el proyecto presenta pérdidas para los primeros 12 años de operación. Siendo así, bajo el esquema financiamiento por proyecto, estas pérdidas se acumulan, y el proyecto nunca genera suficiente lucros en sus últimos años de operación para eliminarlas completamente, por lo cual nunca paga impuestos.

En caso de financiamiento corporativo, las pérdidas se eliminan inmediatamente cuando son creadas, porque se deducen contra los lucros globales de la empresa. En este caso el proyecto empieza a pagar impuestos desde el año 13, y el resultado final es que los dos casos son muy parecidos.

La dinámica de los anteriores resultados se ilustra en la figura 5.19, pudiéndose observar cómo el impacto de los incentivos es simplemente el de reducir los impuestos en los primero años a través de la depreciación acelerada y la deducción de renta, teniéndose que bajo el régimen de financiamiento por proyecto, este nunca obtiene suficientes ganancias como para ser sujeto a impuestos y por ende las líneas se anulan en ambos casos.

A continuación se analizarán algunas alternativas específicas que pueden hacer rentables este tipo de proyectos a partir de los instrumentos contemplados por la Ley 1715 en cuanto a entrega de excedentes para todo autogenerador y esquemas de créditos para los excedentes que sean producidos por autogeneradores de pequeña escala que utilicen FNCER.

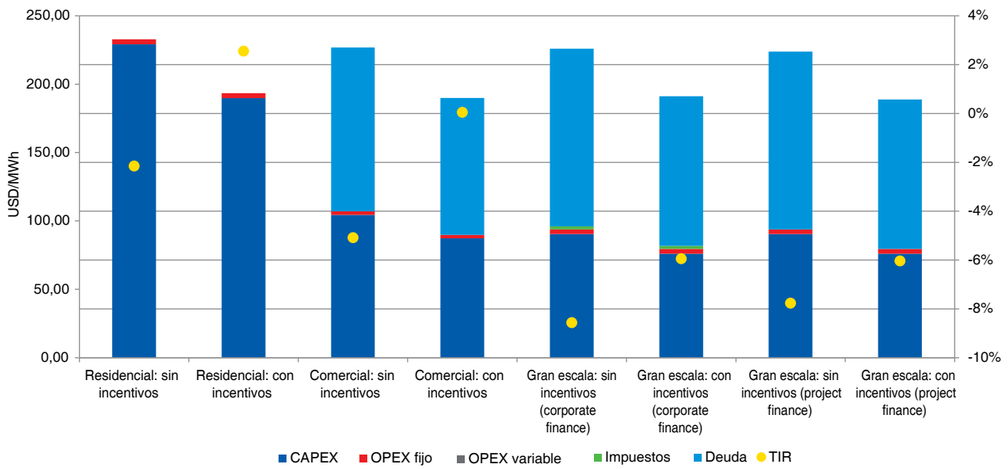


Figura 5.18. Impacto de incentivos sobre proyectos solares de varias escala.
Fuente: Elaboración propia

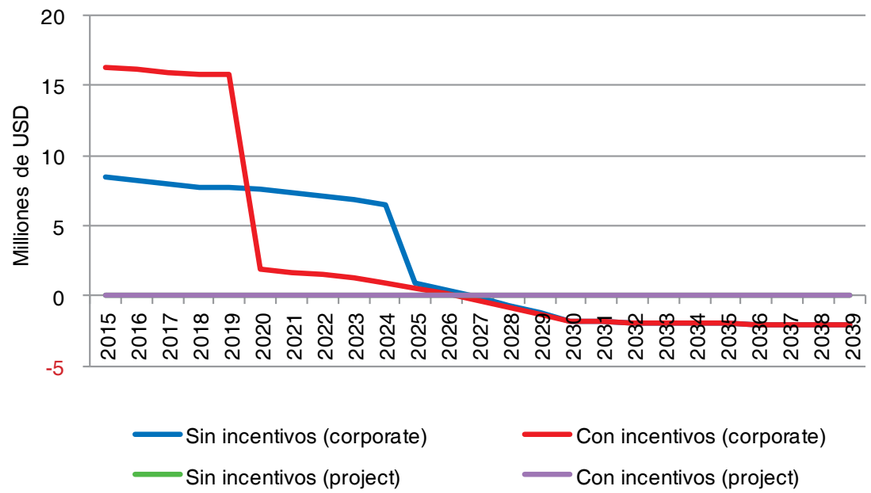


Figura 5.19. Flujo de impuestos con diferentes políticas de incentivos para un proyecto de energía solar.
Fuente: Elaboración propia

54.2 Rentabilidad de proyectos residenciales y comerciales

El análisis de rentabilidad para proyectos orientados al autoconsumo, como es el caso de los sectores residencial y comercial, difiere considerablemente del de un proyecto de gran escala orientado a la venta de energía al mercado eléctrico. En el caso de los primeros, los ingresos consisten principalmente en ahorros sobre el consumo eléctrico, teniéndose que un objetivo fundamental para que las instalaciones de energía solar FV de este tipo sean competitivas, se define como “paridad de red” o “grid parity”, el cual consiste en alcanzar el punto en el que el costo nivelado de energía solar FV es igual al costo de compra de electricidad para el consumidor.

En Colombia, actualmente se aplican diferentes precios de compra de energía eléctrica para diferentes tipos de consumidores. Los precios son regulados y por lo general más altos para los consumidores residenciales y pequeños consumidores comerciales, dándose la opción de acogerse a precios regulados o no regulados a mayores consumidores comerciales o industriales, y aplicándose tarifas más bajas a usuarios industriales. También se impone un incremento del 20% sobre la tarifa, denominado contribución, para consumidores residenciales de estratos 5 y 6 y comerciales, que sirve para financiar los subsidios para los usuarios con menos poder adquisitivo.

Como se obtiene del escenario de precios de bolsa establecido por la UPME, la tarifa promedio para un usuario residencial con cargos de transmisión y distribución tomados de CODENSA es de 175 USD/MWh, y para un usuario comercial conectado al nivel 2 de distribución es de 140 USD/MWh. Entre tanto, el LCOE de energía solar FV promedio para un usuario residencial con incentivos según el modelo utilizado es de aproximadamente 193 USD/MWh, y el de un usuario comercial de 190 USD/MWh.

En ambos casos, la energía solar no es competitiva a precios actuales, pero la diferencia no es muy grande. De hecho, utilizando al incrementar el 20% de contribución que asumen usuarios residenciales estrato 5 y 6 y usuarios comerciales, se obtiene 211 USD/MWh. ¿Esto significa que el solar ya es rentable para usuarios que pagan el precio más alto? Desafortunadamente la cuestión no es tan simple. En el caso de la energía solar FV es necesario tener en cuenta que la generación no corresponde necesariamente con el consumo, en el sentido en que por ejemplo un sistema de paneles solar FV instalados en techo residencial generará energía durante el día, cuando el usuario probablemente se encuentra fuera y por tanto no la utiliza, teniendo un consumo eléctrico muy reducido en ese momento.

Por lo tanto, esa energía producida y no consumida pudiera ser entregada a la red y ser valorada bajo un esquema de créditos de energía, como el contemplado bajo la Ley 1715 de 2014, que permite al consumidor doméstico que cuenta con una instalación solar en su casa, exportar a la red la electricidad generada por sus paneles cuando no la está consumiendo y obtener a cambio un crédito para el consumo de energía en otro momento. De esta manera, toda la energía generada se traduce en un ahorro de su consumo eléctrico, el cual representa un ingreso a manera de costos de facturas de electricidad evitadas.

Sin este tipo de política, toda la energía generada durante el día, cuando los usuarios domésticos normalmente no se encuentran en casa y los paneles están generando electricidad a su potencia máxima, no tendría ninguna ventaja y la inversión no sería rentable. Este tipo de esquemas de medición bidireccional y sus posibles características son presentados en el capítulo 4 y retomados en el capítulo 6.

En la tabla 5.17 se presentan entonces 4 escenarios posibles para instalaciones solar FV residenciales, y un escenario comercial. Todos los casos residenciales asumen una capacidad instalada de 3kWp, con una generación anual de 4.000 kWh-año, frente a un consumo doméstico de 5.000 kWh-año. El costo de instalación asumido es de 4 USD/W (es decir, un costo por debajo del promedio anteriormente establecido en 4,8 USD/W, una vez aplicados los incentivos de IVA y arancel).

El escenario 1 es el básico, siendo la única forma de ingreso los ahorros energéticos durante el día. Como se ilustra en la figura 5.20 la superposición entre generación y demanda es bastante escasa. Las curvas se basan en el promedio de demanda de energía nacional colombiana en un año, y en un día promedio con 12 horas de iluminación solar. En este caso la superposición es del 51%, teniéndose que solo tal porcentaje de la energía generada por los paneles es consumida directamente por el usuario doméstico. La diferencia se exporta a la red, y no es compensada por la empresa de servicio público (ante la ausencia de un esquema de créditos). Como se puede ver, este escenario tiene una TIR del 0,9% y una recuperación de la inversión de más de veinte años. En el escenario 2 la situación es la misma, pero en este caso se asume que el precio evitado de compra sobre la energía autoproducida y consumida incluye la contribución del 20%. Sin embargo, esto no es suficiente para darle rentabilidad al proyecto.

Luego, los escenarios 3 y 4 incluyen esquemas de créditos bajo el concepto de medición bidireccional. En el primer caso los créditos de energía no son valorados al mismo precio de compra o facturación al usuario, sino a precio de bolsa, con lo cual, para el 49% de la energía no consumida directamente, que el usuario entregaría a la red, el usuario podría consumir una misma cantidad de energía de la red pagando una tarifa correspondiente a la diferencia entre el precio normal de compra y un precio más bajo (en este ejemplo, el de bolsa), lo cual correspondería a un esquema de facturación neta. En el escenario 4, la energía entregada a la red es reconocida o valorada al mismo precio de la compra, incluida la contribución del 20%, bajo lo que se denomina un esquema de medición neta. Estos dos últimos escenarios son ambos rentables desde un punto de vista financiero, con TIRs de 4,3% y 7,1%, respectivamente, comparadas con un costo de capital del 4% asumiendo la ausencia de deuda.

Finalmente, en el escenario 4b, se considera también la posibilidad de que el usuario residencial aplique la deducción en renta del 50% de la inver-

Tabla 5.17. Escenarios de generación con incentivos para instalaciones solar FV residenciales.

Escenario	LCOE (USD/MWh)	Precio de energía (USD/MWh)	TIR	Recuperación de la inversión (años)
Caso 1 - ahorros Tarifa sin contribución	193	175	0,9%	23,4
Caso 2 - ahorros Tarifa con contribución	193	211	2,5%	20,4
Caso 3 - facturación neta (créditos a precio de bolsa) Tarifa con contribución	193	211	4,3%	17,3
Caso 4a - medición neta Tarifa con contribución	193	211	7,1%	13,6
Caso 4b - medición neta + deducción en renta Tarifa con contribución	193	211	11,2%	8,8
Caso 5 - comercial a tarifa con contribución y facturación neta	190	168	12,8%	17,9

Fuente: Elaboración propia

sión en 5 años, la cual tiene un impacto positivo de 4 puntos sobre la TIR y reduce el período de retorno a pocos menos de 9 años.

Finalmente, el escenario 5 que recrea el caso del sector comercial analiza una instalación para la que se toma una capacidad instalada de 500kW, con una generación de 730.000 kWh-año y una demanda propia de 800.000 kWh-año. El costo de la instalación es de 3 USD/W (es decir, un costo por debajo del promedio anteriormente establecido en 3,4 USD/W, una vez aplicados los incentivos de IVA y arancel), con deuda al 65%, tasa de interés del 11,4% y costo de capital del 8,5%. Se considera medición neta a precio de compra y contribución del 20%, y deducción en renta del 50%, con lo cual el proyecto consigue obtener una TIR del 12,8%.

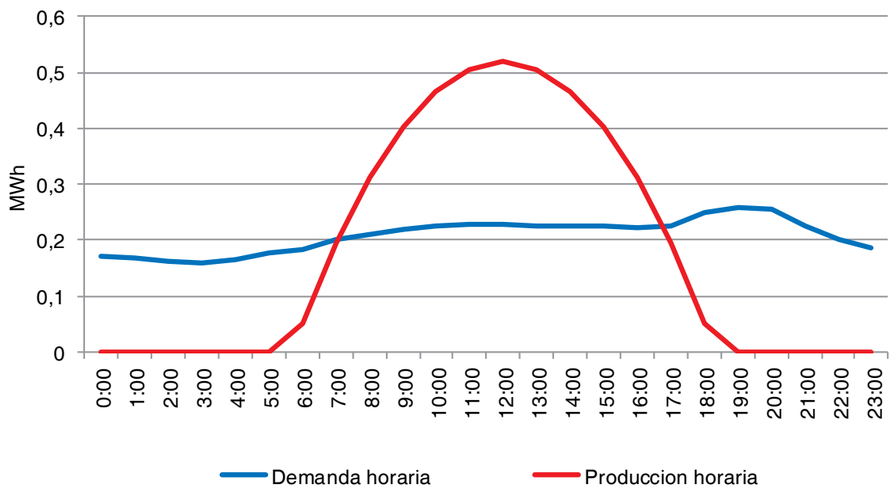


Figura 5.20. Curvas de demanda y producción para una instalación solar residencial.
Fuente: Elaboración propia

Como se ilustra en el análisis anterior, los proyectos solar FV residenciales pueden alcanzar una TIR positiva con medición neta para los usuarios que pagan el precio incrementado por el 20%, pero la recuperación de la inversión es de 13,9 años, o de 8,8 considerando la deducción en renta.

En el caso de usuarios comerciales es necesario considerar la medición neta, precio con contribución y deducción en renta para alcanzar a la rentabilidad, lo cual significa que se requiere de estos incentivos para hacer estos proyectos atractivos al inversionista.

Por otro lado, de no contarse con estos incentivos, los costos de los sistemas tendrían aun que reducirse considerablemente para permitir obtener rentabilidad en los proyectos. Sin embargo, resulta importante recalcar que otros países ya han alcanzado niveles de costos nivelados de energía solar FV más bajos, lo cual demuestra que no es necesaria mucha innovación tecnológica, y que los altos costos de Colombia son posiblemente causados por la escasa madurez del mercado de la tecnología solar FV, con lo cual los incentivos podrían permitir desarrollar el mercado necesario para que más adelante este pudiera continuar evolucionando ante el eventual desmonte gradual o programado de los incentivos.

5.4.3 Rentabilidad de un proyecto de energía solar FV a gran escala

Como caso base se analiza el proyecto bajo un esquema de financiamiento por proyecto; se ha considerado una instalación de 5 MW con un costo de 15,4 millones de dólares, obteniendo un LCOE de 189 USD/MWh una vez aplicados los incentivos, con este precio el proyecto no consigue alcanzar una tasa interna de retorno positiva y se necesitarían ingresos adicionales para hacer rentable el proyecto, incluso la energía no sería competitiva frente al precio de generación en bolsa. En este caso, se necesitarían 15,7 millones de dólares de ingresos adicionales, equivalente a un valor adicional de 222 USD/MWh, para alcanzar una TIR de 7,9%. En este caso, considerando que es una instalación de menos de 20 MW y que sería clasificada como planta menor y podría hacer uso del 100% del valor del cargo por confiabilidad, dado que cuenta con un factor de planta de tan solo el 16%, se asume una ENFICC del 0%.

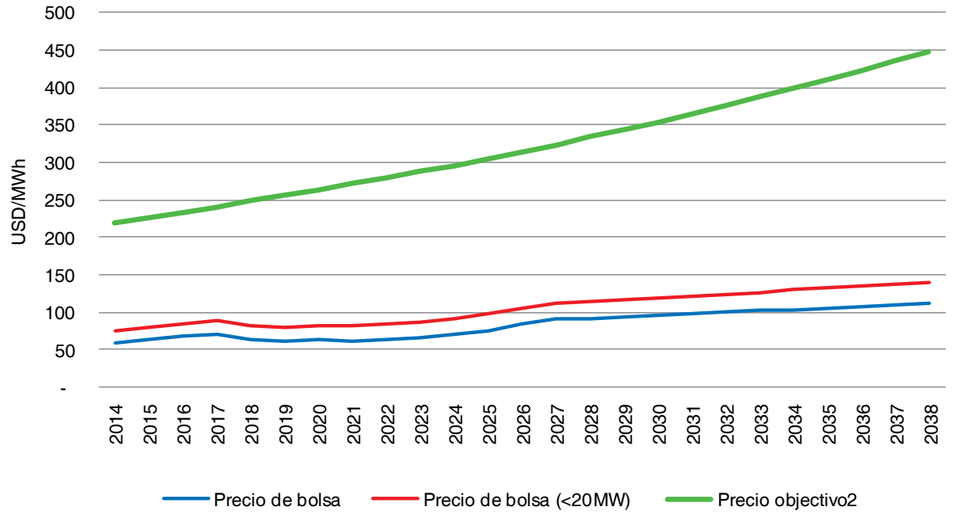


Figura 5.21. Precio actual y precio objetivo.

5.4.4 Internalización de externalidades

Al igual que en el caso de la energía eólica, en este caso se utiliza el modelo elaborado para estimar el potencial impacto de la valoración económica de externalidades en materia de emisiones de gases de efecto invernadero, considerando los efectos sobre el cambio climático como la externalidad más importante a fin de establecer una justa competitividad social entre las FNCER y las fuentes fósiles.

A continuación se presenta la reducción en emisiones de CO_2 de una instalación solar FV de gran escala (5 MW), comparada con la red colombiana y con una planta de gas natural. La reducción de emisiones sería de 17.225 t CO_2 en el primer caso y 52.000 t CO_2 en el segundo. Sin embargo, en ambos casos el beneficio de las externalidades no sería suficiente para alcanzar una TIR positiva.

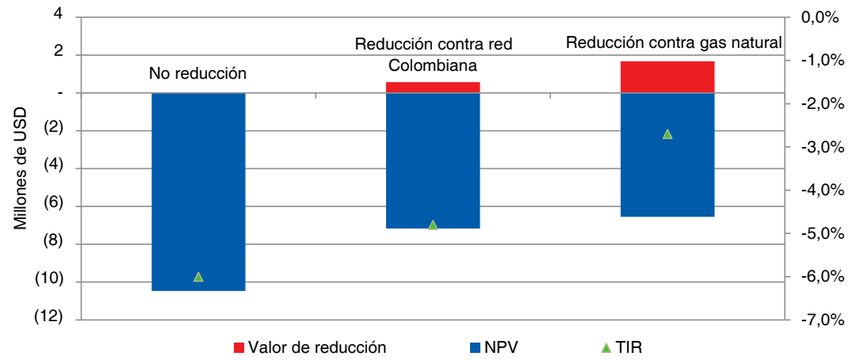


Figura 5.22. Internalización de la externalidad de cambio climático en una instalación fotovoltaica.
Fuente: Elaboración propia

Tabla 5.18. Valor de externalidades para energía solar.

Externalidad	2014 – USD/MWh	Valor Presente Neto (tasa de descuento social 12%) - USD	Valor Presente Neto (tasa de descuento social 3,5%) - USD
Emisiones CO2	24.00	1.050.461	364.236
Empleo	6.71	964.858	431.374
Valor económico	21.64	3.111.702	1.391.196
Costo de integración	-	0	0
Complementariedad con El Nino	-	0	0
Ahorro de combustibles fósiles	7.16	1.029.248	460.162
Salud	0.84	120.653	53.942
Biodiversidad	0.06	8.459	3.782
Total		**6.285.380**	**2.704.692**

Fuente: Elaboración propia

Como en el caso de la energía eólica, la energía solar FV también generaría externalidades positivas que no son normalmente consideradas en los análisis de los inversionistas privados, y que tendrían beneficios concretos para la sociedad colombiana. A continuación se presenta el impacto de tales externalidades.

Para el caso base analizado correspondiente a una instalación de gran escala de 50 MW de tamaño, al tomar en cuenta todas la externalidades, la TIR subiría desde el -5,8% hasta el -0,5%.

5.4.5 Conclusiones

El análisis muestra que, actualmente, la tecnología solar FV no es rentable en Colombia sin subsidios, para lo cual la razón principal es que los costos de estos sistemas son relativamente altos a causa de la escaza madurez del mercado (ej. 3,2 USD/W instalado comparado con 1,9 USD/W en Alemania a nivel de gran escala).

Para proyectos residenciales, la aplicación de los incentivos dispuestos por la Ley 1715 de 2014 sumada a un esquema de medición neta igualmente planteado por dicha Ley serían suficientes para empujar un proyecto hasta la rentabilidad si se considera que la inversión se realiza con un costo de capital del 4%. En el caso más favorable de usuarios que pagan el precio de compra con contribución del 20%, el retorno de la inversión de un proyecto solar FV sería del orden de 13,6 años o de hasta 8,8 años para aquellos usuarios que pudiesen aplicar el incentivo de deducción de renta sobre su base gravable. Por otra parte, los proyectos solar FV a gran escala no serían considerados como rentables salvo en casos en los que estos fuesen diseñados como soluciones aisladas en ZNI, o conforme se evidenciaran reducciones representativas en los costos de los sistemas.

5.5 Evaluación de proyectos de cogeneración a partir de biomasa

A fin de modelar proyectos de cogeneración a partir de biomasas sólidas sometidas a procesos de combustión directa, a continuación se evalúa la utilización del bagazo de caña de azúcar, común en Colombia, para determinar la rentabilidad de este tipo de proyectos, como caso de mayor desarrollo y viabilidad demostrada entre otras posibles alternativas que se pretende puedan ser desarrolladas a futuro a partir del uso energético de los residuos de otros cultivos agrícolas y productos biomásicos. La particularidad de este modelo consiste en que la biomasa se quema directamente en calderas para generar vapor que es utilizado posteriormente por una turbina y un generador para generar electricidad, y cuyo producto es en parte utilizado igualmente como calor útil de provecho en procesos industriales.

Para efectos de este análisis, aun cuando el modelo permite, al igual que en los casos de otras tecnologías, ingresar datos simples o complejos con base en la disponibilidad de información que se tenga para cada caso, se simplifican los cálculos asumiendo un ingenio con capacidad para instalar una planta de cogeneración con una capacidad eléctrica equivalente a 40 MWe, que utiliza un flujo de caña de azúcar procesado del orden de 445 toneladas de caña por hora, para las que un 30% en peso corresponde al bagazo resultante tras la extracción de jugos de la caña. También se tiene en cuenta el alto contenido de humedad asociado con dicho combustible, el cual está en el orden de 48% y es por tanto considerado para obtener un poder calorífico detal biomasa en el orden de 17 MJ/kg.

Bajo este esquema se asume que mientras que una porción del vapor generado de la quema del bagazo es utilizado en el proceso productivo del azúcar, una fracción de la electricidad generada es consumida por la planta, supliendo así la totalidad de su demanda, permitiendo entregar excedentes que son vendidos a la red nacional a precio de bolsa. Entre otros, el modelo permite al usuario estimar los excedentes de electricidad y de calor generado a partir de la combustión del bagazo de caña, y asignarles valores a los posibles ingresos a ser generados de su comercialización a través de contratos bilaterales.[7] Estos incentivos económicos hacen que la cogeneración a partir de biomasa sea atractiva para los ingenios azucareros.

Al ser un coproducto del proceso de refinación de azúcar, el bagazo puede tener un costo de oportunidad como posible insumo a ser utilizado para la fabricación de papel o uso de sus fibras, o destinado como combustible en otros usos, por lo cual puede asignársele un precio. Sin embargo, en el caso de la mayoría de los ingenios es práctica común disponer de este como combustible, no siendo común asignarle un costo transable (con la excepción algunas veces de su intercambio por carbón con la industria papelera) y no siendo el caso tampoco por ejemplo el determinar un costo evitado asociado a la disposición de este residuo. No obstante, en el caso particular, debe considerarse que el modelo desarrollado permite tener en cuenta bien sea el costo de oportunidad asociado a un determinado residuo utilizado como combustible o el costo evitado al no tener que disponer de él bajo determinados procedimientos que pudiesen ser exigidos por ejemplo, por la autoridad ambiental.

En esta sección se analizará el potencial financiero de la cogeneración a través de bagazo de caña en la industria azucarera, considerando el bagazo como una fuente renovable, dado que este combustible es un desecho producido a través de procesos naturales, y por la misma razón tiene un perfil de emisiones neutro, con lo cual no produce emisiones de CO_2 a la atmósfera por fuera del ciclo natural de la biomasa.

A partir de tal instalación se asume una generación de 252.000 MWh/año, mientras que el consumo total de la empresa azucarera es de 152.000 MWh/año, lográndose una exportación de excedentes de 100.000 MWh/año. A estos valores se suman pérdidas típicas, tenidas en cuenta en el modelo.

En todos los casos analizados se considera una ENFICC de 0%, aun cuando a partir de 2013 las plantas que utilicen combustibles de origen agrícola -COA- para generación eléctrica podrán participar de próximas subastas de CxC, para cuyos efectos la ENFICC podrá ser calculada con base en contratos de suministro de dicho combustible que sean debidamente certificados a través de un dictamen técnico formalmente autorizado.[8]

5.5.1 Impacto de incentivos de Ley 1715 de 2014

En la figura 5.23 se muestra el impacto de los incentivos sobre el caso base de cogeneración con biomasa bajo esquemas de financiamiento corporativo y por proyecto. Para este caso se aplican los incentivos a toda la inversión de CAPEX, asumiendo un IVA del 16% y aranceles del 10%. Adicionalmente, se considera una deducción de renta equivalente al 50% de la inversión, distribuida en cinco años, y se asume que los excedentes de generación eléctrica son exportados al mercado a precio de bolsa.

Como se observa de tal figura, la aplicación de los incentivos permite que en el caso de financiamiento por proyecto la TIR llegue al 10%, mientras que en el caso de financiamiento corporativo se alcanza el 39%. Al igual que para las demás tecnologías, el caso de financiamiento por proyecto con incentivos será considerado como caso base para el resto del análisis.

5.5.2 Análisis de rentabilidad

A continuación se analizan algunos escenarios posibles incluyendo en todos los casos los incentivos bajo un esquema de financiamiento de proyecto.

7 Lo anterior, teniendo en cuenta que si bien los excedentes de energía eléctrica pueden ser y son actualmente comercializados a través de tales mecanismos, en Colombia no se acostumbra a tener sistemas de distribución de calor que permitan la comercialización de excedentes térmicos, algo que sería muy conveniente poder desarrollar en el caso de clusters industriales que permitieran tal aprovechamiento de eficiencias.

8 Esto conforme lo dispuesto por la resolución CREG 153 de 2013, *Por la cual se establece el reglamento sobre los Contratos de suministro de combustible de origen agrícola para el cargo por confiabilidad.*

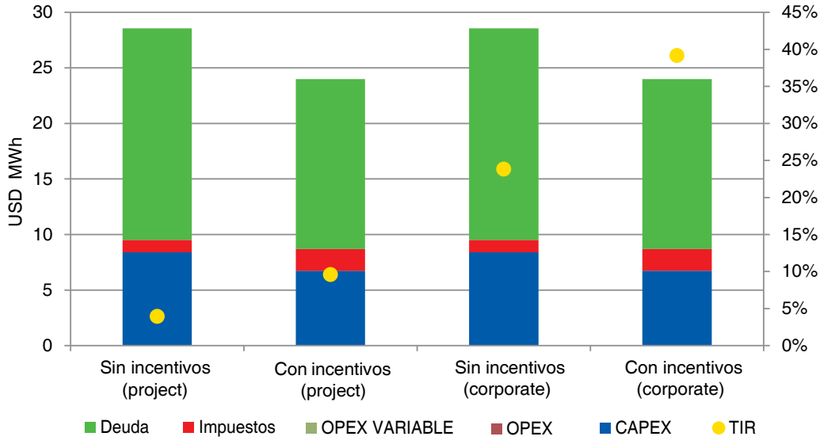


Figura 5.23. Impacto de incentivos sobre proyecto de bagazo de caña.
Fuente: Elaboración propia

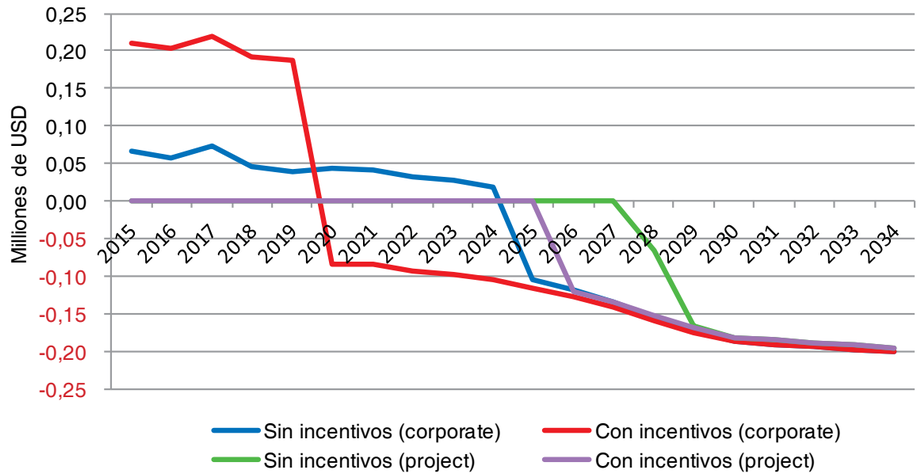


Figura 5.24. Flujo de impuestos con diferentes políticas de incentivos para un proyecto de cogeneración con biomasa.
Fuente: Elaboración propia

En el primer escenario (Escenario 1), al considerarse la producción de calor útil y su aprovechamiento vs. el uso de un combustible como gas natural para su producción, la TIR del proyecto aumenta hasta alcanzar el 115%. Se asume que los ahorros a través de la generación de calor implican un desplazamiento del consumo de gas natural, para el cual el precio utilizado es de 32 USD/MWh que equivale a un costo promedio de 9,3 USD/MBTU multiplicado por un factor de 3,41 MBTU/MWh. En este caso, el LCOE baja representativamente dado que los costos se distribuyen ahora sobre una mayor generación de energía total (electricidad + calor).

Bajo tales circunstancias la renta sube lo suficiente como para activar también la deducción del artículo 11 de la Ley 1715 de 2014, en paralelo a la depreciación acelerada (asumiendo su concurrencia), teniéndose adicionalmente que los impuestos constituyen el 56% de los costos bajo este escenario.

No obstante lo anterior, es de notar que la filosofía que yace detrás de los nuevos proyectos que puedan desarrollarse en este ámbito de los ingenios azucareros responde más a los potenciales de generación de nuevos excedentes de electricidad, teniendo en cuenta que la energía ya producida suple las necesidades térmicas de la industria a partir del bagazo, dando cabida solo a ligeros márgenes de sustitución en el caso de algunos ingenios que aún utilizan combustibles fósiles como el carbón mineral, y al momento de ser evaluados financieramente estos proyectos no pueden incorporar este como un beneficio real.

Por su parte, en el escenario 2 se considera una tasa de interés del 16% y un costo de capital del 12%, lo que da por resultado un WACC del 11%, más cercano al valor reportado por la industria. Para este caso, con dichos valores el proyecto resulta no ser rentable incluso con incentivos, ya que la TIR se reduce al 5,07%.

Por otro lado, en lo que al análisis de posibles sensibilidades del modelo se refiere, debe notarse que al tenerse en cuenta un costo de oportunidad del bagazo, diferente a cero, la TIR puede reducirse representativamente. En los escenarios de la figura 5.25 se considera que el bagazo es simplemente un residuo y no tiene un costo de oportunidad. Sin embargo en muchos países el bagazo tiene un valor comercial, el cual de ser reconocido representaría en el caso de estos proyectos una pérdida de ingresos que afectaría su balance. Como se puede ver en la figura 5.26, tal impacto del costo del bagazo en la TIR es considerable.

5.5.3 Internalización de externalidades

La reducción de emisiones en el caso de la cogeneración con biomasa tiene dos elementos, el primero de los cuales corresponde a un desplazamiento en el consumo de electricidad de la red, donde se considera el factor de emisiones del SIN, mientras que el segundo se asociaría eventualmente (especialmente en el caso de otras industrias diferentes a ingenios azucareros) con el desplazamiento de combustibles fósiles para la generación de calor útil.

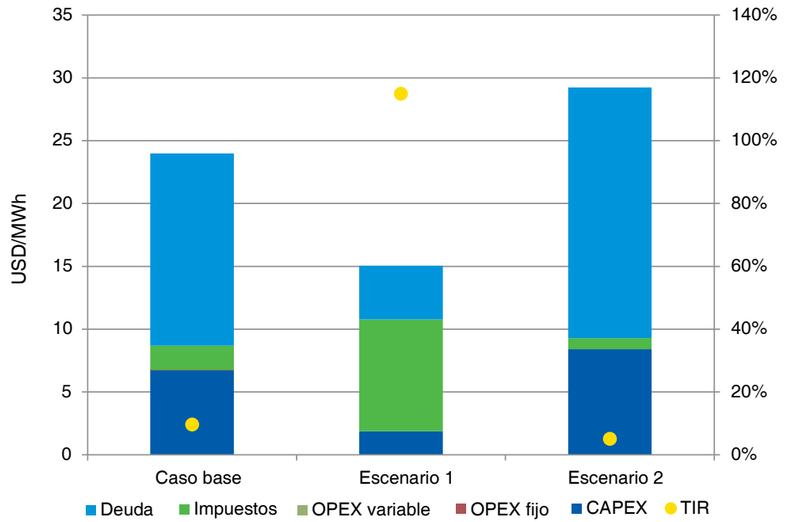


Figura 5.25. Evaluación de diferentes casos de rentabilidad de un proceso de cogeneración con bagazo de azúcar.
Fuente: Elaboración propia

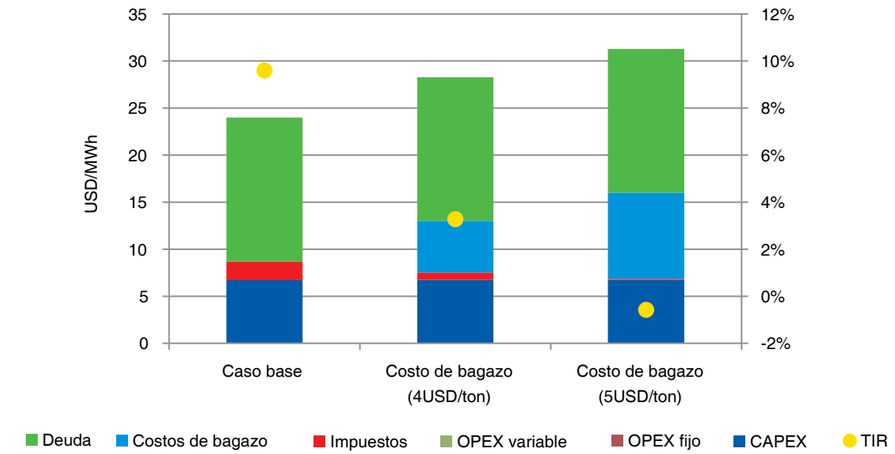


Figura 5.26. Impacto del precio de bagazo de caña sobre la rentabilidad de proyectos de cogeneración con tal biomasa.
Fuente: Elaboración propia

En el primer caso, la reducción anual de emisiones para una instalación de 40 MW de capacidad sería de 47.880 tCO_2, debiendo incluirse igualmente el factor de sustitución de combustibles tradicionales para la generación de calor útil cuya reducción podría ascender hasta 251.686 tCO_2, teniendo en cuenta que el factor de emisiones de gas natural es más alto.

Al momento de valorar los beneficios obtenidos del uso de biomasa como energético se debe tener en cuenta que normalmente tal uso puede tener algunas connotaciones negativas sobre la sociedad mayores o diferentes a las asociadas a energías renovables como la solar y la eólica, pero a su vez menores que las asociadas con combustibles como el carbón y el gas.

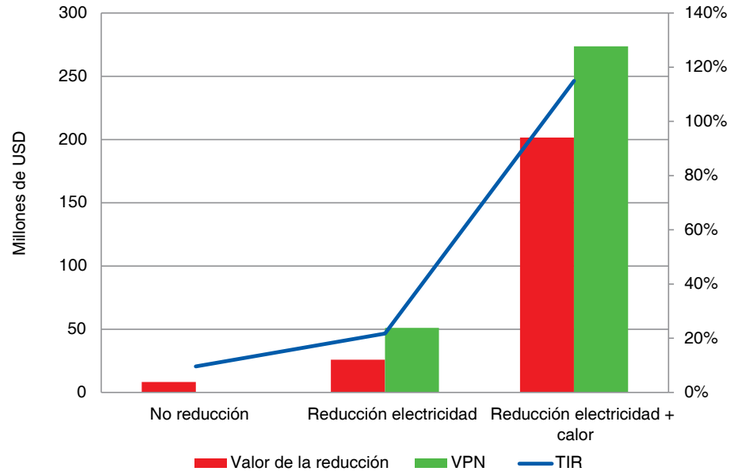


Figura 5.27. Internalización de la externalidad de cambio climático en una instalación de cogeneración con bagazo de caña.
Fuente: Elaboración propia

Esto resulta aplicable principalmente en el caso en que el cultivo de biomasa que es utilizada con fines energéticos puede tener un impacto negativo sobre el uso de la tierra, la seguridad alimentaria u otros impactos asociados con la agricultura moderna. Sin embargo, en el caso del bagazo de la caña de azúcar, así como en el caso de residuos obtenidos a partir de otros cultivos agrícolas ya existentes, tal tipo de externalidades no se encuentran asociadas a este tipo de proyectos, teniendo en cuenta que el aprovechamiento del residuo no tiene ninguna implicación como las anteriormente mencionadas. Por esta razón la cogeneración a partir de residuos como el bagazo de la caña de azúcar resulta ser muy positiva en términos de externalidades, conforme se presenta en la valoración efectuada en la tabla 5.19.

Tabla 5.19. Valor de externalidades para cogeneración con bagazo de caña.

Externalidad	2014 – USD/MWh	Valor presente neto (tasa de descuento social 12%) – USD	Valor presente neto (tasa de descuento social 3,5%) - USD
Emisiones CO_2	10,8	8.113.017	19.218.902
Empleo	0,32	322.741	641.852
Valor económico	8,78	8.855.219	17.610.802
Costo de integración	0	-	-
Complementariedad con El Niño	0	-	-
Ahorro de combustibles fósiles (electricidad)	7,15	7.219.118	14.357.009
Ahorro de combustibles fósiles (calor)	2	2.017.134	4.011.572
Salud	0,83	846.258	1.682.995
Biodiversidad	0,058	59.332	117.996
Total		**129.843.515**	**303.304.614**

Fuente: Elaboración propia

5.5.4 Conclusiones

Los proyectos de cogeneración para venta de excedentes de energía eléctrica producida a partir de bagazo de caña pueden ser viabilizados con la aplicación de los incentivos y la posibilidad de vender los excedentes de generación eléctrica en el mercado mayorista.

Un aspecto clave en la evaluación de estos proyectos está relacionado con las condiciones financieras con las que puedan apalancarse; con una tasa de interés y un costo de capital superiores a los contemplados en el caso base, los resultados son desfavorables. De acuerdo a los comentarios de los agentes los proyectos deberían superar un WACC del 11%, lo que no se alcanzaría a pesar de la aplicación de los incentivos de la Ley 1715 de 2014.

5.6 Evaluación de un proyecto de cogeneración a partir de biogás

El modelo de cogeneración con biogás evalúa el potencial aprovechamiento de biogás producido a partir de los residuos efluentes generados como subproducto del proceso de extracción del aceite de palma (POME por su sigla en inglés - Palm Oil Mill Effluent). Bajo este concepto, el gas metano que es producido de manera natural a partir de la descomposición de la carga orgánica de los efluentes dispuestos en lagunas de tratamiento carpadas, es capturado y utilizado bien sea para la generación combinada de calor y electricidad, o para la generación exclusiva de alguna de estas dos formas de energía. El uso de este biogás permite así desplazar el consumo de energía eléctrica normalmente tomada de la red para el funcionamiento de estas plantas extractoras, y producir excedentes adicionales de energía eléctrica que a partir de la Ley 1715 de 2014 podrán ser entregados a la red bajo la figura de plantas autogeneradoras, o eventualmente se espera que como cogeneradoras, de ser el caso en que se aprovechen ambas formas de energía y la regulación técnica asociada a la figura de cogenerador así lo permita.[9]

El biogás puede ser aprovechado de distintas maneras, por ejemplo siendo filtrado con una trampa de ácido sulfhídrico (H_2S) y quemado directamente en una caldera de combustión como sustituto de gas natural, propano, diésel u otro combustible convencional. A su vez, este puede ser tratado para remover el dióxido de carbono (CO_2) que le compone en fracciones de entre 25 y 50%, para poder luego ser utilizado en una turbina a gas para generar electricidad, o también para ser comercializado como biometano (combustible gaseoso de origen biológico con características equivalentes al gas natural), siempre que el contenido de metano sea superior al 96% tras la remoción del CO_2.

El modelo desarrollado considera que tanto la energía eléctrica como la térmica producidas a partir de esta fuente pueden ser aprovechadas, y que sus excedentes pueden ser comercializados. Sin embargo, para efectos prácticos de los análisis acá presentados, se interpretan proyectos comerciales como los que ya han empezado a ser desarrollados por algunas plantas de beneficio en Colombia, a través de los cuales mediante el uso de motogeneradores de combustión interna operados con biogás se aprovecha únicamente la energía eléctrica generada para el consumo propio de la planta y se producen excedentes con miras a ser entregados y comercializados en la red.[10]

De manera análoga al modelo trabajado para biomasa sólida combustible, en este caso se modeló una planta de 1,3 MW con un factor de planta de 59%, datos que se encuentran asociados con una planta que procesa cerca de 400.000 toneladas de fruta anual. Adicionalmente, para este caso se manejó un estimado de la demanda propia de la planta de 3.600 MWh/año.

De manera similar a lo ocurrido en el caso del bagazo de caña, el POME en este caso podía ser evaluado para determinar si a este se asocia un costo de oportunidad ante la posibilidad de su comercialización o destinación para otros usos, o si por el contrario su aprovechamiento representaría la eliminación de un costo requerido para su disposición. Sin embargo, teniendo en cuenta que el uso como fertilizante que a veces puede estar asociado con el POME puede aún ser logrado a partir de los lodos desalojados de las lagunas de tratamiento del biogás, y que los costos de construcción de las lagunas para la adecuada disposición de estos residuos van incorporados dentro de los costos de construcción de la planta, para este caso no se tomó ningún costo asociado con el residuo como tal.

5.6.1 Impacto de incentivos de la Ley 1715 de 2014

La aplicación de incentivos para el caso de proyectos de cogeneración con biogás tiene un impacto diferente al de cogeneración con bagazo de caña, en el sentido en que para el biogás el impacto del régimen fiscal es muy importante, pues la generación de ganancias en los primeros años no es suficiente para generar flujos negativos de impuestos. Teniendo esto en cuenta, la TIR es mucho más alta cuando se considera el impacto potencial de la reducción de los impuestos a nivel global, es decir, bajo el modelo de financiamiento corporativo.

Por lo tanto, cabe resaltar que en el caso de financiamiento por proyecto, la TIR sin incentivos es 5,3% más baja que el WACC, por lo que en este caso los incentivos resultan necesarios para darle rentabilidad al proyecto, alcanzando una TIR de 10,3%.

Los flujos de impuestos presentados en la figura 5.29 ilustran los diferentes impactos de la depreciación bajo los dos posibles regímenes fiscales.

5.6.2 Análisis de rentabilidad

Ahora bien, de manera similar a lo planteado en el caso del bagazo de caña, la cogeneración a través de biogás tiene dos potenciales fuentes de ingresos, primero a causa no solo de los excedentes de energía que pueden ser exportados a la red a precios de bolsa, sino a los ahorros logrados a partir

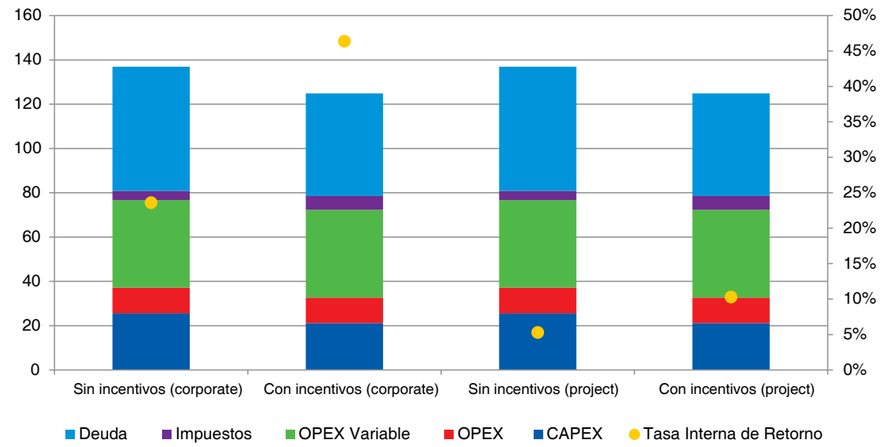


Figura 5.28. Impacto de incentivos sobre proyecto de cogeneración con biogás.
Fuente: Elaboración propia

9 Este punto se elabora en el capítulo 6, en referencia a la reevaluación del concepto de mínimo REE hoy en día exigido para acceder a la figura de cogenerador.

10 Si bien este no sería el caso de todas las plantas extractoras existentes en Colombia, dado que algunas se encuentra ubicadas en zonas sin acceso al SIN, el modelo desarrollado permite por el momento simular tan solo plantas que comercializan sus excedentes de electricidad suponiendo su conexión al SIN. No obstante el modelo puede ser fácilmente adaptado para evaluar esquemas de entrega y comercialización de excedentes para microrredes y otros esquemas que no son objeto de este estudio.

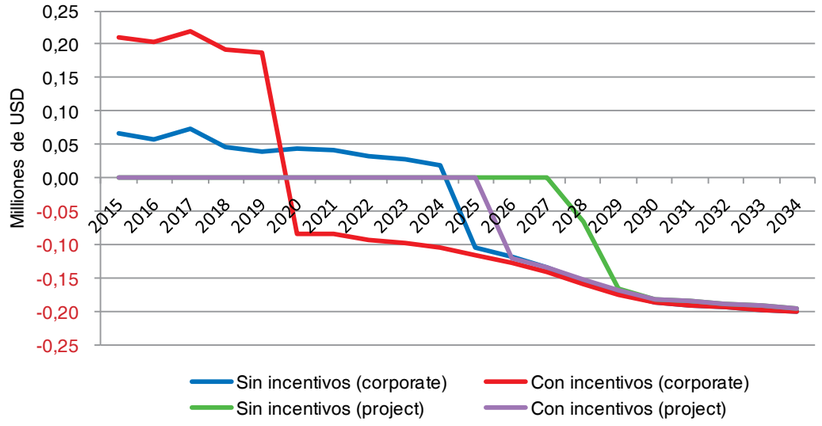


Figura 5.29. Flujo de impuestos con diferentes políticas de incentivos para un proyecto de cogeneración con biogás.
Fuente: Elaboración propia

del desplazamiento del consumo de energía de la red, y segundo, eventualmente a raíz de los ahorros logrados en el consumo de otros combustibles utilizados, de ser el caso, para proporcionar el calor útil consumido por las plantas.

Sin embargo, teniendo en cuenta que los proyectos acá analizados no comprenden el aprovechamiento de calor útil, y previendo por otra partes que los residuos sólidos obtenidos del procesamiento de los frutos del aceite de palma proveen generalmente el combustible para la operación de calderas que proporcionan el calor útil requerido por el proceso industrial, para los análisis conducidos se tuvieron en cuenta tan solo los ahorros e ingresos a ser generados a partir de la generación de electricidad.

El caso base refleja entonces lo presentado anteriormente en régimen de financiamiento por proyecto con incentivos, para un escenario 1 se considera que la capacidad instalada puede ser incrementar a 3,4 MW, lo que permitiría generar 17.658 MWh y exportar 6.858 MW al año. En este caso, la TIR solo se incrementa en 1,3%, lo cual se debe a que los excedentes son exportados a precio de bolsa y estos ingresos no compensan el aumento en costos asociados a la capacidad adicional propuesta; incluso se obtienen mejores indicadores cuando el consumo iguala la producción, es así como con una capacidad instalada de 2,2 MW, una producción de 11.426 MWh, solo generando un excedente de 626 MWh, la TIR alcanza el 17% (Escenario 1.1).

En el escenario 2 se considera también la producción y valoración de calor útil en una instalación de 1,3 MWe, ante lo cual se puede notar que el impacto es notablemente positivo. Por otra parte, bajo el escenario 3 se asume un costo de tratamiento del POME de 4 USD/m3, costo para el cual la TIR se vuelve negativa, como se puede observar en la figura 5.30.

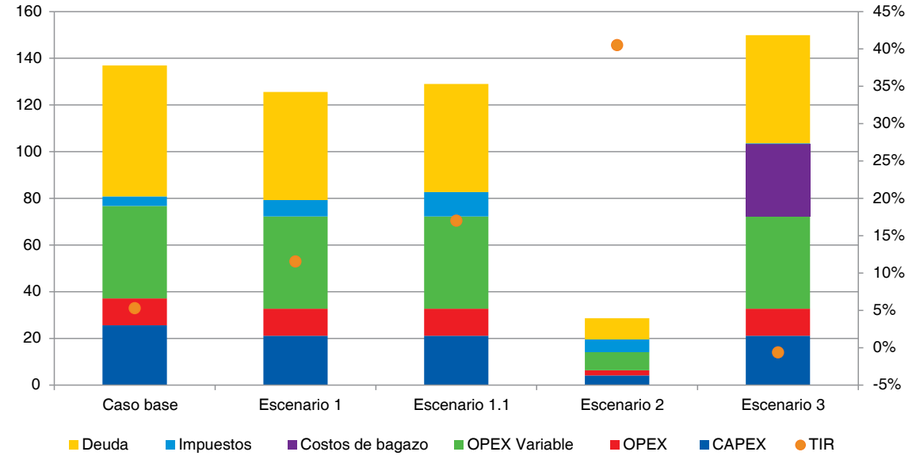


Figura 5.30. Evaluación de diferentes casos de rentabilidad de un proceso de cogeneración con biogás.
Fuente: Elaboración propia

En todos los escenarios analizados se ha considerado un precio de instalación de sistemas de biogás de 2.800 USD/kW con incentivos. Sin embargo, este nivel corresponde a cerca del nivel más bajo en costos asociados a proyectos con biogás de acuerdo a lo establecido por IRENA (IRENA, 2012a), estando dicho rango entre 2.500 y 6.000 USD/kW.

Luego, teniendo en cuenta igualmente el interés en determinar la posible viabilidad de proyectos para la producción y aprovechamiento de biogás a partir de otros residuos diferentes a los efluentes de la industria palmera, como sería el caso de residuos pecuarios o residuos orgánicos como los provenientes de plantas de tratamiento de aguas residuales, a continuación se analiza el impacto sobre la rentabilidad de diferentes costos de instalación, en línea con los costos reportados por IRENA. Como en el caso del biogás de efluentes de palma, se toma en consideración el escenario 1 de la figura 5.30, es decir, un caso donde se incluye la valoración de los ahorros eléctricos para determinar la TIR, pero no se considera la producción de calor o un costo de tratamiento de la fuente de residuos.

Como resultado de esta sensibilidad, se observa que el aumento en el costo de las instalaciones requeridas tiene un impacto considerable sobre la TIR, obteniéndose que a un costo de 3.200 USD/kW el proyecto deja ser rentable. De esto se observa igualmente que el mayor impacto obtenido a raíz de estos mayores costos se ve reflejado sobre los costos de la deuda. Ante este resultado, se puede decir igualmente que para el caso de tecnologías para la transformación energética de biomasas, como pueden ser aquellas que implican la construcción de tanques biodigestores o la adquisición de equipos de pirólisis o gasificación, entre otros, programas de reducción de las tasas de interés, a través de incentivos como garantías a préstamos, podrían ayudar al sector a lograr la rentabilidad y la viabilidad de este tipo de proyectos, teniendo en cuenta los mayores costos de instalación involucrados.

5.6.3 Internalización de externalidades

Como para el caso de la biomasa sólida, se analiza la reducción de emisiones de CO_2 lograda a través de la generación de electricidad con biogás frente a la generación del parque eléctrico colombiano e hipotéticamente frente a la generación de calor a partir de otro combustible como el gas natural.

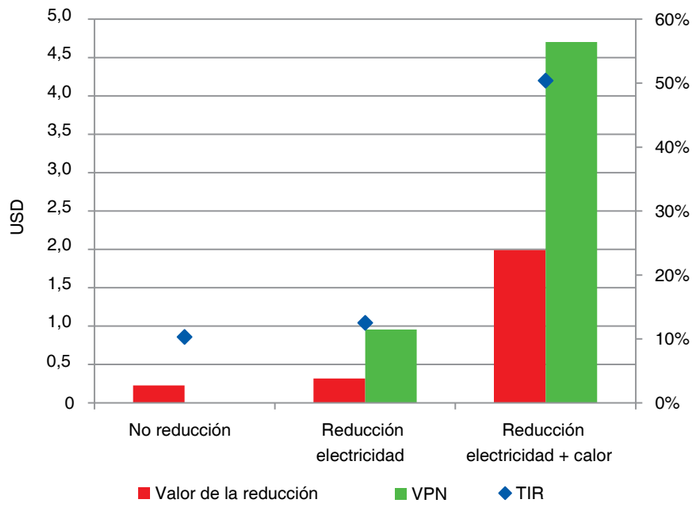


Figura 5.31. Valor de reducción de emisiones para un proyecto de biogás.
Fuente: Elaboración propia

Adicionalmente, para el caso de todo el biogás producido a partir de la degradación natural de la biomasa, debe tenerse en cuenta que si este no es capturado y aprovechado y en su lugar es liberado a la atmósfera, se genera una externalidad negativa en términos de efecto invernadero que para el caso del metano que compone dicho biogás es aproximadamente 21 veces mayor al causado por las emisiones de CO_2.

La situación al considerar todas las otras externalidades planteadas bajo los anteriores análisis es muy parecida al caso de la biomasa sólida, y se obtienen los resultados presentados en la tabla 5.20.

Tabla 5.20. Valor de externalidades para cogeneración con biogás.

Externalidad	2014 – USD/ MWh	Valor Presente Neto (tasa de descuento social 12%) - USD	Valor Presente Neto (tasa de descuento social 3.5%) - USD
Emisiones CO2	5,22	545.016	241.424
Empleo	0,32	37.590	18.944
Valor económico	8,78	1.031.365	519.766
Costo de integración	-	-	-
Complementariedad con El Nino	-	-	-
Ahorro de combustibles fósiles (electricidad)	7,16	840.809	423.733
Ahorro de combustibles fósiles (calor)	2	-	-
Salud	0,84	98.563	49.672
Biodiversidad	0,06	6.910	3.483
Total		**2.560.253**	**1.257.022**

Fuente: Elaboración propia

5.6.4 Conclusiones

A nivel general, el caso de cogeneración a través de biogás es muy parecido al de la biomasa. Sin embargo, varios elementos fundamentales que diferencian los potenciales proyectos a ser desarrollados en los sectores de la caña azúcar y la palma de aceite en Colombia son los siguientes:

Los incentivos establecidos por la Ley 1715 de 2014 viabilizarían la instalación de las capacidades necesarias para cubrir en consumo total sin generar señales a que se sobreinstalen porque no se compensan las inversiones adicionales frente a los posibles ingresos recibidos a precios de bolsa.

Por otra parte, mientras que en el caso de los ingenios azucareros, estos no consumen actualmente energía de la red, con lo cual sus proyectos de cogeneración no contemplan ahorros a ser logrados a partir de la generación de su propia energía, en el caso de las plantas extractoras de aceite que actualmente consumen energía de la red, sus proyectos sí pueden valorar los ahorros a ser logrados en este sentido sumados a los excedentes de energía que ambos tipos de proyecto pueden valorar al ser estos entregados y comercializados a través de la red.

Otro elemento que diferencia los proyectos de biogás de proyectos de combustión directa de biomasas sólidas como el bagazo de la caña de azúcar radica en el amplio rango de costos asociados con la instalación de nuevas plantas, el cual a su vez permite contemplar el caso de otras tecnologías de transformación energética de la biomasa que representan mayores costos de inversión.

A su vez, teniendo en cuenta que el mayor impacto de tales costos de inversión se ve reflejado sobre los costos de la deuda, este resultado sugiere la conveniencia de contar con programas que procuren disminuidas tasas de interés, a través de mecanismos como garantías a préstamos, o préstamos directos con fondos del Estado, los cuales mitiguen este impacto para promover el desarrollo de tal tipo de proyectos.

Por otro lado, se observa que la integración de la producción de calor tendría un impacto muy representativo sobre la TIR de proyectos que asumidos como proyectos de cogeneración, solo aprovechan y valoran la generación de energía eléctrica. Pensando en nichos de oportunidad diferentes a los de los residuos anteriormente considerados se encuentra entonces conveniente establecer señales de mercado que promuevan el desarrollo de proyectos de cogeneración siempre que sea posible. Lo anterior, teniendo en cuenta que a pesar de las ventajas en términos de eficiencias en el aprovechamiento de los energéticos primarios, tales proyectos implican mayores costos, siendo necesario contar con una demanda de calor útil que justifique tales inversiones y con un esquema regulatorio que propicie el aprovechamiento de tal forma de energía.

5.7 Evaluación de proyectos de energía geotérmica

El modelo de energía geotérmica calcula la cantidad de electricidad producida durante una vida útil de 30 años, considerando la degradación en la fuente de energía térmica a través del tiempo, y permitiendo la perforación de pozos de reemplazo.

La producción anual de electricidad es determinada a partir del recurso potencial y el factor de capacidad de planta que para efectos prácticos de las simulaciones realizadas es asumido como 90%. Dicho factor de capacidad disminuye a través del tiempo a una tasa definida por la degradación de la producción anual de la producción, para este caso aplicada como el 3% anual. El tamaño de la planta asumida para este caso es de 50 MW.

Los costos de inversión, CAPEX, para el modelo de energía geotérmica consideran los costos de exploración, de perforación, y de construcción teniendo en cuenta que los asociados a las fases de exploración y perforación, deben ser determinados dependiendo del factor de éxito y el número de pozos requeridos; en este caso se asume un valor de 17 millones de USD asociado a tales etapas. El riesgo asociado a esta fase inicial de exploración y

perforación, las condiciones financieras particulares que por tanto pueden ser obtenidas para este tipo de desarrollo, y los largos períodos de tiempo, del orden 8 años que pueden transcurrir hasta iniciar la producción de un proyecto, años durante los que no se recibirá ningún ingreso del proyecto, hacen que estos proyectos particulares se diferencien en buena medida de otras FNCER.

En términos generales, la geotermia es una de las FNCER más difíciles de analizar dado que cada proyecto es muy específico por las condiciones geológicas y ambientales en donde se sitúa. Elementos que podrían variar y determinar cambios considerables en la rentabilidad de un proyecto son los costos de conexión a la red, si el sitio del desarrollo corresponde a un área muy aislada, los costos de carreteras de acceso y otras infraestructura, además de los costos de construcción y mano de obra, si se requiere de personal con capacidades específicas y alto nivel de entrenamiento para la ejecución de las perforaciones.

Utilizando la herramienta de cálculo desarrollada específicamente para la energía geotérmica se analizan diferentes combinaciones de costos de exploración, incluyendo diferentes tiempos de exploración, tasa de éxito de pozos exploratorios, y tasa de interés, para averiguar hasta qué nivel un proyecto geotérmico puede ser rentable, y cuáles podrían ser los incentivos públicos necesarios para garantizar el desarrollo de instalaciones geotérmicas en Colombia.

Las tres fases que se modelan son detalladas en la figura 5.32. Como se presenta en esta, la duración total aproximada hasta la conexión del proyecto a la red es de 8 años, lo que significa que el flujo de caja será negativo hasta el octavo año del proyecto.

Como lo ilustra la figura 5.33, los costos de exploración y confirmación pueden alcanzar el 8% del valor total del proyecto, sin incentivos, lo cual representa un factor significativo, especialmente al considerar que se trata de costos que se enfrentan en la fase inicial del desarrollo, cuando además de no contarse con ingresos se enfrenta un alto componente de riesgo, dado que la exploración podría dar resultados negativos. En el modelo implementado se asume entonces que todas las fases del proyecto tienen financiamiento al 65% por deuda con una tasa de interés del 11,4%, además de considerar inicialmente que la planta no contaría con asignaciones de ENFICC (algo que seguramente cambiará a la luz de la regulación de las CREG que asigna posiblemente altos valores de ENFICC con base en las características del recurso).[11]

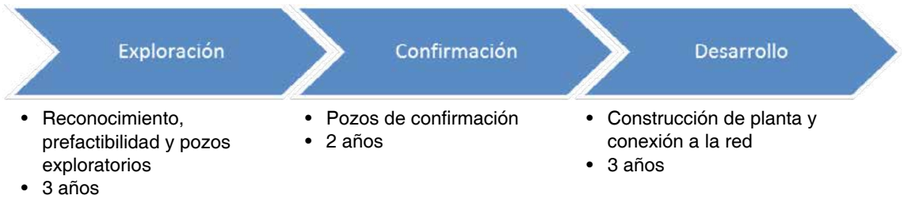


Figura 5.32. Fases de desarrollo de un proyecto geotérmico.
Fuente: Elaboración propia

11 La resolución CREG 046 de 2014 establece la metodología para determinar la energía firme de plantas geotérmicas.

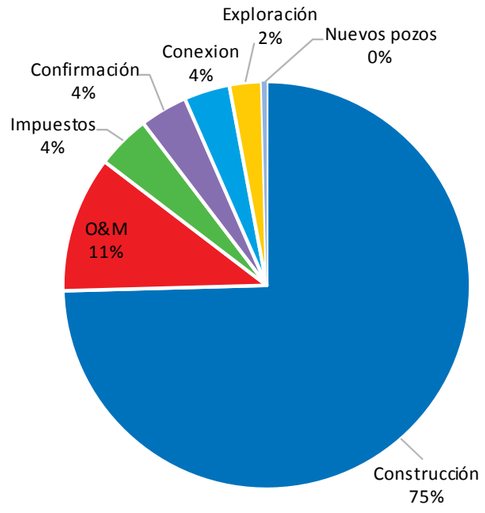


Figura 5.33. Costos de un proyecto geotérmico.
Fuente: Elaboración propia

Por otra parte, para este caso se utiliza una tasa de éxito del 50% para la etapa de exploración y perforación, asumiendo así que por cada dos pozos éxitos son necesarios otros dos para obtener los resultados esperados.

Una característica de la energía geotérmica yace en la paulatina diminución del calor en los pozos, con la consecuente disminución en la generación de electricidad, lo cual sumado al normal deterioro de los equipos hace que sea necesaria la eventual excavación de nuevos pozos. En este modelo se asumen dos perforaciones con tal propósito, a los 10 y 20 años de operación del proyecto, asumiendo que cada nuevo pozo incrementa la disponibilidad de energía geotérmica en un 5% de la capacidad inicial.

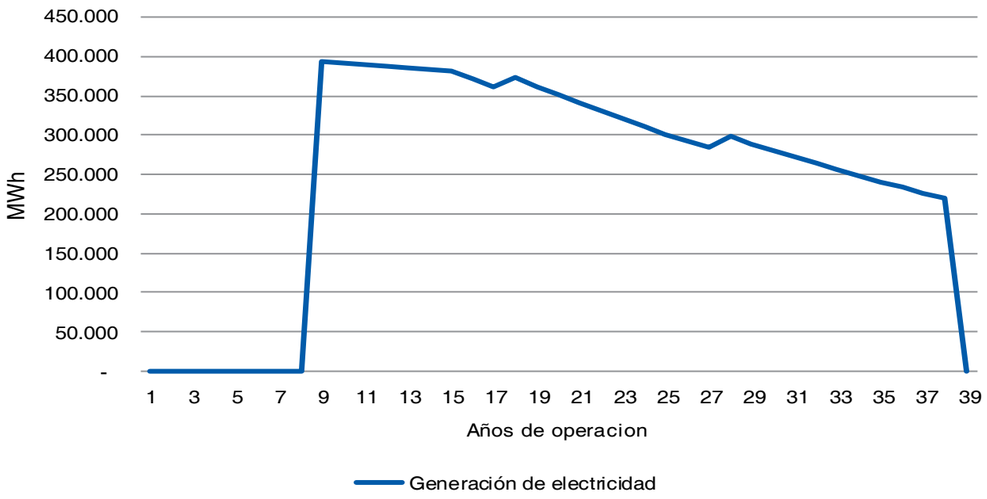


Figura 5.34. Perfil de generación de electricidad de una instalación geotérmica.
Fuente: Elaboración propia

5.7.1 Impacto de incentivos de Ley 1715 de 2014

Como se mencionó anteriormente, el desarrollo de proyectos de energía geotérmica se distingue del desarrollo de proyectos con otras tecnologías principalmente por la larga fase de exploración y confirmación durante la cual se incurre en altos costos sin generar ingresos. Por esta razón el régimen fiscal que se utiliza tiene un impacto considerable en la TIR, porque durante los primeros 8 años el proyecto genera solo pérdidas, lo que significa que bajo el régimen de financiamiento corporativo se reduce la carga fiscal global de la empresa inversora.

Los incentivos como la depreciación acelerada aumentan este factor concentrando aún más las pérdidas en los primeros años, obteniéndose resultados como los presentados en la figura 5.35. Bajo el esquema de financiamiento corporativo, la TIR para el proyecto sin incentivos es del 4%, mientras que con incentivos logra ascender a 7%. Entre tanto, bajo el esquema de financiamiento por proyecto, la TIR es respectivamente 3,5% y 3,2% para los casos con y sin incentivos.

El anterior planteamiento resulta más claro en la figura 5.36, donde la depreciación acelerada aumenta significativamente el monto de las pérdidas en los primeros años, representado por los costos de exploración, confirmación y construcción, que en régimen de financiamiento corporativo significa flujos positivos de impuestos, porque se están reduciendo los impuestos globales que la empresa paga sobre su renta global.

Al igual que en el caso de proyectos de energía solar, en la sección siguiente se analizará la sensibilidad de un proyecto geotérmico con la variación de diferentes inputs bajo el régimen de financiamiento por proyecto, a fin de determinar la real rentabilidad de la tecnología en ausencia de estrategias de minimización de carga fiscal como la que estaría utilizándose bajo un régimen de financiamiento corporativo.

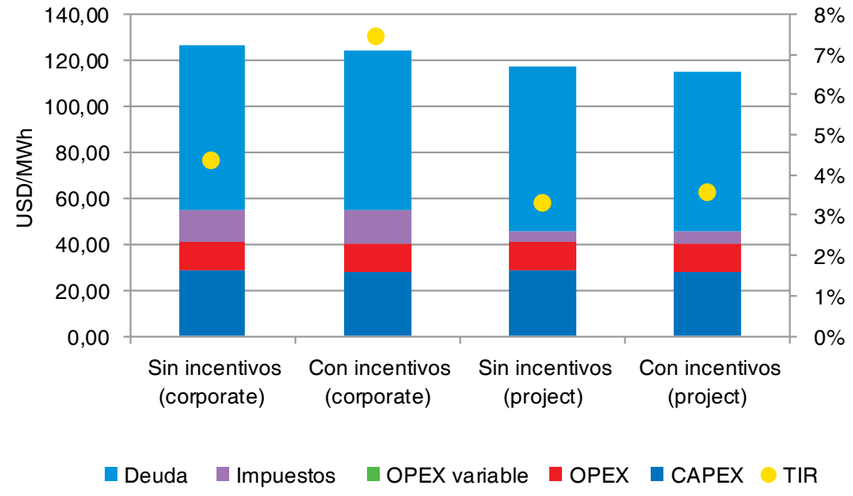


Figura 5.35. Impacto de incentivos sobre proyectos geotérmicos.
Fuente: Elaboración propia

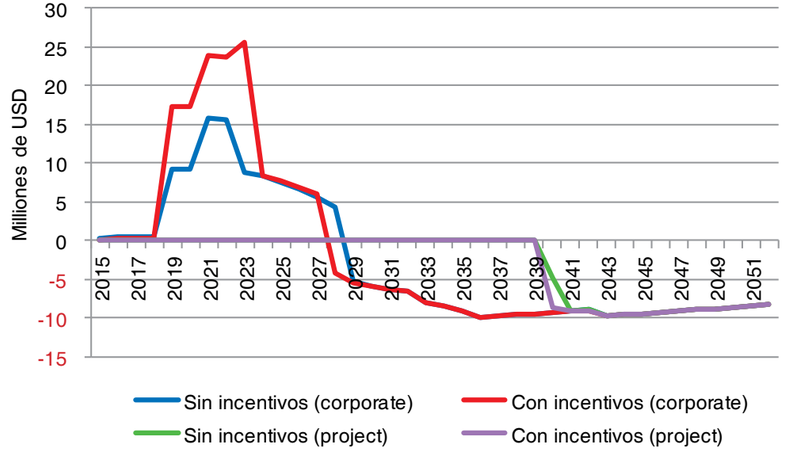


Figura 5.36. Flujo de impuestos con diferentes políticas de incentivos para un proyecto geotérmico.
Fuente: Elaboración propia

5.7.2 Análisis de rentabilidad

A continuación se presenta el análisis de rentabilidad de algunos escenarios de costo de exploración y confirmación, considerando todos los incentivos de la Ley 1715 de 2014 bajo el régimen de financiamiento corporativo. La hipótesis plantea la necesidad de perforar un pozo de exploración, con un costo total de 4 USD/M, más 750.000 USD de costos de estudios de prefactibilidad y otros elementos no directamente asociados a los pozos, en la fase de exploración; y 2 pozos de confirmación, con un costo de 3,5 USD/M cada pozo, más 250.000 USD de otros costos. El financiamiento es con 65% de

deuda a una tasa del 11,4%, y la tasa de éxito de los pozos es del 50%, suponiendo entonces que se requieren 2 pozos de exploración y 4 de confirmación para iniciar el proyecto.

En este caso, el proyecto tiene un LCOE de 115 USD/MWh y una TIR del 3,5%, que se encuentra cuatro puntos y medio por debajo del WACC del proyecto, 7,9%, con lo cual el proyecto no alcanza la rentabilidad deseada. La rentabilidad de este escenario se ilustra en la figura 5.37, donde se puede notar que el precio mínimo objetivo para el que la TIR sería igual al WACC (VPN de cero) es más alto que el precio de bolsa.

Posteriormente, se modelan otros escenarios en la figura 5.38, para cuyo caso, en el escenario 1 se asume una tasa de éxito de los pozos del 25%, es decir siendo necesario doblar el número de pozos de confirmación y exploración, caso bajo el cual el LCOE sube a 123 USD/MWh y la TIR baja a 2,7%. Como se puede ver en la figura, la importancia relativa de los costos de exploración y confirmación tiene un papel más importante en el LCOE total. Bajo el escenario 2, se modela una tasa de éxito del 25% y una tasa de interés del 15%, y en el escenario 3 una tasa de éxito del 25% con una tasa de interés del 15% y una deuda del 100% (es decir que todo el proyecto fuese financiado a través

de deuda). En estos casos, bajo el escenario 2 el LCOE sube hasta 125 USD/MWh y la TIR baja al 2,5%, mientras que bajo el escenario 3 el LCOE sube a 131 USD/MWh y la TIR baja al 2%.

Luego, ante las bajas tasas de éxito usadas, se tiene que un estudio reciente de IFC (2014) establece que a nivel global se ha verificado que más de dos tercios de las instalaciones geotérmicas desarrolladas alrededor del mundo tienen una tasa de éxito de pozos superior al 60%, en tanto que los proyectos con la tasa de éxito más bajo tienen una tasa del 35%, con base en lo cual los escenarios de más bajas TIR anteriormente contemplados probablemente puedan ser descartados.

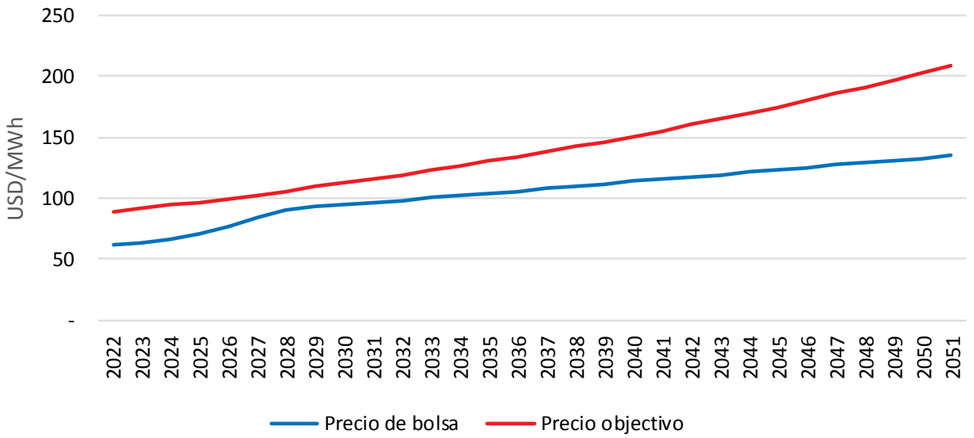


Figura 5.37. Precio actual y precio objetivo para un proyecto geotérmico.
Fuente: Elaboración propia

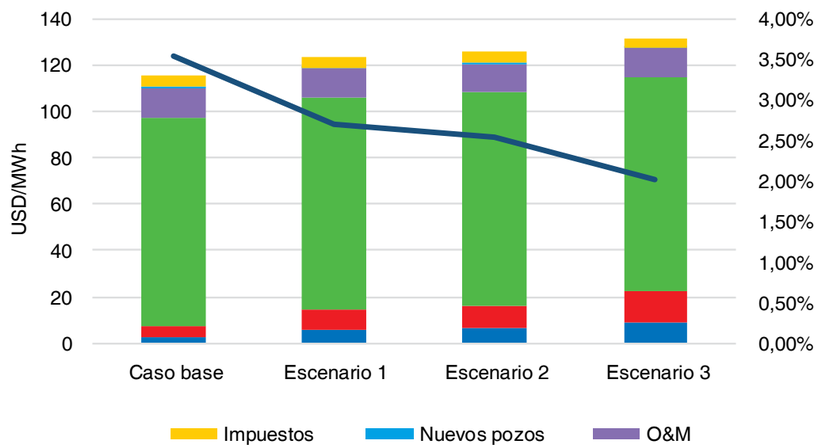


Figura 5.38. Escenarios de costo de exploración y confirmación.
Fuente: Elaboración propia

Otro elemento que podría tener un alto impacto en los resultados del proyecto es el costo de conexión, ya que podría ser significativo si el lugar con alto potencial de recurso se encuentra ubicado muy lejos de la red nacional. En tal caso sería útil analizar, como en el caso de la energía eólica, el impacto de diferentes costos de la línea de conexión en la rentabilidad del proyecto, para lo cual la figura 5.39 muestra la TIR para varios niveles de costo de conexión por MW, partiendo de un caso base de 250.000 USD/MW.

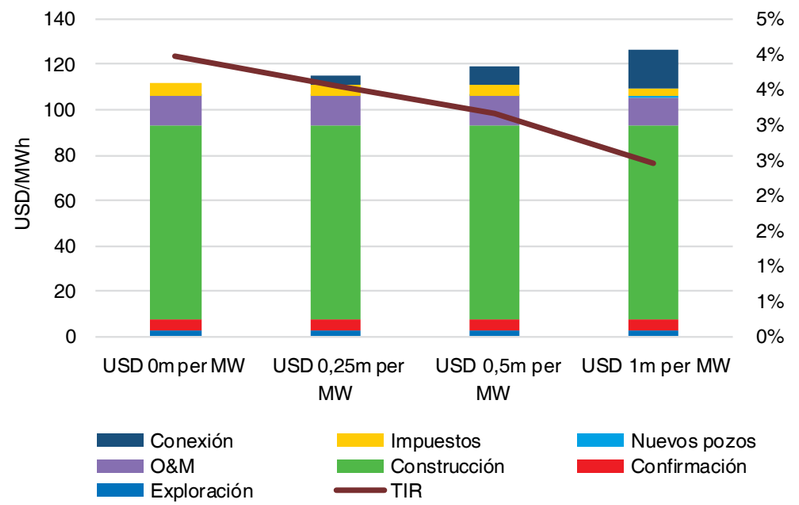
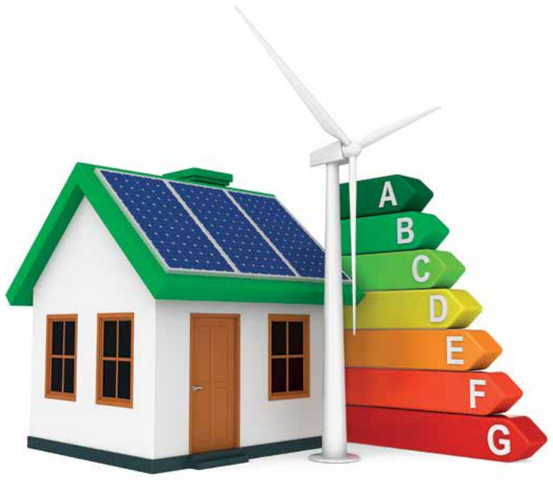


Figura 5.39. Rentabilidad a diferentes costos de conexión.
Fuente: Elaboración propia



continuación se analiza el impacto de un costo
o de conexión de 12,5 millones de dólares so-
re proyectos geotérmicos de diferentes tamaños.
omo se puede ver, la TIR aumenta rápidamen-
con el tamaño de instalación, porque proyectos
ás grandes tienen mayor capacidad de absorber
ostos adicionales. Por el otro lado, proyectos más
randes necesitan un mayor número de pozos, y
or esta razón el aumento en la TIR no es tan rápi-
o para proyectos mayores a 100MW, teniéndose
ue para una capacidad de 200 MW el proyecto
lcanza una TIR de 4,7%. Sin embargo, una capa-
idad de 200 MW para instalaciones geotérmicas
s demasiado grande, y es de notar que en todo el
undo se estima que hay tan solo 7 plantas geo-
rmicas con capacidades instaladas de ese orden
e magnitud o superiores.

Como se presentó igualmente en el caso de proyectos de energía eólica, para un mejor análisis del impacto del costo de la línea de conexión es importante considerar el tamaño de la capacidad instalada. En la figura 5.40 se analiza dicho costo, ilustrando que este es proporcional a la capacidad instalada.

Finalmente, teniendo en cuenta la Resolución 046 de 2014, la cual define la metodología de cálculo de la ENFICC para plantas geotérmicas, en la figura 5.41 se ilustra cómo ningún nivel de ENFICC resulta suficiente para llevar el proyecto geotérmico a rentabilidad, siendo la mayor TIR alcanzada con un 90% la de ENFICC, del 6,9%.

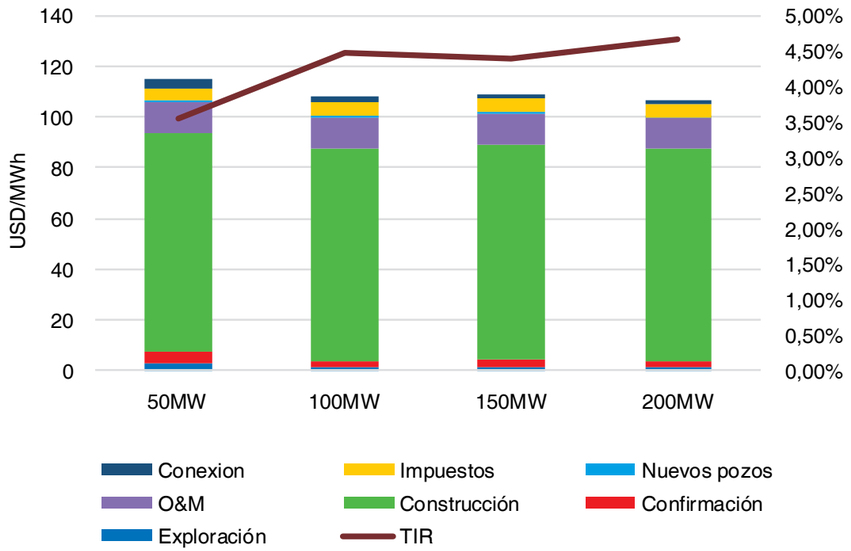


Figura 5.40. Impacto de costo de conexión sobre diferentes tamaños de instalaciones geotérmicas.
Fuente: Elaboración propia

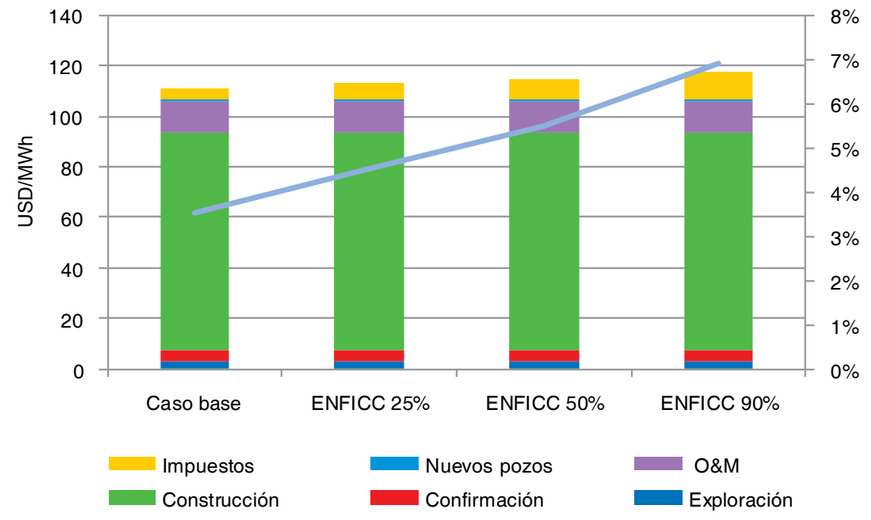


Figura 5.41. Impacto de diferentes niveles de ENFICC para una planta geotérmica.
Fuente: Elaboración propia

5.7.3 Internalización de externalidades

Al igual que se ha hecho para las demás fuentes, en esta sección se analiza el impacto potencial sobre la rentabilidad de un proyecto geotérmico de la internalización de las externalidades en emisiones de CO_2, utilizando un precio de carbono hipotético.

A partir del caso base de una planta geotérmica de 50MW, con un factor de emisiones de 0,04 t CO_2/MWh, comparada con el factor de emisión de la red eléctrica de Colombia y con el de una planta de gas natural, la reducción obtenida es de 1,4m t CO_2 en el primer caso y 3,5 m tCO_2 para el segundo. Como se puede ver en la figura 5.42 el impacto sobre la TIR es considerable.

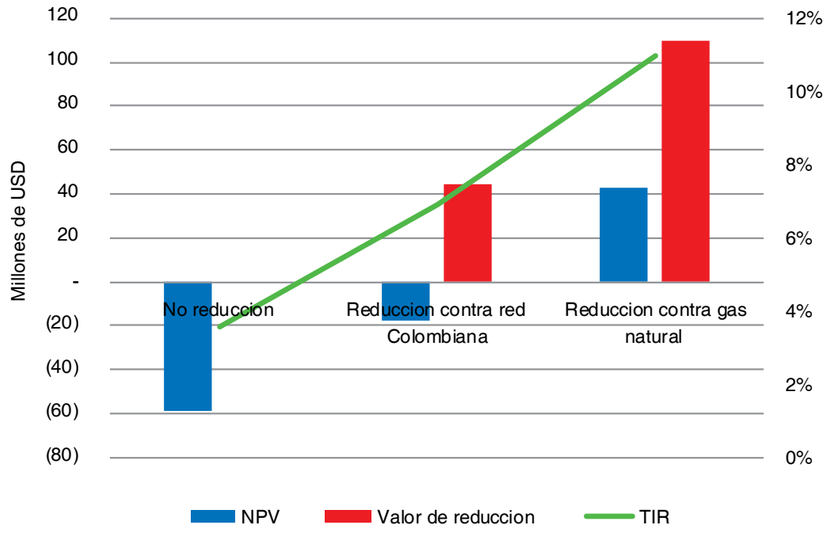


Figura 5.42. Internalización de la externalidad de cambio climático en una instalación geotérmica.
Fuente: Elaboración propia

La generación de otras externalidades positivas es parecida a la de otras fuentes renovables, con la excepción del costo de variabilidad y el beneficio de complementariedad, que no afectan a este recurso. Considerando todas las externalidades asociadas a este tipo de proyecto se obtendría una TIR del 10,6%, suficiente para calificarlo como económicamente rentable.

5.7.4 Conclusiones

Proyectos geotérmicos en condiciones favorables, con altas temperaturas y un buen factor de planta, podrían tener una TIR de alrededor del 3,5% en Colombia al incluir los incentivos de la Ley 1715 de 2014, contra un WACC del 7,9%, que significa que los proyectos no son rentables. Tampoco una ENFICC al 90% sería suficiente para llevar este tipo de proyectos a la rentabilidad deseada.

Tabla 5.21. Valor de externalidades para energía geotérmica.

Externalidad	2014 – USD/MWh	Valor presente neto (tasa de descuento social 12%) - USD	Valor presente neto (tasa de descuento social 3,5%) - USD
Emisiones CO_2	19	32.869.348	114.012.575
Empleo	0,28	475.711	2.041.461
Valor económico	9,28	15.766.411	67.659.840
Costo de integración	0	-	-
Complementariedad con El Niño	0	-	-
Ahorro de combustibles fósiles	7,15	12.160.858	52.187.003
Salud	0,83	1.425.552	6.117.601
Biodiversidad	0,05	99.946	428.908
Total		**62.797.826**	**242.447.387**

Fuente: Elaboración propia

Adicionalmente, algunas condiciones aplican que pueden reducir más aún la rentabilidad de este tipo de proyectos, como lo son el costo de exploración y el de líneas de conexión.

Por otro lado, al disminuir la tasa de éxito de los pozos exploratorios y aumentar la tasa de interés de la deuda, ambos factores reducen la TIR como es de esperarse, riesgos que podrían ser mitigados a través de alianzas estratégicas entre inversionistas privados o a través de programas de garantías de préstamos por ejemplo, para reducir la tasa de interés sobre el capital inicial de alto riesgo.

En términos generales, los beneficios en términos de externalidades positivas y la alta confiabilidad de la energía geotérmica hacen de estas inversiones positivas para el país que el gobierno tiene justificado promover.

5.8 Análisis de externalidades e incentivos a nivel país

5.8.1 Introducción

En las secciones precedentes se han analizado en detalle todas las tecnologías objeto de enfoque de este proyecto, que estarán sujetas a la aplicación de los incentivos establecidos por la Ley 1715 de 2014. El análisis se enfoca tanto en el impacto de los incentivos bajo diferentes regímenes fiscales, como en la sensibilidad de la rentabilidad de los proyectos para diferentes niveles de costos, incluyendo factores como la conexión, instalación y tasa de interés.

Se ha demostrado también que cada tecnología tiene un potencial considerable para generar externalidades positivas que beneficiarían a Colombia a nivel país. Sin embargo, hasta ahora el análisis presentado corresponde al nivel de proyectos individuales, sin considerar el potencial de desarrollo a lo largo de los años futuros. En esta sección se examina el beneficio a nivel global para Colombia del desarrollo de FNCER según las proyecciones esperadas basadas en los efectos de la Ley 1715 de 2014, proyecciones que son presentadas y contextualizadas en el capítulo 6.

En paralelo, se evalúa también el costo fiscal acumulado de los incentivos para las cinco tecnologías examinadas a lo largo de la vida útil de todos los proyectos que la Ley podría apoyar conforme lo planteado en este documento.

De esta manera, como se puede ver en la figura 5.43, el escenario 14 del Plan de expanción de referencia generación-transmisión 2014-2028, prevee el eventual desarrollo de más de 1,1 GW de nuevos proyectos con FNCER al año 2030, los cuales estarían concentrados principalmente en las tecnologías para el aprovechamiento de recursos eólico, geotérmico y biomasas.

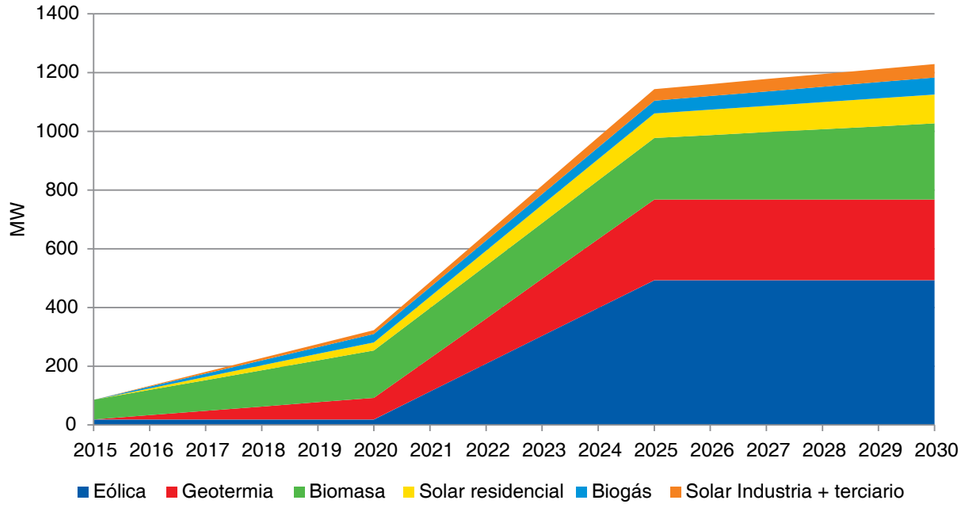


Figura 5.43. Escenario de desarrollo de FNCER hasta 2030, según escenario 14, UPME, 2015.
Fuente: UPME, 2015

5.8.2 Análisis de costo macro de incentivos

Con base en las proyecciones presentadas anteriormente, y los modelos utilizados para proyectos individuales se cuantificó el flujo de incentivos bajo cada tecnología en su caso base. Para interpretación de los resultados obtenidos vale la pena recordar que los costos implicados a través de la aplicación de los incentivos dispuestos por la Ley 1715 de 2014 se traducen principalmente en una reducción de los ingresos fiscales que en caso de realizarse por otros medios estos proyectos se asume que el Estado colombiano eventualmente captaría, pero que dada la inviabilidad financiera de los proyectos sin estos incentivos tendrían una muy baja probabilidad de ocurrencia. Para esto hay tres categorías principales de impuestos reducidos a través de los incentivos de la Ley 1715 que son: IVA, aranceles e impuesto de renta. En el último caso, la renta se reduce a través de la depreciación acelerada y a través de la deducción de renta.

No obstante, es importante notar que estas estimaciones están basadas en supuestos que infieren un alto nivel de incertidumbre, debido al hecho de que no es posible determinar exactamente para cada tecnología, por ejemplo, el balance entre equipos importados sujetos a aranceles y equipos nacionales. En otros casos, un cambio de costos, tasa de interés o factor de planta cambiaría la exposición fiscal y los incentivos tributarios. Así mismo, siempre es posible aumentar el nivel de detalle para tener una visión más precisa de un proyecto, haciendo más difícil, por el otro lado, generalizar las figuras a un promedio.

Entonces, es necesario considerar que las figuras que se presentan a continuación tienen un margen de error bastante amplio, especialmente en el caso del estimativo del costo fiscal producido por los incentivos tributarios.

Finalmente, considerando la cifras de desarrollo de las FNCER presentadas anteriormente, en la figura 5.44 se presenta el costo total descontado a la tasa de descuento social del 12% de los incentivos de la Ley 1715 de 2014. Como se puede notar, la mayoría de los costos se concentran en los primeros 10 años de desarrollo de proyectos, con un pico de 130.000 millones de pesos anuales en 2021, y bajan muy rápidamente después hasta tornarse negativos. Lo anterior se debe al efecto

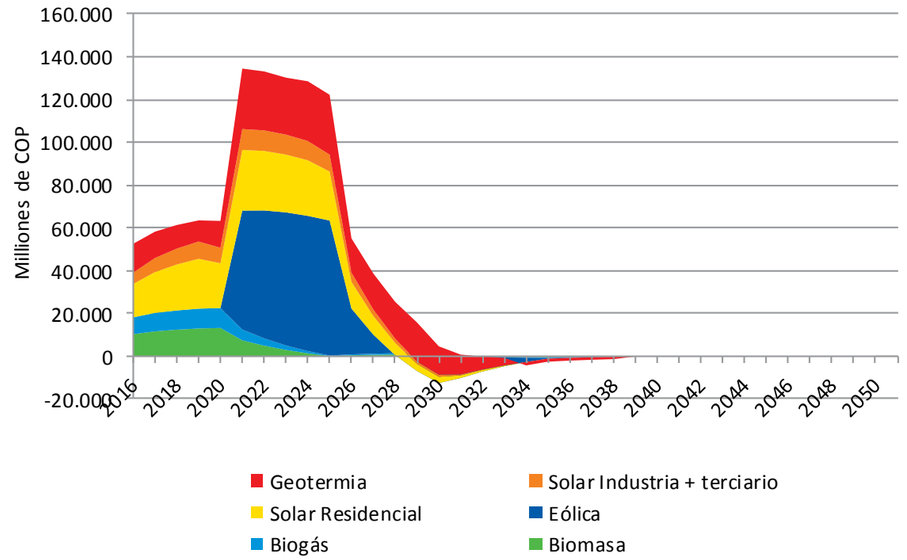


Figura 5.44. Costo total descontado de incentivos.
Fuente: Elaboración propia

de la depreciación acelerada, que defiere el pago de algunos impuestos hacia el futuro.

Estos resultados asumen que todos los proyectos desarrollados hasta el 2030 gozarán de incentivos hasta el final de su vida, y no considera curvas de diminución de precio, por lo que es ciertamente una sobrestimación. En la experiencia de países europeos los incentivos siempre determinan el crecimiento del mercado con un consecuente aumento de la madurez de la tecnología y reducción de los costos. Igualmente no se tienen en cuenta bajo estos preceptos eventuales sendas de desmonte o el desmonte programado de los incentivos que pudiera llegar a formularse conforme se lleve a cabo una evaluación de los resultados obtenidos en respuesta, conforme lo establece la estrategia planteada en el capítulo 6 de este documento.

Para dar una idea del costo efectivo de estos incentivos, en la figura 5.45 se presenta el porcentaje de gasto público que el costo de los incentivos implicaría para el Estado colombiano, basado en una cifra de gasto público de 136.185 mil millones de pesos en 2013 (Hacienda, 2014) y una tasa de crecimiento anual del 3,9% (Fedesarrollo, 2014).

Como puede observarse en dicha figura, en el pico los incentivos llegarían a representar un 0,2% del gasto público total, bajando posteriormente de manera acelerada hasta convertirse en ingresos (es decir un beneficio para el Estado colombiano) en los últimos años cuando las tecnologías ya estén bien establecidas y los proyectos ejecutados no gocen más de descuentos fiscales.

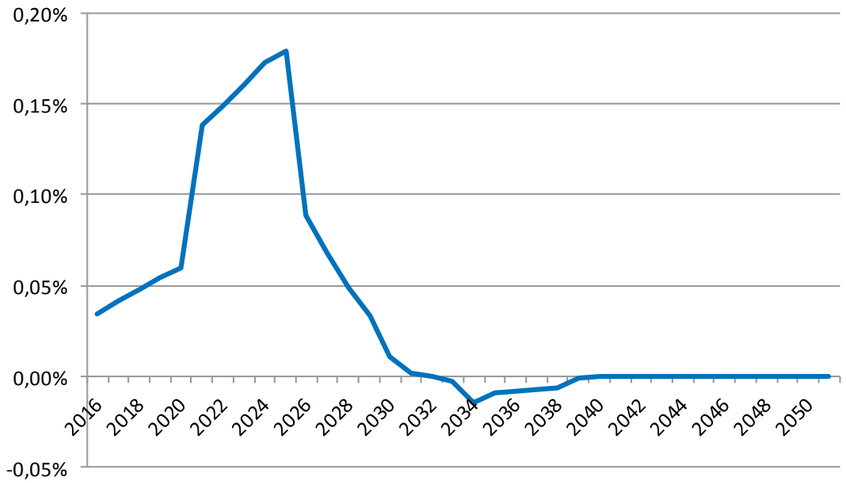


Figura 5.45. Costo total de incentivos como porcentaje del gasto público total colombiano.
Fuente: Elaboración propia

Simultáneamente, las FNCER estarían generando externalidades positivas para todo el país, como fue demostrado en la sección precedente, externalidades que tendrían un valor positivo igualmente cuantificable conforme se ilustra en la figura 5.46; valores estimados siguiendo una metodología similar a la anteriormente formulada para establecer el costo total de los incentivos.

Cabe resaltar adicionalmente que tales externalidades comprenden, entre otras, el desarrollo económico y la creación de empleo los cuales tendrían un efecto positivo en la economía colombiana al generar nuevos flujos fiscales que compensarían directamente el costo de los incentivos.

La figura 5.46 presenta entonces el valor de los beneficios a ser obtenidos del desarrollo de proyectos bajo las tecnologías contempladas en los cuatro nichos tecnológicos de oportunidad para integración de las FNCER al Sistema energético nacional, expresadas en millones de COP. Como se puede notar, el pico es un poco adelantado respecto al costo de incentivos, y más bajo a 100.000 millones de pesos. Por el otro lado, la curva es más suave, y las externalidades siguen presentando valores positivos hasta el año 2054.

Esto se ilustra de forma aún más clara en la figura 5.47, en la que considerando el valor presente neto a la tasa de descuento social de 12%, el costo de total de los incentivos hasta 2051 sería de 554 millones de dólares (USD), contra un valor de externalidades de 720 millones de dólares (USD).

En realidad, teniendo en cuenta que la tasa de descuento social de 12% es muy alta para este tipo de evaluación, cabe mencionar que en el Reino Unido el Ministerio de Economía recomienda usar una tasa del 3,5% para evaluar externalidades, especialmente en el campo de FNCER y cambio climático. Por lo tanto, en adición al uso de la tasa de descuento del 12%, la figura 5.47 confronta incentivos y externalidades en ausencia de descuento y con descuento al 3,5%, donde se obtiene que el valor total de externalidades sin descuento sería de 7.600 millones de dólares, mientras que el costo de los incentivos sería de 953 millones de dólares. También al usar una tasa de descuento del 3,5% las externalidades resultan ser mucho más representativas que los incentivos.

Lo anterior ilustra la importancia de las herramientas utilizadas para hacer este tipo de cálculos, en cuyo caso particular para la evaluación de proyectos con FNCER, resulta más conveniente utilizar una tasa de descuento relativamente baja para valorar plenamente los beneficios que este tipo de tecnologías generan en el largo plazo.

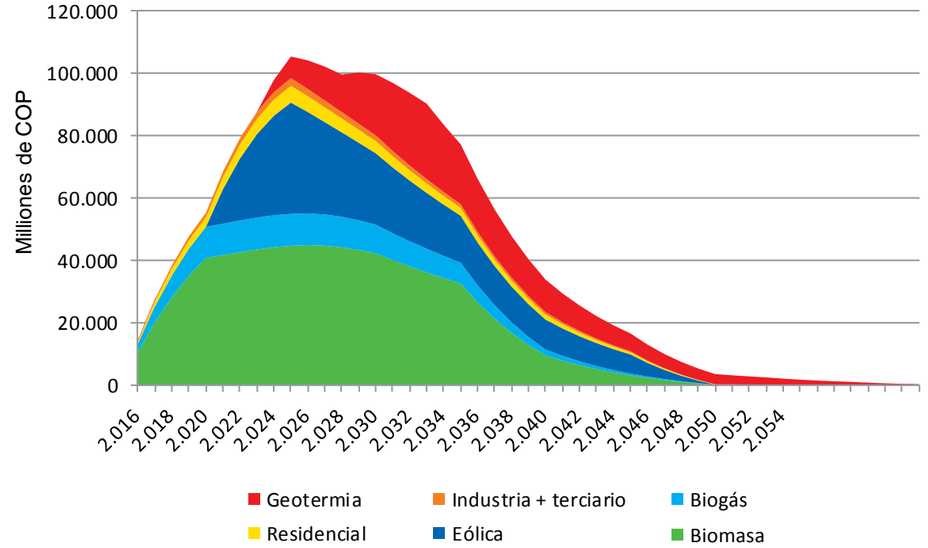


Figura 5.46. Valor total descontado de externalidades.
Fuente: Elaboración propia

5.9 Conclusiones

5.9.1 Análisis de rentabilidad

La conclusión principal es que todas las tecnologías analizadas necesitan de los incentivos para alcanzar la rentabilidad. En la mayoría de los nichos, los incentivos de la Ley 1715 no son suficientes para empujar las tecnologías seleccionadas hasta una tasa de retorno interno suficientemente atractiva para el mercado privado. Los resultados finales se resumen en la tabla 5.22.

En el caso de eólica los incentivos son suficientes para que el proyecto base llegue a tener una TIR al mismo nivel del WACC, que es la definición del "break-even". Sin embargo, esto no sería suficiente para que se le considere una inversión atractiva en un mercado competitivo. Elementos importantes que afectan la rentabilidad de eólica son la velocidad del viento –en el caso base analizado se utilizó un valor muy alto de 9,4 m/s– y el costo de conexión, 120 USD/m en el caso base.

El solar residencial podría ser considerado atractivo en el caso de un usuario privado que pague el precio de compra de energía con contribución del 20%, es decir, el precio más alto en Colombia. Junto a una política de facturación neta esto sería suficiente para empujar el proyecto fotovoltaico distribuido hasta la rentabilidad, considerando que la inversión sea sin deuda. En el caso de gran escala, no es posible alcanzar a la rentabilidad en ninguno de los casos analizados, debido a que el precio de venta de energía es más bajo.

En el caso de geotermia el largo período de exploración y confirmación, durante el cual no hay ingresos, hace difícil que los proyectos puedan ser rentables sin apoyo público en las fases iniciales. El costo de conexión es también una barrera.

En el caso de biomasas sólidas o procedentes de efluentes, los costos de instalación constituyen un factor de alta relevancia dado el amplio rango en

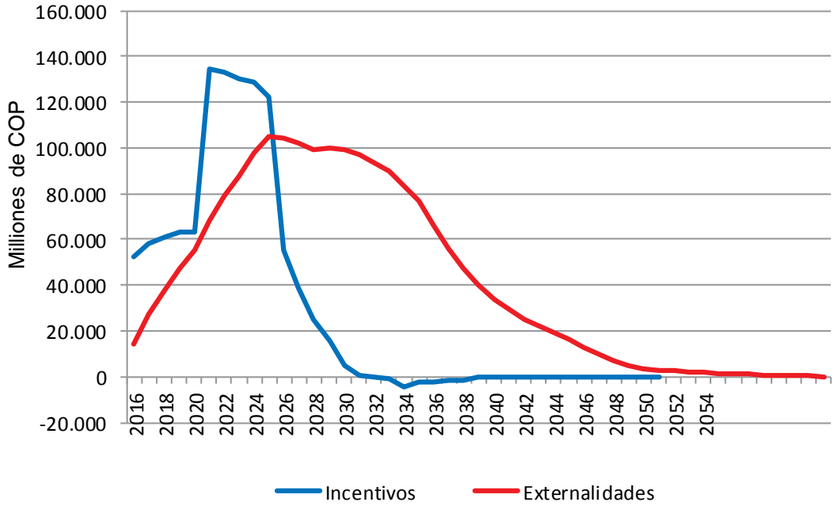


Figura 5.47. Curva de valor total descontado de incentivos y externalidades.
Fuente: Elaboración propia

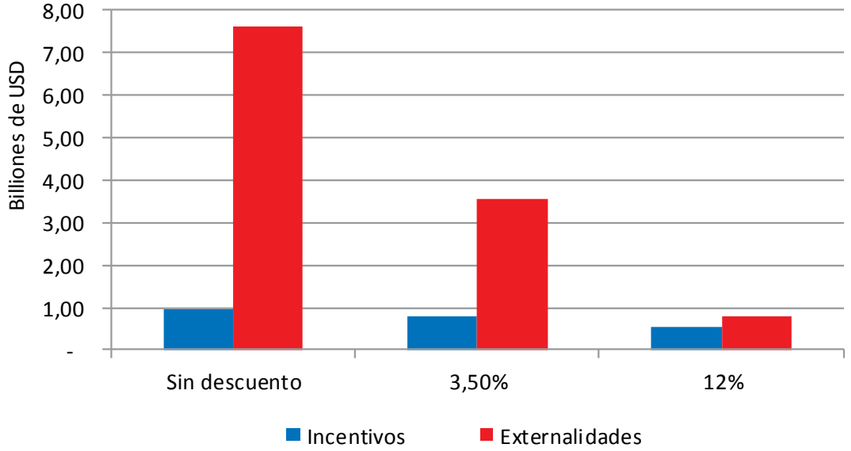


Figura 5.48. Valor presente neto de externalidades e incentivos a diferentes tasas de descuento.
Fuente: Elaboración propia

el que pueden variar, si bien en el caso analizado se utilizan costos tan bajos como 1,300 USD/kW, con los que se puede alcanzar rentabilidad, al aumentar este costo a 2,000 USD/kW, la inversión deja de ser rentable. En estos casos, incluir la producción de calor en la evaluación llevaría a la TIR hasta un nivel más alto.

Finalmente, en todos los nichos analizados incluir las externalidades en la evaluación haría los proyectos con FNCER rentables. Las externalidades consideradas incluyen emisiones de efecto invernadero, creación de valor económico, costo de integración a la red, complementariedad con El Niño, ahorro de combustibles fósiles (electricidad y calor) e impactos sobre la salud.

Tabla 5.22. Resumen de análisis de rentabilidad.

Tecnología	¿Rentable sin incentivos?	¿Rentable con incentivos?	¿Rentable con externalidades?	Sensibilidades
Eólica	×	~	✓	• Velocidad del viento • Costo de conexión
Solar residencial	×	~	✓	• Precio de compra de energía
Solar gran escala	×	×	✓	• Costo de conexión • Precio de energía
Geotermal	×	×	✓	• Exploración y confirmación • Costo de conexión
Biomasa	×	✓	✓	• Producción de calor • Costo de bagazo
Biogás	×	✓	✓	• Producción de calor • Costo de tratamiento de POME • Costo de instalación

Fuente: Elaboración propia

5.10 Incentivos y externalidades a nivel macro

Para examinar los costos y los beneficios de la FNCER a nivel país se utilizó el escenario 14 del plan de expansión definitivo de la UPME. Se consideró que todos los incentivos de la Ley 1715 se aplicarían a toda la capacidad de FNCER desarrollada hasta 2030. En este caso, el costo total descontado de los incentivos para el Estado colombiano sería de 554 millones de USD, contra un beneficio total de las externalidades positivas de 775 millones de USD. Como se puede ver, el resultado sería un beneficio neto para el país. En otros términos, se podría decir que la Ley 1715 es una inversión rentable para Colombia.

CAPÍTULO 6

Estrategia

6.1 Introducción 185
6.2 Formulación de la estrategia 186
6.3 Ley 1715 de 2014.....188
6.4 Prospectiva de escenarios 192
6.5 Aprovechamiento de potenciales.....194
6.6 Elementos de la estrategia 200
6.7 Estrategias para las ZNI 237
6.8 Visualización de las estrategias en el tiempo 240
6.9 Financiamiento de las estrategias.....241
6.10 Actores relevantes en el desarrollo de las estrategias 242

Por medio de la presente estrategia se pretende promover el desarrollo y la utilización de las FNCER en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico y su participación en las zonas no interconectadas, como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad del abastecimiento energético del país.. Lo anterior a través de la formulación de lineas de acción transversales y específicas a los nicho de oportunidad identificados.

ESTRATEGIA

6.1 Introducción

En los últimos años, en Colombia se han desarrollado una serie de trabajos con el objetivo de identificar algunos de los factores determinantes y las acciones que facilitarían o permitirían la integración de las FNCE en el Sistema energético nacional. Esos trabajos y estudios tienen en cuenta, por un lado, los costos, las ventajas y desventajas asociadas con algunas de las tecnologías que permiten el aprovechamiento de tales fuentes y, por otro, las condiciones que dificultan su competencia en el sistema eléctrico colombiano. Se cuenta así, por ejemplo, con la Formulación de un plan de desarrollo para las fuentes no convencionales de energía en Colombia, elaborado por CorpoEma en 2010 (CorpoEma, 2010a, 2010b, 2010c), que plantea elementos que fueron retomados en el desarrollo de este proyecto. También está la elaboración del Plan de acción 2010-2015 bajo el Programa de uso racional y eficiente de energía y fuentes no convencionales –PROURE– (Prias, 2010), que recomienda una serie de acciones a ser acometidas en el campo de la promoción de las FNCE, y otros trabajos como el Plan de acción en materia de Ciencia, Tecnología e Innovación para el Desarrollo de la energía sustentable en Colombia, realizado por el consorcio KEMA-CENERGÍA (2012a, 2012b, 2012c) bajo encargo de Colciencias. Finalmente, también se puede considerar la propuesta realizada por MRI-UNC-NUMARK (2012a) en materia de Estrategias de energía sostenible y biocombustibles para Colombia, la cual fue elaborada por encargo del Banco Interamericano de Desarrollo para servir de insumo al Ministerio de Minas y Energía en la formulación de política energética nacional.

Los anteriores trabajos se soportan igualmente en análisis y estudios elaborados sobre tecnologías específicas como la eólica, describiendo sus beneficios y las barreras enfrentadas para su desarrollo en Colombia (Vergara, et al, 2010), o la geotermia, en lo que se refiere al conocimiento adquirido en este campo a través de los estudios que han sido realizados en el Macizo Volcánico del Ruiz y las publicaciones difundidas por ISAGEN (2010 y 2012) para compartir ese aprendizaje logrado hasta el momento. También se cuenta con reseñas que describen lo que ha sido el desarrollo de tecnologías como las PCHs y la energía solar en Colombia (Sierra, et al, 2011; Rodríguez H, 2008) y, como elemento muy relevante, con los atlas de potenciales en recursos solar, eólico y de residuos de biomasas, publicados por la UPME y el IDEAM en los años 2005, 2006 y 2010, respectivamente. Todos estos trabajos que se complementan igualmente con otro número de estudios académicos, trabajos de grado, reportes de consultoría y grupos de investigación, no citados explícitamente, gravitan en torno al estudio del tema de las renovables y la búsqueda de vías para materializar su utilización y desarrollo en la medida en que el contexto y las condiciones locales lo hacen conveniente y factible.

Este capítulo retoma propuestas, elementos y factores considerados por los anteriores estudios, pero principalmente conjuga los elementos presentados en los anteriores capítulos con el objeto de formular una estrategia que se espera influya positivamente en las acciones y decisiones que en adelante sean ejecutadas por el gobierno, agentes, empresas y personas del común para apoyar, promover y gestionar la modernización energética del país y la integración de las FNCER como parte de un proceso evolutivo del sector. Para tal efecto la estrategia planteada se divide en dos ramas principales que cobijan: la integración de proyectos de generación y cogeneración para la entrega de energía eléctrica proveniente de los nichos de FNCER conectados al SIN, y la utilización de estas

fuentes en soluciones energéticas a ser desarrolladas y optimizadas en las ZNI. De igual manera, se considera un tercer componente basado en el aprovechamiento de FNCER para usos distintos a la generación de electricidad, en los sectores industrial, de transporte, residencial, comercial y público, el cual es presentado en el Anexo 1.

La estrategia elaborada se fundamenta en el marco legal establecido por las Leyes 142 y 143 de 1994 (Ley de servicios públicos domiciliarios y Ley de energía eléctrica), la Ley 1665 de 2013 (aprobación del estatuto de la Agencia Internacional de Energía Renovable –IRENA–), y la Ley 1715 de 2014, retomando objetivos por ser desarrollados en los próximos 15 años. Se trata así de una estrategia que, en lugar de formular la manera de cumplir con metas determinísticas eventualmente establecidas, pretende definir un conjunto de instrumentos, lo mismo que acciones concretas, con el fin de procurar la diversificación de la canasta energética nacional, reducir las externalidades negativas del sector, minimizar la emisión futura de GEI, y lograr un desarrollo sostenible de los sectores energético y productivo del país, a través del aprovechamiento económico de potenciales debidamente identificados en materia de FNCER.

En este sentido, la estrategia propone un proceso de incorporación de las tecnologías que permiten el aprovechamiento de estas fuentes, de tal forma que no vaya en contra de la naturaleza competitiva del mercado de energía eléctrica, y que procure la correcta utilización de los recursos con los que cuenta el país, para que estos contribuyan a lograr la prestación de servicios energéticos que presenten los mayores beneficios a la sociedad con el menor costo económico posible.

A su vez, siguiendo el principio de adaptabilidad que establece la Ley 143 de 1994, la estrategia propuesta pretende incorporar los avances obtenidos a lo largo de las últimas décadas en materia de nuevas tecnologías como la solar FV y la eólica, que por una parte pueden aportar al mejoramiento de la calidad del servicio eléctrico en zonas particulares y a llevar tal servicio a otras zonas donde actualmente no es prestado, y por otra han de contribuir a hacer un mejor y más eficiente uso de los recursos energéticos convencionales y no convencionales con que cuenta el país para satisfacer sus necesidades energéticas actuales y futuras, sin incurrir en costos cada vez mayores.

De esta manera, se plantea un sector energético futuro que, partiendo del estado actual presentado en el capítulo 1, y cobrando conciencia de las oportunidades y barreras expuestas en los capítulos 2 y 3, implemente instrumentos como los presentados en el capítulo 4 y otras acciones a fin de obtener beneficios netos como los que se presentan en el capítulo anterior.

6.2 Formulación de la estrategia

Históricamente, las estrategias han sido usadas en la guerra, la política y los negocios, con el fin de alcanzar resultados decisivos, o de enfrentar problemas reconocidos y solucionarlos para lograr avanzar a una siguiente etapa deseada (The economist, 2013). Bajo la concepción de la política como un proceso de toma de decisiones con un enfoque de planeación estratégica, se suelen considerar como elementos constitutivos de esas decisiones la definición de objetivos, la cuantificación de metas y la articulación de instrumentos, a partir del diagnóstico de un problema o unas condiciones de partida que buscan ser solucionadas o transformadas para favorecer el cumplimiento de esos objetivos. Por otro lado, la definición de las políticas y estrategias debe visualizarse en un contexto temporal (corto, mediano y largo plazo), consistente con el tipo del problema o las condiciones a resolver.

En este caso, se busca formular una estrategia que pueda ser adoptada para alcanzar los beneficios asociados con el desarrollo de las FNCER, estableciendo este como un objetivo y como un propósito por alcanzar para el bien común de la sociedad colombiana.

Conforme lo plantea la experiencia de otros países que han establecido objetivos similares, la estrategia central para el desarrollo de estas fuentes en Colombia, por ejemplo, podría basarse en la intervención del mercado de energía a través de la adopción de instrumentos como los FITs usados en Alemania o España, los RPS adoptados en países como Chile o los sistemas de subastas realizadas en Brasil y Perú. Sin embargo, con el fin de lograr una transición progresiva que no afecte o distorsione repentina y drásticamente la estructura del mercado eléctrico colombiano, la estrategia propuesta para este caso busca preservar la competencia del mercado incorporando instrumentos y mandatos que permitan superar barreras naturales de un mercado basado en fuentes convencionales y "nivelar" esas condiciones de competencia para las FNCER, reconociendo en estos recursos hoy en día desaprovechados que deben ser valorados conforme los beneficios económicos que le pueden brindar al sistema energético en el corto, el mediano y el largo plazo, para así participar en el mercado de una manera justa y equitativa. Luego, como se ha planteado anteriormente, se debe dejar claramente establecido que a diferencia de las estrategias implementadas por otros países, en las que se busca alcanzar metas determinísticas establecidas para la penetración y participación de las energías renovables, la presente estrategia no adopta tal acercamiento, manteniendo un objetivo más general basado en el resultado natural de un aprovechamiento costo-efectivo de los potenciales contenidos en estas fuentes (figura 6.1).

Figura 6.1. Enfoques estratégicos, instrumentos y metas.
Fuente: elaboración propia.

No obstante, en el marco de esta estrategia sí se define un horizonte indicativo que permitirá evaluar su efectividad en el tiempo y corregirla o revaluarla conforme los resultados que se vayan obteniendo respecto a esa referencia.

En adición a los instrumentos a ser adoptados, la definición de líneas de acción complementarias hacen referencia a la realización de actividades particulares propuestas para obtener determinados resultados o productos que apoyan el desarrollo de una estrategia y el logro de objetivos parciales. Así, por ejemplo, la introducción por parte del operador del mercado de un despacho intradiario sería una línea de acción orientada a crear condiciones adecuadas y favorables para la participación de FNCER variables en el mercado mayorista de energía.

Dados los diferentes frentes de desarrollo de FNCER abordados en este estudio, conforme los nichos de oportunidad descritos en el capítulo 2, y el carácter diverso de las barreras identificadas y priorizadas en el capítulo 3, la gran estrategia para el desarrollo de las FNCER propuesta en este capítulo comprende a su vez múltiples subestrategias que buscan remover una barrera particular o facilitar el despliegue de proyectos relacionados con una fuente específica.

Conforme se avanza en la descripción de estas subestrategias, en adelante referidas indistintamente también como estrategias, es de notar que en cada caso se espera que las acciones formuladas se lleven a la práctica a través de las decisiones de índole político, regulatorio, normativo o ejecutivo, por parte de las instancias, entidades y actores competentes, bajo la articulación de un ente con la debida autoridad, como lo sería en este caso el Ministerio de Minas y Energía -MEM-.

Teniendo en cuenta que muchos de los elementos que se conjugan para dar lugar a estas estrategias han sido incorporados a través de la Ley 1715 de 2014, estableciendo en la mayoría de los casos cuál es la autoridad competente para trabajar en cada tema, se parte por identificar cuáles son esos elementos y las entidades competentes para abordarlos, en tanto que se identifican los espacios que dan margen a la formulación de nuevas propuestas para cerrar las brechas que puedan aún presentarse. En tal orden de ideas, a continuación se hace una presentación resumida de lo que son esos principales elementos establecidos a través de la Ley 1715.

6.3 Ley 1715 de 2014

6.3.1 Objetivos

La ley 1715 define como su objeto, que puede ser considerado igualmente el objetivo de la estrategia propuesta:

> *Promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el Sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las Zonas no interconectadas y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad del abastecimiento energético…*

De forma complementaria a la determinación legal de tal objeto, con todas las implicaciones que ello conlleva, la Ley 1715 establece en su artículo 4º que:

> *La promoción, estímulo e incentivo al desarrollo de las actividades de producción y utilización de fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, se declara como un asunto de utilidad pública e interés social, público y de conveniencia nacional, fundamental para asegurar la diversificación del abastecimiento energético pleno y oportuno, la competitividad de la economía colombiana, la protección del ambiente, el uso eficiente de la energía y la preservación y conservación de los recursos naturales renovables.*

Así mismo, de acuerdo con su artículo 2, la ley cobija dentro de sus finalidades las siguientes relacionadas con la formulación de políticas, estrategias y adopción de instrumentos:

- *Orientar las políticas públicas y definir los instrumentos tributarios, arancelarios, contables y de participación en el mercado energético colombiano que garanticen el cumplimiento de los compromisos señalados en el párrafo anterior…*
- *Fijar las bases legales para establecer estrategias nacionales y de cooperación que contribuyan al propósito de la ley.*

Como se puede notar, la Ley 1715 establece un marco para la adopción de políticas y estrategias en niveles subsecuentes de la gestión gubernamental, que contribuyan al objetivo de la ley.

Adicionalmente, en el artículo 3º de la Ley 1715 se indica que el ámbito de aplicación de las disposiciones allí establecidas debe darse conforme a lo dispuesto en las Leyes 142 y 143 de 1994 y otras normas complementarias, lo cual, concordantemente con todo el texto de la ley, implica la prevalencia de una política orientada a la competencia de mercado en lo que al servicio de energía eléctrica se refiere, así como de los principios de eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad, solidaridad y equidad dispuestos en el artículo 6 de la Ley 143.

En consonancia con lo anteriormente expuesto, parte de la estrategia propuesta, en lo que a la participación de las FNCER en el mercado eléctrico nacional se refiere, busca promover la integración de estas fuentes al SIN, principalmente a través de un desarrollo evolutivo del mercado de energía eléctrica que le dé a proyectos de ese tipo la oportunidad y facilidad de materializarse y competir, apoyados igualmente en los incentivos establecidos por la Ley.

Para las Zonas no interconectadas –ZNI–, la Ley 1715 establece una serie de facultades e instrumentos, como fue presentado en el capítulo 4, con base en los cuales, la estrategia formulada propone promover la incorporación de FNCER en estas zonas a través de la estructuración de planes integrales de prestación del servicio, focalizados hacia áreas delimitadas bajo el concepto de áreas exclusivas, y esquemas empresariales novedosos que involucren tanto a la comunidad, al Estado, a organizaciones multilaterales de cooperación y a inversionistas estratégicos del sector.

Por otra parte, en lo que se refiere a fomentar la participación de las FNCER en otros usos energéticos no eléctricos, que desplacen el consumo de combustibles fósiles, en el Anexo 1 se plantean acciones a ser desarrolladas haciendo caso de la amplitud establecida por la Ley en su objetivo, al definir entre las formas de energía de relevancia no solo la energía eléctrica, sino también los combustibles líquidos, sólidos o gaseosos, y otras, como parte del Sistema energético nacional al que estas fuentes buscan ser integradas. Por ende, en este frente la estrategia propone promover la incorporación de FNCER en usos energéticos combustibles en el sector de transporte, la industria y los sectores residencial, comercial y público, a través de iniciativas dirigidas principalmente a la incorporación paulatina de la electro movilidad, la utilización de la biomasa y sus derivados como combustibles, y el uso de la energía solar térmica.

6.3.2 Instrumentos

La Ley 1715 plantea entonces los fundamentos de una estrategia tácita bajo un enfoque de mercado competitivo, consistente en crear instrumentos de diferente tipo, algunos de los cuales requieren desarrollos particulares (ej. instrumentos regulatorios), en tanto que otros quedan plenamente definidos en la misma ley (ej. instrumentos de incentivo fiscal).

La tabla 6.1 muestra los principales elementos e instrumentos establecidos por la Ley 1715, los cuales han sido clasificados en económicos, normativos y otros, y a su vez, según cada caso, se han tipificado según el tratamiento en cada contexto de aplicación. Por ejemplo, los instrumentos y elementos económicos se han tipificado en fiscales, de mercado y de financiamiento.

Tabla 6.1. Instrumentos y elementos dispuestos por la Ley 1715 de 2014.

Tipo de instrumento o elemento	Descripción	Entidad responsable	Consideración
Económicos: Orientados a mejorar el resultado económico del proyecto (al inversionista)			
Incentivos fiscales	1. Reducción anual de la renta por valor equivalente al 50% de la inversión, durante 5 años, sin superar el 50% de la renta líquida 2. Exclusión de IVA a equipos, elementos, maquinaria y servicios nacionales o importados para producción, utilización y medición/ evaluación 3. Exención de aranceles para maquinaria, equipos, materiales e insumos no producidos nacionalmente 4. Depreciación acelerada de maquinarias, equipos y obras civiles, no mayor al 20% anual	MME, MADS, MHCP, DIAN, MCIT, UPME	Requiere reglamentación a ser establecida por el MME, la UPME, el MADS y la DIAN, con el concurso del MHCP (Ministerio de Hacienda y Crédito Público) y el MCIT (Ministerio de Comercio, Industria y Turismo)
Disposiciones de mercado	5. Habilitación a la entrega de excedentes por parte de autogeneradores 6. Esquema de medición bidireccional y créditos de energía para excedentes provenientes de autogeneración a *pequeña* escala con FNCER 7. Valoración de los beneficios ocasionados por la generación distribuida, a ser incorporados en la respectiva remuneración	CREG UPME	Requiere de un desarrollo regulatorio integral, respaldado en estudios técnicos enfocados en los sistemas de distribución -SDL- La UPME deberá definir el umbral de la autogeneración a *pequeña* escala
Mecanismos de financiamiento	8. Creación del FENOGE (Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía) 9. Prolongación del FAZNI hasta 2021	MME	El FENOGE requiere estructuración y reglamentación
Normativos: Orientados a viabilizar y facilitar la construcción y operación de proyectos			
Disposiciones técnicas	10. Análisis de condiciones propias asociadas a la producción de energía a partir de las FNCER solar, eólica, geotérmica y biomasa para efectos de emitir reglamentaciones técnicas 11. Procedimientos y requerimientos técnicos para la conexión, operación, respaldo y comercialización de energía proveniente de autogeneradores y generadores distribuidos 12. Obligatoriedad para la utilización de subproductos y residuos de las masas forestales en zonas de silvicultura, aprovechamiento con fines energéticos de biomasa agrícola inutilizada, y fomento de repoblaciones forestales con fines exclusivamente energéticos 13. Determinación de tipologías de residuos de interés energético y reglamentación para el uso, valoración y certificación de energéticos derivados de residuos biomásicos	MME CREG MADS y CARs	Los análisis, procedimientos y requerimientos técnicos requieren ser elaborados y determinados por el MME y la CREG Los mecanismos que permitan materializar las disposiciones y directrices dictadas por la Ley respecto al aprovechamiento energético de la biomasa deben ser desarrolladas especialmente por el MADS y las CAR con el concurso de otras entidades como el MME y el MADR (Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural)

Continuación Tabla 6.1. Instrumentos y elementos dispuestos por la Ley 1715 de 2014.

Disposiciones ambientales	14. Definición de parámetros y criterios ambientales a ser cumplidos por proyectos con FNCER, de acuerdo con cada fuente o tecnología 15. Definición de ciclo de evaluación rápido para proyectos con FNCE	MADS y ANLA	Requiere desarrollos normativos que en parte han sido abordados con el Decreto 2041 de 2014 (del MADS)
	Otros		
Fomento desde la demanda	16. Adopción o ejercicio de acciones ejemplarizantes de parte del Gobierno Nacional y el resto de administraciones públicas para el desarrollo de las FNCE 17. Fomento del aprovechamiento solar en urbanizaciones, edificios oficiales, industria y comercio	MME, MADS y MVCT	Acciones e instrumentos a ser desarrollados especialmente por el MME, el MADS y el MVCT (Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio) y apoyadas por el resto de entidades y administraciones públicas
Investigación científica y exploración	18. Subvenciones y otras ayudas para programas de investigación y desarrollo, coordinados a través del Sistema nacional de ciencia, tecnología e innovación -SNCTI- de Colciencias, y el establecimiento de cooperación en esta materia, de manera inscrita en el marco de planes y programas nacionales en torno al desarrollo de las FNCE 19. Disposición para apoyar la exploración e investigación de potenciales energéticos geotérmicos y de los mares	COLCIENCIAS	Acciones a ser coordinadas desde COLCIENCIAS con la participación del MME, el MADS, el MADR, el DNP y las diferentes entidades adscritas o vinculadas con estas administraciones
Divulgación	20. Programas de divulgación masiva y focalizada para informar al público sobre requisitos, procedimientos, beneficios y potenciales para desarrollar proyectos a pequeña escala con FNCER	UPME	En ejecución (talleres y SGI & C – FNCER). Actividades que deben ser continuadas tras la reglamentación de la Ley
Elementos ZNI	21. Conformación de áreas exclusivas y otros esquemas empresariales 22. Incentivos para la sustitución de diésel 23. Administración y utilización de recursos del FAZNI y FENOGE con criterios de costo-efectividad, productividad, sostenibilidad, etc.	MME y CREG	Esquemas y mecanismos a ser estructurados y reglamentados por el MME y la CREG Los criterios para el manejo de los fondos del FENOGE deberán ser establecidos por el MME

Fuente: elaboración propia.

Por otra parte, resulta necesario precisar que la Ley 1715 no establece un mecanismo de gestión coordinada e integrada de las diferentes actividades y de los planes que allí se formulan. Por lo tanto, con el fin de que los diferentes mandatos allí establecidos, dirigidos a diferentes autoridades por fuera de la órbita del MME, resulten efectivos, estos podrían articularse a través de un instrumento administrativo concreto, que permita coordinar acciones dirigidas a la obtención de resultados claramente definidos en el tiempo. Tal instrumento de política podría ser un documento CONPES, por medio del cual se establezcan directrices y compromisos asociados a las diferentes actividades planteadas en la tabla 6.1, y se designe un comité de seguimiento con alcance limitado a los compromisos de las diferentes entidades a cargo.

De otro lado, resulta relevante observar cómo los lineamientos orientados a temas de investigación y desarrollo se encuentran formulados principalmente a nivel de postulados diseminados entre diferentes entidades del estado como son el MADS, el MVCT, la UPME, las CARs, el MHCP, autoridades

locales, etc., lo cual puede significar, como suele ocurrir bajo tales circunstancias, una asignación ineficiente de recursos, repartidos en muchos proyectos de diferente naturaleza que no logran tener un impacto (CorpoEma, 2010b). Esto sugiere la necesidad de contar con una estrategia especialmente orientada a la investigación, que parta de la identificación de prioridades y de los proyectos más promisorios a la luz de la Ley 1715 y de los nichos de oportunidad planteados anteriormente, e igualmente alineada con los aportes del Plan de acción en materia de ciencia, tecnología e innovación para el desarrollo de la energía sustentable en Colombia (KEMA-CENERGÍA, 2012a, 2012b, 2012c) y los del Plan de negocios para el mejoramiento de la competitividad del sector de biocombustibles de Colombia (MRI-UNC-NUMARK, 2012b). La integración de este último dentro de una estrategia de investigación y desarrollo efectiva para el propósito de la Ley 1715, permitiría además la integración de los temas de biocombustibles (que aunque por su uso masivo pueden no ser interpretadas como una FNCER, pero sí como una fuente de energía renovable) y la bioenergía,[1] en un contexto mucho más amplio que contemple los diversos usos alternativos de las biomasas y su costo de oportunidad, conectando así frentes que requieren ser trabajados conjuntamente, con una visión de oportunidad y sostenibilidad ambiental y económica.

Para efectos de lograr este propósito, se propone que los esfuerzos para apoyar la investigación y el desarrollo en materia de energías renovables sean todos canalizados a través de Colciencias y que esta entidad enfoque y priorice los proyectos a ser impulsados en la medida en que estos se alineen e integren con los planes a ser adoptados o desarrollados principalmente por el MME, el MADS y el MADR, en cumplimiento a lo dispuesto por la Ley 1715.

6.4 Prospectiva de escenarios

Como se planteó anteriormente, la Ley 1715 no establece metas para la integración de las FNCE ni las FNCER en el Sistema energético nacional, ni tampoco propone o exige que el Gobierno adopte metas a futuro, lo cual representa una premisa fundamental para la estrategia acogida en este trabajo para el desarrollo de las FNCER en Colombia. Por lo tanto, con el fin de fijar referencias cuantitativas y mensurables que permitan fácilmente evidenciar y hacer seguimiento de los avances a ser logrados en el cumplimiento del objetivo general de integración de las FNCER, es posible plantear proyecciones indicativas de expectativas sobre el posible aprovechamiento de potenciales y el desarrollo de proyectos que sirvan a tal propósito.

En línea con esto, en la formulación de esta estrategia se optó por plantear tres posibles escenarios básicos a la luz de la Ley 1715, contemplando lo que podrían ser escenarios extremos pesimistas y optimistas, y un escenario medio con la más alta probabilidad de ocurrencia, los cuales describen el rango de posibilidades a los que podrían conducir las acciones a desarrollarse a partir de tal Ley.

6.4.1 Escenario 1. *Business as usual* - abril 2014

En primera instancia se considera un escenario relativamente pesimista que reviste condiciones similares, por no decir idénticas, a las condiciones regulatorias y de precios existentes antes de la promulgación de la Ley 1715, en el que algunos incentivos existentes[2] resultan de difícil acceso o poca aplicabilidad pragmática, y en el que no se reconocen ni valoran los beneficios y externalidades positivas que pueden aportar proyectos con estas fuentes, en términos comparativos con proyectos con fuentes convencionales. En otras palabras, este primer escenario corresponde, a la luz de la promulgación de la Ley 1715, a una visión escéptica del marco reglamentario a ser producido, suponiendo que los instrumentos y mecanismos resultantes no lograsen cumplir con el espíritu mismo de la Ley. En tal sentido se prevé bajo este escenario que los procedimientos establecidos para acceder a los incentivos de la Ley pudiesen ser muy complejos, dificultando y haciendo impráctico su acceso, que se establecieran requisitos innecesarios y engorrosos procedimientos de conexión para pequeños proyectos, o esquemas de entrega de excedentes que no permitiesen su fácil acceso a pequeños agentes o personas naturales, finalizando con una baja valoración o reconocimiento de los excedentes generados por sistemas de autogeneración a pequeña escala y generadores distribuidos, utilizando los mismos precios de bolsa. Cabe notar que acorde con la anterior descripción, el escenario 1 corresponde así a lo que la presente estrategia busca evitar.

6.4.2 Escenario 2. Ley 1715 de 2014 debidamente reglamentada

Se considera un escenario medio, en el que el MME promueva activamente el cumplimiento del objetivo de integración de las FNCE, principalmente aquellas de carácter renovable, y la autoridad regulatoria (la CREG) en conjunto con otras entidades responsables ante el proceso de reglamentación como son el MADS, el MHCP, la UPME, la ANLA y las CAR, entre otras, compartan, acojan y respondan positivamente a los lineamientos de política elaborados en tal sentido. Bajo tal escenario, se contemplan entonces el diseño y puesta en funcionamiento (más que pronto, efectivo y práctico) de los procedimientos y mecanismos para acceder a los incentivos a la inversión establecidos en el capítulo III de la Ley, de manera que estos sean fácilmente accesibles tanto a pequeños como grandes inversionistas. Adicionalmente, este escenario prevé el diseño e implementación de procedimientos que faciliten y favorezcan en la medida de lo posible la conexión (sin pasar por alto temas de seguridad y de rigurosidad técnica) para pequeños sistemas autogeneradores, especialmente para aquellos que utilicen FNCER, y esquemas que valoren de manera favorable los créditos de energía producidos por los excedentes inyectados por estos sistemas a las redes de distribución, equiparando tal valoración por lo menos con las tarifas de generación y transmisión sumadas a diferenciales en las tarifas de distribución correspondientes a los niveles de tensión evitados (no utilizados) por dichos excedentes. De igual manera, se contempla bajo este escenario el establecimiento de tarifas de generación que, en el caso de la generación distribuida reconozcan los beneficios producidos a la red en términos de disminución de pérdidas, aumento en la vida útil de los activos de transmisión y distribución y soporte de energía reactiva, entre otros posibles. Adicionalmente, a la luz de la habilitación de autogeneradores para la entrega de excedentes, se prevé la eliminación de un mínimo REE[3] como criterio necesario a cumplirse para que un cogenerador[4] pueda entregar y comercializar excedentes. Finalmente, este escenario supone la creación de mecanismos de financiación amparados en el FENOGE y otras posibles líneas de crédito a ser establecidas con la ayuda de organismos multilaterales de financiación y entidades locales que impulsen proyectos con FNCER. De esta manera, tales elementos se conjugan para dar lugar a un escenario que busca ser alcanzado en buena parte y eventualmente superado a través de la estrategia acá formulada.

1 Entendida esta como el uso energético de la biomasa.
2 Contemplando los incentivos de IVA y renta existentes para proyectos de medición de potenciales y proyectos demostrativos con FNCE según lo dispuesto por las resoluciones MADS 186 y UPME 563 de 2012, y el incentivo de renta dispuesto por la Ley 788 de 2002 para proyectos de generación eólicos y con biomasa que participen de un mercado de bonos de carbono y realicen inversión social.
3 Rendimiento Eléctrico Equivalente -REE- establecido por la resolución CREG 05 de 2010 como parámetro que debe asumir un mínimo valor para efectos de que un cogenerador (agente que genera calor útil aprovechado y energía eléctrica a partir de un mismo proceso de transformación energética) pueda acceder a la figura de Cogenerador establecida por la Ley y así estar habilitado a entregar y comercializar sus excedentes de energía eléctrica.
4 Interpretando en este caso el concepto de cogenerador como aplicable a todo agente que logre el aprovechamiento de un recurso energético para la producción y utilización simultánea de energía eléctrica y térmica, sin necesidad de cumplir con un mínimo REE.

6.4.3 Escenario 3. Más allá de la Ley 1715 de 2014

En tercer y último caso, se formula un escenario que trasciende los instrumentos y mecanismos directa y explícitamente provistos por la Ley 1715, y contempla cambios en el mercado mayorista de electricidad en el mediano y largo plazo, así como la elaboración de planes para el desarrollo específico del recurso eólico en regiones de alto potencial, y planes para la promoción del uso de FNCER en las ZNI. Así mismo, este escenario prevé la nivelación de las condiciones de competencia para FNCER y las fuentes convencionales, mediante el reconocimiento, valoración y remuneración de todos los beneficios y las externalidades positivas asociadas con estas fuentes no convencionales. Conforme se empiece a dar cumplimiento a las expectativas resultantes del escenario 2, proyecciones indicativas para este tercer escenario podrán ser determinadas a la vez que la estrategia planteada es revisada y adaptada (ejercicio que se propone realizar cada 5 años a partir del año 2015).

6.5 Aprovechamiento de potenciales

A fin de lograr proyecciones indicativas del posible aprovechamiento de potenciales a ser logrado bajo los supuestos que conforman los anteriores escenarios, se realizó un sondeo entre agentes del sector energético, industrial y agroindustrial para conocer cuál podría ser la respuesta del mercado competitivo ante tales circunstancias, en lo que al desarrollo de nuevos proyectos con FNCER se refiere. Como resultado de esta encuesta, de un total de 28 agentes consultados, se recibieron 12 respuestas, con el planteamiento de expectativas para el desarrollo de proyectos principalmente de generación eléctrica interconectados al SIN, las cuales sirvieron como insumo al grupo de generación de la UPME para la elaboración de algunos de los escenarios contemplados en el Plan de Expansión de Referencia- Generación y Transmisión 2014-2028 (escenarios 9 al 14). Teniendo en cuenta que dicho plan maneja supuestos mas conservadores que los acá planteados, las expectativas de los agentes representan escenarios más ambiciosos que dan por resultado mayores capacidades de FNCER por ser integradas al SIN. A continuación se presentan las proyecciones indicativas obtenidas a partir de este ejercicio para efectos de la formulación y contextualización de la presente estrategia.

6.5.1 Punto de partida para 2015

Antes de presentar los resultados de las proyecciones indicativas, la figura 6.2 presenta las capacidades de generación eléctrica a partir de FNCER, existentes a finales de 2014, conectadas al SIN o ubicadas con disposición para la entrega de excedentes una vez sea reglamentada la Ley 1715. Tales capacidades suman 420 MW correspondientes a 194 MW de PAH (pequeños aprovechamientos hidroeléctricos), 206 MW de plantas de cogeneración a partir de bagazo de caña (alrededor de 72MW o poco menos habilitados y registrados ante XM para la entrega de excedentes, sumados a aprox. 134 MW utilizados para autoconsumo, según se estima a partir de cifras de Asocaña, 2014), 18,5 MW de energía eólica, y 2,0 MW[5] de sistemas solar FV debidamente identificados en ciudades principales. Esta capacidad base representa el punto de partida 2015 usado en las proyecciones de capacidades acumuladas presentadas a continuación.

5 Esta capacidad puede ser mayor en la realidad, pero en este caso corresponde a proyectos solar FV de los que se cuenta con algún registro documentado, ubicados en centros urbanos, para los que se considera pudieran ser interconectados al SIN una vez reglamentada la habilitación dispuesta por la Ley 1715 para tal efecto.

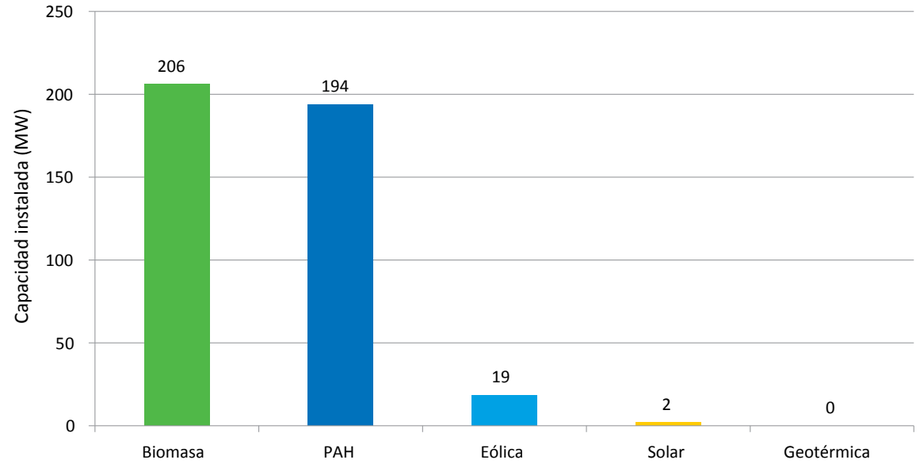
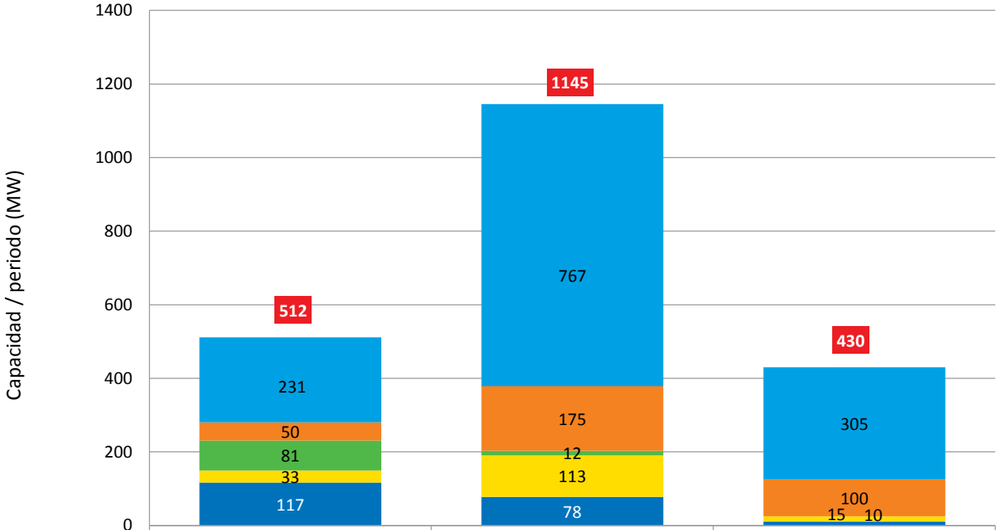


Figura 6.2. Capacidades de FNCER instaladas interconectadas o interconectables al SIN a finales de 2014.
Fuente: elaboración propia.

6.5.2 Escenario 1. Expectativas BAU - abril 2014



	2015 - 2020	2020 - 2025	2025 - 2030
Eolica	231	767	305
Geotermica	50	175	100
Biomasa	81	12	0
Solar	33	113	15
PAH	117	78	10
SUMA	512	1145	430

Figura 6.3. Expectativas de nuevas capacidades con FNCER bajo el escenario 1.
Fuente: elaboración propia.

Conforme lo presenta la figura 6.3, a pesar de contemplarse condiciones equivalentes a las anteriores a la promulgación de la Ley 1715, bajo el escenario 1 las expectativas de desarrollo de nuevos proyectos sugieren la adición de capacidades de generación a partir de FNCER en el orden de 512 MW en el período comprendido entre 2015 y 2020 (es decir un 3,3% de la capacidad del SIN a diciembre de 2014), luego de lo cual se podrían duplicar al orden de 1145 MW (7,4% de la capacidad actual del SIN) en los siguientes 5 años, posteriormente descendiendo a un nivel de 430 MW (2,8% de la capacidad actual del SIN) instalados en el período 2025-2030.

De llegar a materializarse estas expectativas, de acuerdo con la figura 6.4 la capacidad de generación con FNCER interconectada al SIN para 2020 incrementaría al orden de 932 MW, en tanto que para 2025 se contaría con 2077 MW y para 2030 se habrían alcanzado 2507 MW, que de asumirse una capacidad total instalada del SIN del orden de 20 GW[6] para entonces (año 2030) representaría una participación del 12,5% de FNCER en términos de capacidad instalada.

Entre tanto, la fuente que presenta mayores expectativas de desarrollo es la eólica que a 2030 llegaría a sumar poco más de 1300 MW, seguida por plantas de generación geotérmica en el orden de 325 MW, algunos proyectos nuevos de biomasa que añadirían capacidad a los 206 MW hoy en día existentes para llegar a 299 MW, y 163 MW de proyectos con energía solar que corresponden en este caso a capacidades a ser desarrolladas principalmente por agentes del sector eléctrico, no teniéndose en cuenta en este caso los pequeños sistemas de autogeneración con solar FV desarrollados por particulares ajenos a dicho sector, las cuales se incluyen en proyecciones tratadas por separado, que pueden ser consultadas en el Anexo 2.

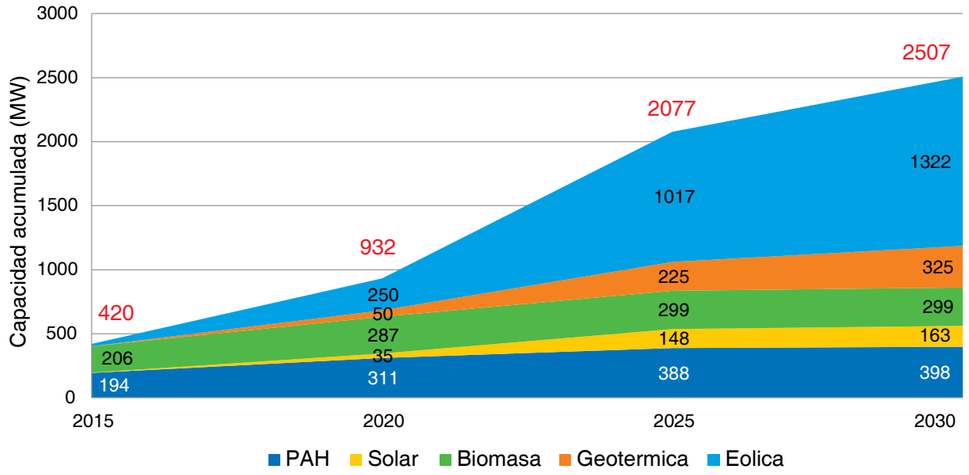


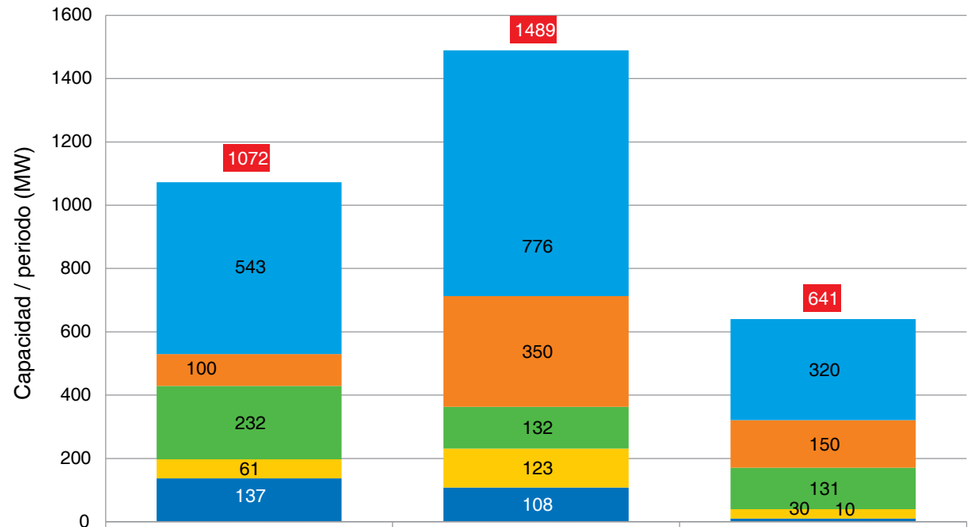
Figura 6.4. Capacidad acumulada con base en expectativas bajo el escenario 1.
Fuente: elaboración propia.

6 Estimado propio, basado en el orden de las capacidades instaladas del SIN proyectadas por el Plan de expansión de referencia-generación y transmisión 2014-2028.

6.5.3 Escenario 2. Expectativas con la Ley 1715 debidamente reglamentada

Comparadas con las expectativas observadas ante el escenario 1, que contempla condiciones regulatorias iguales a las existentes al mes de abril de 2014, las expectativas bajo el escenario 2 sugieren un incremento notable de las capacidades que se esperaría llegasen a ser instaladas en el transcurso de los próximos 15 años conforme lo presenta la figura 6.5. Allí se observa cómo, para el período 2015-2020, las expectativas de nuevos proyectos suman una capacidad superior a los 1050 MW a ser agregados al SIN (esto es poco más del doble de la capacidad que consideran los agentes bajo los supuestos del escenario 1), capacidad que en más de un 50% correspondería con generación eólica. Luego, en el período 2020-2025, las adiciones crecerían en 39% con respecto al anterior, lográndose nuevas instalaciones por 1489 MW, para finalmente decrecer en los siguientes 5 años al orden de 641 MW.

Con esto se tiene entonces que, de materializarse las expectativas de los agentes ante condiciones que fomenten la inversión en proyectos con FNCER, la participación de estas fuentes al año 2030 podría superar en un 44% la participación proyectada bajo el escenario 1. Esto se suma a que proyectando una capacidad total de generación con FNCER de 3622 MW, bajo el supuesto de una capacidad neta del SIN de 21 GW para el año 2030, en este escenario las FNCER representarían el 17,5% de la capacidad instalada del sistema.



	2015 - 2020	2020 - 2025	2025 - 2030
Eolica	543	776	320
Geotermica	100	350	150
Biomasa	232	132	131
Solar	61	123	30
PAH	137	108	10
SUMA	1072	1489	641

Figura 6.5. Expectativas de nuevas capacidades con FNCER bajo el escenario 2.
Fuente: elaboración propia.

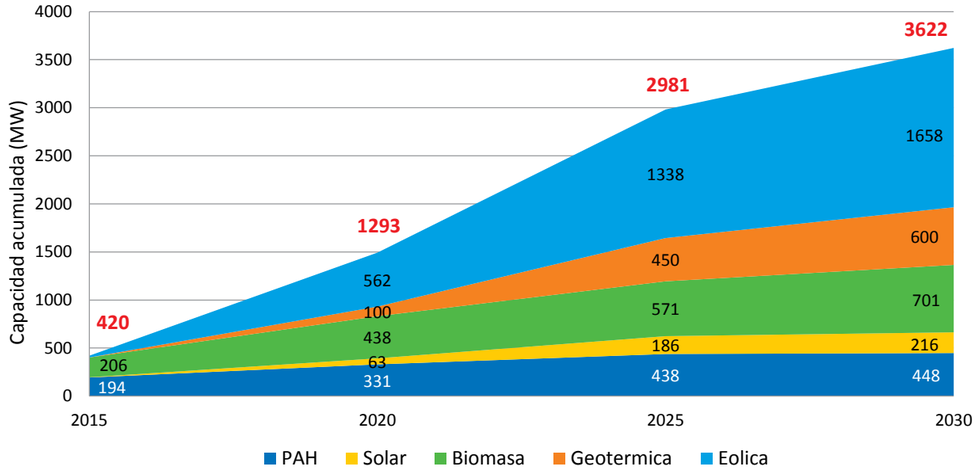


Figura 6.6. Capacidad acumulada con base en expectativas bajo el escenario 2.
Fuente: elaboración propia.

Nota: además de considerarse proyectos de generación eléctrica a partir de FNCER, también se recibieron respuestas para proyectos que suman hasta 950 TJ de aprovechamiento anual para usos térmicos a 2030, en el caso particular de este escenario 2.

6.5.4 Escenario 3. Prospectos más allá de la Ley 1715

A partir de los resultados del ejercicio de encuestas realizadas entre agentes, supuestos de condiciones más favorables a las definidas explícitamente por la Ley 1715 fueron formulados por algunos de los encuestados, siendo asociados estos con incrementos de un orden acumulado de 300 MW para 2030, lo cual no representa una cifra muy significativa. Sin embargo, tan leve incremento puede deberse en parte a que solo la mitad de los agentes que respondieron las encuestas contestaron particularmente a este escenario, y a que al tratarse de un escenario propositivo por parte de los agentes no era posible esperar resultados tan concretos como los que se obtuvieron para los dos primeros casos.

A continuación se presenta una síntesis de las ideas propuestas por los agentes a fin de lograr los 300 MW adicionales planteados.

- Bajo el escenario 3, algunos agentes propusieron que ante un incremento en las dificultades para el desarrollo de grandes proyectos hidroeléctricos e incertidumbre sobre la disponibilidad de gas natural para generación termoeléctrica fuese posible trabajar entre gobierno y agentes para sacar adelante un mayor número de proyectos con FNCER.
- En el caso de las obras de infraestructura necesarias para viabilizar proyectos de generación eólica en la Alta Guajira, los agentes propusieron que se les permita trabajar conjuntamente con el apoyo de la UPME para viabilizar la construcción de la línea de conexión requerida para poder transportar toda la energía generada al SIN.
- Se enfatizó en la pertinencia de la aplicación de los incentivos tributarios dispuestos por la Ley a tecnologías para el aprovechamiento de biogás de rellenos sanitarios, al igual que a tecnologías hoy en día disponibles para la producción de gas de síntesis -Syngas- usando combustibles como carbón y biomasas. De igual manera se subrayó la importancia de hacer los incentivos extensivos no solo a las inversiones en proyectos de generación eléctrica sino térmica a partir de FNCE.
- Se propuso la eliminación del requisito de licencia ambiental para centrales hidroeléctricas con capacidades menores a 20 MW para promover el fácil desarrollo de PCHs (ante lo cual cabe observar que sólo las plantas hidroeléctricas de capacidad menor a 10 MW –pequeños aprovechamientos hidroeléctricos– son considerados por Ley como FNCE y FNCER). Adicionalmente, debe tenerse en cuenta ahora que el Decreto 2041 de 2014 del MADS establece que solo requieren licencia aquellos proyectos energéticos con capacidad mayor a 10 MW, con excepción de aquellos que hacen uso del recurso hídrico, que requieren licencia aun para capacidades menores a los 10 MW por el uso de cuencas hidrográficas.
- También se mencionó que se esperaría se simplifiquen los procesos de aprobación por parte de la UPME para la construcción de líneas eléctricas y subestaciones para el caso de proyectos de pequeña escala o magnitud.
- Se supuso igualmente la eliminación del criterio técnico del Rendimiento eléctrico equivalente -REE- para viabilizar la venta de excedentes de energía por parte de plantas de cogeneración, y así viabilizar la utilización de ciclos de condensación con los que se puedan generar mayores excedentes de energía eléctrica para la venta, sin perderse la condición de cogenerador.
- El sector de la industria cogeneradora existente propuso igualmente conservar la regla del despacho centralizado bajo el concepto de unidad inflexible para el caso de cogeneración con excedentes provenientes de capacidades instaladas mayores a 20 MW.
- En lo que a la energía firme -ENFICC- de plantas de generación y cogeneración a partir de biomasa -COA- se refiere, se propuso que la asignación de obligaciones de energía firme -OEF- se realice a través de “subastas específicas” para este tipo de tecnología.
- Se propuso también que para plantas de capacidad instalada mayor a 20 MW que generen con FNCER (especialmente con biomasa) y puedan lograr la asignación de obligaciones de energía firme -OEF- se suprima el requisito regulatorio de la llamada ‘Garantía de potencia’ para poder vender la energía de excedentes por la modalidad de contratos de largo plazo.
- Finalmente, también se planteó el acceso a mecanismos de financiación especiales, recursos destinados a tal fin y a beneficios tributarios para aquellos proyectos que promuevan el aprovechamiento energético de residuos, en los casos en los que estos representen mayores costos que los de residuos convencionales como el bagazo de caña. Esto, valorando y con miras a obtener igualmente beneficios en materia de reducción de la huella de carbono y menor contaminación ambiental generada a partir del desplazamiento o sustitución en el uso de combustibles fósiles convencionales.

6.6 Elementos de la estrategia

Como se ha planteado anteriormente, los elementos establecidos por la Ley 1715 y las funciones allí asignadas a diferentes entidades, combinados con los nichos de mercado promisorios que se presentan en el capítulo 2, constituyen los fundamentos legales y circunstanciales que sustentan esta estrategia, que pretende asegurar el cumplimiento del objetivo de la Ley 1715 propiciando condiciones adecuadas para el desarrollo de las FNCER en Colombia. Parte de los elementos que a su vez constituyen esta estrategia deberán ser materializados a través del proceso de reglamentación de la Ley, mientras que otros deberán ser incorporados en la medida en que se realicen algunos estudios complementarios necesarios y se maduren ideas que acá se plantean para ser apropiadas y continuadas por las autoridades competentes.

Para definir y organizar tales elementos, se sigue el siguiente enfoque metodológico:

- Se identifican estrategias diferenciadas para el SIN y para las ZNI, teniendo en cuenta que dadas sus diferentes condiciones, es necesario establecer líneas de acción individuales, ajustadas a cada uno de estos contextos. Para el caso de otros usos energéticos no eléctricos de las FNCER, en el Anexo 1 se presenta una estrategia complementaria para los lectores que puedan estar interesados. Un elemento transversal que hace parte fundamental de estos tres frentes estratégicos de promoción de las FNCER lo constituyen los incentivos fiscales establecidos por la Ley 1715.
- Para el caso del SIN se identifican inicialmente estrategias transversales a todas las FNCER y posteriormente se formulan estrategias particulares a cada uno de los cuatro nichos de oportunidad por fuente o tecnología.

- Para cada estrategia se proponen líneas de acción, que representan actividades que deben ser adelantadas por una o varias entidades determinadas y que contribuyen al diseño, articulación y efectivo accionar de los instrumentos, y por ende al logro de los objetivos propuestos.
- Algunas de estas acciones se desprenden en forma directa de la Ley misma (ej.: líneas de acción relacionadas con la regulación del esquema de créditos para excedentes de autogeneradores a pequeña escala con FNCER), mientras que otras representan propuestas adicionales surgidas del análisis de las condiciones y barreras enfrentadas por cada nicho (ej.: la elaboración e implementación de un plan para el desarrollo de la energía eólica en La Guajira).

Para el caso de la integración de las FNCER al SIN, entendido este como el sistema compuesto por las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución, y las cargas eléctricas de los usuarios, a continuación se presentan las estrategias transversales a los cuatro nichos de oportunidad tecnológicos identificados en el capítulo 2, seguido de las estrategias complementarias específicas propuestas para lograr el desarrollo de cada uno de ellos.

6.6.1 Estrategias transversales para el SIN

La tabla 6.2 resume las estrategias y líneas de acción transversales propuestas para los diferentes nichos de oportunidad identificados para el SIN.

Tabla 6.2. Estrategias y líneas de acción transversales para el SIN.

Estrategias	Líneas de acción
Transversales	
1. Introducción de mecanismos de mercado y despacho para facilitar la participación y competencia de fuentes variables	Implementación de un mercado intradiario Articulación de mercados
2. Diseño y adopción de esquemas que faciliten el desarrollo de proyectos de pequeña escala con FNCER	Definición de procedimientos simplificados (conexión, operación y comercialización) Adopción de un esquema de medición neta
3. Aplicación de incentivos fiscales de renta, IVA, arancel y depreciación acelerada, para inversiones en proyectos con FNCE, conforme lo dispuesto por la Ley 1715	Procedimientos prácticos y accesibles Clara definición de requerimientos Procura de tiempos de respuesta razonables Evaluación de resultados en el tiempo

Fuente: elaboración propia.

Introducción de mecanismos de mercado y despacho para facilitar la participación y competencia de fuentes variables

Uno de los principales propósitos de la estrategia para el desarrollo de las FNCER en el SIN consiste en procurar condiciones propicias para la participación de la energía proveniente de estas fuentes en el mercado mayorista de energía y su consideración como recursos de carácter más aprovechable que despachable, especialmente en el caso de fuentes variables como la eólica y la solar. Con base en el análisis de posibles instrumentos para lograr tal objetivo, conforme las alternativas presentadas en el capítulo 4, para el caso colombiano se plantea la incorporación de un mercado intradiario que en adición al sistema de mercado diario manejado actualmente permita reflejar a través de ofertas horarias de energía la disponibilidad más real del recurso, evitando incurrir en fuertes desviaciones con repercusiones comerciales, y permitiendo un adecuado control del despacho del sistema. Por otro lado, el despacho prioritario contemplado como instrumento de garantía para la venta y el aprovechamiento de esta energía podría ser dispuesto, aunque no sería imprescindible, teniendo en cuenta que ante el bajo costo marginal de generación asociado con estas fuentes, las ofertas correspondientes no tendrían inconvenientes en ser despachadas por mérito, siempre que esos sean los costos reflejados en las mismas.

Implementación de un mercado intradiario

La introducción de un esquema de mercado intradiario representa cambios importantes que deben ser analizados en detalle y estudiados especialmente por el operador y el regulador del mercado (XM y CREG), a partir de lineamientos y señales impartidas por el MME. La propuesta que aquí se plantea consiste básicamente en migrar de la utilización exclusiva de una ventana de generación y un despacho programado de 24 horas, a ventanas mucho menores, que podrían ser horarias, facilitando así que los oferentes de energía variables como la eólica y la solar (e incluso plantas convencionales como las centrales hidroeléctricas tipo filo de agua) puedan modificar su disponibilidad y ajustar sus posiciones en el mercado con la flexibilidad exigida por la variabilidad del recurso. De esta manera, el margen de penalización por efecto de desviaciones se reduciría a un margen tolera-

ble en caso que tales penalizaciones se hicieran aplicables.

Dada la complejidad e implicaciones asociadas con un cambio de esta naturaleza, el desarrollo de un esquema de mercado intradiario tendría que ser impulsado desde el mismo MME e incorporado para estudio bajo la agenda regulatoria de la CREG, y podría constituir un tema para cuyo desarrollo se recibiera el apoyo por parte de entidades de cooperación multilateral como el BID con el financiamiento de estudios y diseños estructurados bajo un proyecto que podría tomar varios años de ejecución y en el que se requiere del concurso activo de XM. Entre tanto, teniendo en cuenta que el tema ya ha empezado a ser discutido a nivel nacional a través de foros y eventos, a continuación se presenta lo que podría ser la base para la incorporación de este tipo de esquema en el modelo del mercado eléctrico colombiano.

Como resultado de análisis realizados bajo este proyecto, en los que se contemplaron diferentes alternativas para la estructuración de un mercado intradiario con el fin de habilitar la participación de las fuentes variables, se plantea que una alternativa conveniente y recomendada para ser adoptada e integrada al mercado actual reuniría los siguientes elementos:

- En primera instancia se partiría del esquema actual de mercado, considerando las fuentes variables como tomadoras de precio, donde las plantas mayores a 20 MW serían consideradas de manera similar a como hoy en día son consideradas las plantas filo de agua, mientras que las plantas menores a 20 MW serían manejadas como plantas no despachadas centralmente.
- Adicionalmente, se incorporaría la actualización diaria por parte de los comercializadores y/o los operadores de red, de los pronósticos de demanda manejados por la Unidad de control de pronóstico -UCP-; pronósticos que deberían ser enviados al operador del mercado, XM, a más tardar a las 6 a. m. del día anterior.
- Así mismo, se regularía la opción para que los comercializadores oferten una curva de compra para la Demanda voluntaria interrumpible, lo cual contribuiría a la competencia en el mercado de corto plazo, regulándose que esta opción no sirviese solo como mecanismo de cubrimiento de riesgo de los generadores de su OEF.
- También se incluiría implementar para la asignación de la reserva de generación -AGC- la alternativa de cooptimización planteada en el documento CREG 080 de 2012 y reglamentar el mercado de regulación terciaria hoy suplido con las autorizaciones marcando las plantas como reguladoras.
- Considerando que la gestión de la demanda (planteado en la Ley 1715) es de gran importancia tanto desde el punto de vista económico como a raíz de la confiabilidad que a través de esta se puede lograr en la operación del sistema, este representa un factor importante en la integración de las FNCER al mercado, pudiendo reducir la incertidumbre a la operación y por tanto los márgenes de reserva elevados que se asocian con tal incertidumbre.
- Adicionalmente, con esta alternativa se daría la posibilidad a que los generadores tomadores de precio (filo de agua, eólicas, solares y plantas menores) actualicen su declaración de generación cada hora, cumpliendo con los tiempos establecidos para los redespachos, actualizaciones que serían tomadas por el CND (Centro Nacional de Despacho) para hacerlos efectivos. Con el fin de asegurar la validación de esta información, tendría que ser reglamentada como obligatoria la supervisión en tiempo real de la generación de las plantas tomadoras de precio, en adición a las variables necesarias para que el CND valide dichas declaraciones y solicite a los agentes las aclaraciones necesarias en caso de discrepancias.
- Finalmente, a fin de controlar el riesgo de variabilidad de la generación de las plantas tomadoras de precio bajo las condiciones anteriores, podrían penalizarse las desviaciones cuando estas fuesen superiores al 5%, ante lo cual el CND supervisaría la operación en tiempo real pero no validará la declaración.

Articulación de mercados

La introducción de un esquema de mercado intradiario requeriría adicionalmente contar con una óptima coordinación de los mercados, minimizando las posibilidades de abuso de poder que pueden generarse, resultando muy relevante el hecho de que el despacho diario se convierta en vinculante y que sea necesario reformular el despacho de ajustes, comúnmente denominado en Colombia como el mercado de reconciliaciones.

El mercado intradiario vendría así a complementar el mercado existente a través de una estructura de mercados que se compondría de la siguiente manera:

1. Mercado de servicios de RSF (Regulación secundaria de frecuencia)
2. Mercado diario
3. Mercado de restricciones
4. Mercado intradiario.

La secuencia de casación de estos mercados sería la indicada en la figura 6.7.

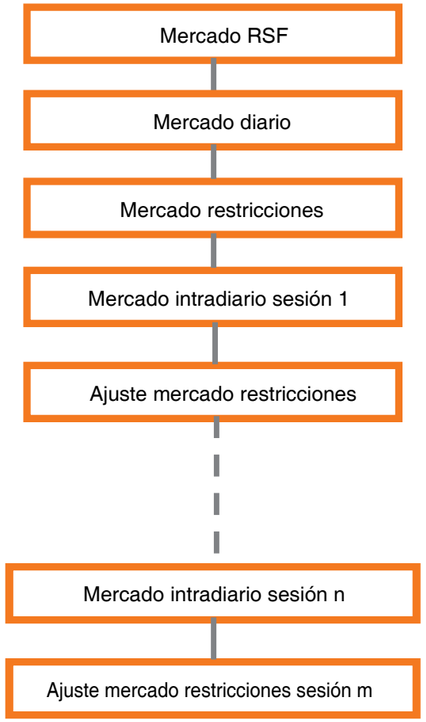


Figura 6.7. Secuencia de casación para esquema de mercado intradiario.
Fuente: elaboración propia.

Mercado del servicio complementario -RFS-

Este sería el primer mercado en ser casado y mantendría su mismo esquema actual. La diferencia a ser introducida consistiría en que el compromiso del mercado diario, más la asignación de la holgura para RSF (regulación secundaria de frecuencia) no podría ser mayor a su disponibilidad. Por tanto, este mercado sería el primero en ser casado para luego proceder con el mercado diario. Para evitar arbitraje entre este y el mercado diario, las ofertas serían iguales en precio. El modelo de casación sería el que actualmente se encuentra regulado para este servicio a través de la siguiente fórmula:

Sujeto a:

$$Min \sum_t \sum_i (Pof_{it} \times D_{AGC\,it}) + Par_{it}$$

$$R_{AGC\,t} \leq \sum D_{AGC\,it}$$

i: Indexa a los generadores
t: Indexa las horas del día
Pof: Precio de oferta
Par: Precio de arranque-parada
D_{AGC}: Disponibilidad para regulación secundaria de frecuencia
R_{AGC}: Reserva de regulación requerida.[7]

Mercado diario

El mercado diario del día anterior a la entrega física sería de una sola punta similar al despacho de hoy con pronósticos de demanda actualizados diariamente. Las ofertas de los generadores tendrían la misma regla de hoy, y por tanto la formación de precios también, con la diferencia que el resultado de la subasta diaria quedaría en firme tanto en precio como en cantidades. Este mercado tendría la misma formulación del actual despacho ideal pero se realizaría exante, es decir con la proyección de demanda y las ofertas de precio y las declaraciones de disponibilidad de los generadores. La casación se haría usando el siguiente modelo de optimización:

Sujeto a esta restricción

$$Min \sum_t \sum_i (Pof_i \; x \; Q_{it}) + \; Par_i$$

$$D_t \; \leq \sum_i Q_{it}$$

Donde
i: Indexa a los generadores
t: Indexa las horas del día
Q: Generación
Pof: Oferta de precio en la bolsa de energía
Par: Oferta de precio de arranque-parada de plantas térmicas que arrancan según el despacho ideal
D: Demanda.

Como resultado de lo anterior:

- Se obtienen los compromisos horarios de cada planta para el mercado diario.
- Se ordenan los compromisos de menor a mayor precio para cada una de las 24 horas.
- Se selecciona para cada hora el compromiso de mayor precio que haya sido asignado con un valor diferente de cero y que sea flexible (pueda cambiar su generación sin ninguna restricción técnica) para atender la demanda nacional. Este precio será el marginal horario del mercado diario.
- El precio ofertado por esta última planta será el MPO (máximo precio de oferta) nacional.
- A este último valor se le agrega el ΔI, que refleja los costos no recuperados de arranque y parada y los de las plantas inflexibles para obtener el precio de casación del mercado diario.

Mercado de restricciones

Este mercado correspondería, como lo es ahora, al mercado de ajustes para garantizar la viabilidad técnica de la programación de generación, lo mismo que la calidad y seguridad de la operación. El método de solución sería el equivalente al despacho programado, donde la alternativa consistiría en modificar la función objetivo por la minimización de los ajustes, que en la terminología colombiana serían las reconciliaciones. A continuación se presenta la posible función objetivo:

$$Min \sum_{i=1}^{24} \sum_{j=1}^{n} PR_{i,j}^{+} \Delta_{i,j}^{+} + PR_{i,j}^{-} \Delta_{i,j}^{-}$$

Donde

$PR_{i,j}^{+}$ = Precio de reconciliación positiva para el recurso *j*
$\Delta_{i,j}^{+}$ = Reconciliación positiva para la hora i del recurso *j*
$PR_{i,j}^{-}$ = Precio de reconciliación negativa para el recurso *j*
$\Delta_{i,j}^{-}$ = Reconciliación negativa para la hora i del recurso *j*

Resulta importante notar que las variables $\Delta_{i,j}^{+}$ y $\Delta_{i,j}^{-}$ son excluyentes dado que para un determinado recurso, en un determinado período, no pueden existir simultáneamente reconciliaciones positiva y negativa. Por tanto, tal condición necesita que sea formulada dentro del conjunto de restricciones.

Otras restricciones son las mismas del despacho programado. Simplemente, la generación programada del recurso *j* para la hora *i* va a ser igual al compromiso de producción del recurso *j* para la hora *i* resultante del mercado diario y del intradiario, más la reconciliación positiva menos la reconciliación negativa.

Mercado intradiario

El mercado intradiario en sí sería de *n* sesiones, permitiendo a los generadores que lo deseen cubrir los riesgos que impidan el cumplimiento de sus obligaciones adquiridas en el mercado diario, realizando ofertas de compra y venta de energía eléctrica para ajustar sus programas de producción a sus mejores previsiones de lo que van a necesitar en el tiempo real. Puesto que se trata de un mercado de ajustes, solo pueden participar aquellas unidades o plantas que previamente han participado en el mercado diario aun si la disponibilidad declarada haya sido cero. La principal diferencia estaría en que cada unidad o planta podría realizar ofertas tanto de generación como de adquisición. Así, un generador, mediante ofertas de adquisición o venta, conseguiría reducir o aumentar la energía comprometida en el mercado diario (si por ejemplo, tiene un problema técnico o cambia la predicción de viento). Otra particularidad estaría en que cada unidad podría realizar, para una determinada hora, múltiples ofertas.

El mecanismo de casación propuesto sería el ilustrado en la figura 6.8, bajo el que se obtendría el resultado de casar las curvas agregadas de compra y venta de manera similar a como lo hace el mercado intradiario español OMIE (EOI, SF). Bajo tal esquema solo se aceptarían ofertas simples.

Figura 6.8. Mecanismo de casación.
Fuente: tomado de EOI, sf.

7 Resolución CREG 051 de 2009.

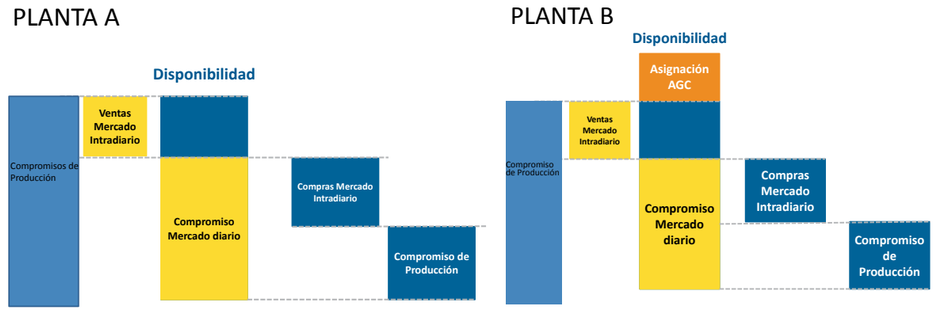


Figura 6.9. Generación de dos plantas en el mercado diario e intradiario.
Fuente: elaboración propia.

Es de notar que los mercados diario e intradiario serían mercados diferentes e independientes, en los cuales se alcanzarían unos compromisos de producción/adquisición para cada unidad a un precio de casación diferente. Con esto, desde el punto de vista de la generación, cada unidad tendría que generar en cada hora una cantidad de energía igual a la suma de las cantidades casadas en cada mercado (figura 6.9).

Esta generación resultante sería equivalente a la generación ideal actual con la diferencia que tendría dos precios de bolsa para su liquidación: el del mercado diario y el del intradiario, y sería la generación que se compara con las OEF (obligaciones de energía firme), siendo el precio que se tendría para chequear el cumplimiento de las obligaciones del mercado diario.

Diseño y adopción de esquemas que faciliten el desarrollo de proyectos de pequeña escala con FNCER

Dos herramientas o instrumentos fundamentales a ser implementados de manera transversal como mecanismos facilitadores para el desarrollo de proyectos de pequeña escala con FNCER, los representan el establecimiento de procedimientos simplificados ajustados a las características de escala de estos proyectos (en comparación con los requerimientos normalmente solicitados a grandes proyectos), y la implementación de un esquema de medición bidireccional adecuado aplicable en el caso de pequeños proyectos con FNCER.

De forma ilustrativa, la figura 6.10 presenta el espectro de agentes generadores en el rango de potencia menor a 20 MW, correspondiente a plantas menores (trama punteada en la gráfica), y los diferentes niveles de tensión del SIN a los que se conectarían. En primer lugar, se pueden clasificar los autogeneradores a pequeña escala -AGPE- correspondientes a usuarios regulados (en color amarillo) cuya demanda promedio de potencia (capacidad instalada) sea menor que 100 kW, y que podrían entregar excedentes de energía y acceder al esquema de créditos mencionado en la Ley 1715 en el caso de generar con FNCER; estos se conectarían normalmente a niveles I y II de tensión. Luego se tienen los AGPE correspondientes a usuarios no regulados (en color verde), cuya demanda promedio de potencia (capacidad instalada) debe ser mayor que 100 kW pero menor al límite máximo de autogeneración a pequeña escala que defina la UPME, y que igualmente podrían entregar excedentes, incluso bajo el esquema de créditos si producen con FNCER; los niveles de tensión a los que se conectarían este tipo de agentes serían normalmente I, II y III. Por otro lado están los

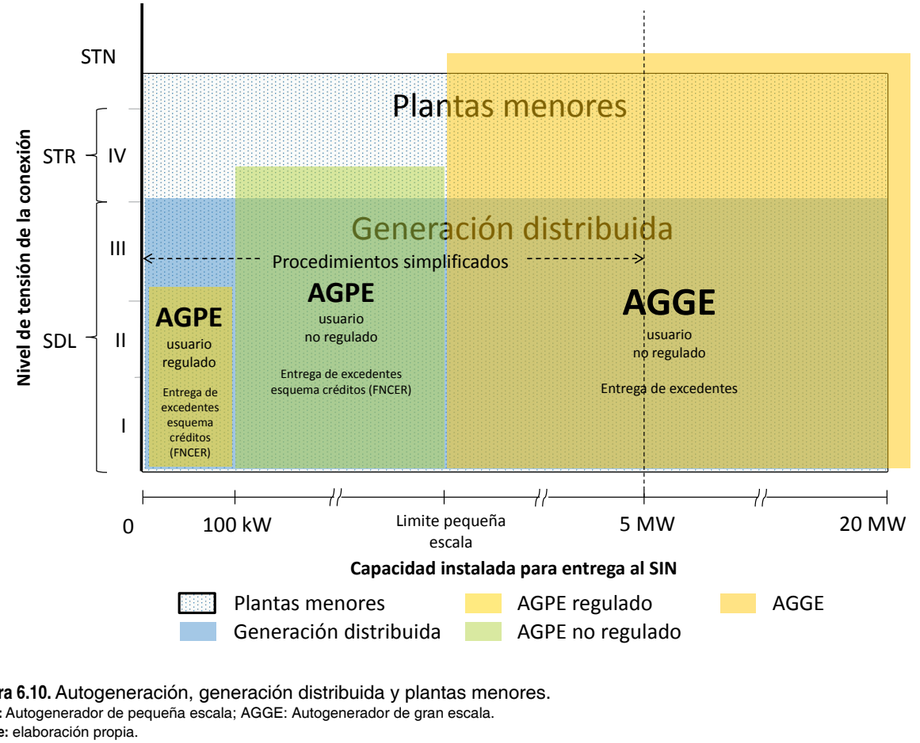


Figura 6.10. Autogeneración, generación distribuida y plantas menores.
AGPE: Autogenerador de pequeña escala; AGGE: Autogenerador de gran escala.
Fuente: elaboración propia.

autogeneradores a gran escala (en naranja), cuya capacidad instalada supera el límite que establezca la UPME y que podrán entregar excedentes de energía; se conectarían prácticamente a cualquier nivel de tensión, aunque normalmente utilizan los niveles II, III y IV. Es importante notar que los autogeneradores que tengan excedentes menores a 5 MW tendrán procedimientos simplificados establecidos por la CREG.

Otra categoría que debe hacer parte del análisis es la generación distribuida (en azul en la figura 6.10), definida en la Ley 1715 como la producción de energía eléctrica cerca de los centros de consumo, conectada a un Sistema de distribución local -SDL-, es decir, hasta nivel III de tensión, y cuya capacidad instalada estaría en función del sistema donde se va a conectar.

Definición de procedimientos simplificados (conexión, operación y comercialización)

Por una parte, a fin de cumplir con el propósito de facilitar la materialización de proyectos de autogeneración con excedentes equivalentes a capacidades menores de 5 MW (conforme lo dispuesto por el artículo 6(2)a de la Ley 1715), y a fin de promover no solo el desarrollo de proyectos de autogeneración, sino igualmente de cogeneración y generación que cuenten con capacidades máximas de entrega al sistema por debajo de tal límite, se propone hacer extensivos a todos los generadores distribuidos que cumplan con tal característica (ver figura 6.10), los procedimientos simplificados para la conexión, operación, respaldo y comercialización de su energía.

Para tales efectos, los procedimientos a ser definidos deberán asegurar el cumplimiento de requerimientos mínimos en términos de conexión y seguridad de los sistemas, ajustados a la escala de cada proyecto,[8] sin que sea necesario cursar todos los procesos existentes a 2014 para proyectos de conexión al SIN o a los STR. Adicionalmente, para efectos de facilitar la comercialización de la energía generada, se propone analizar la posibilidad de contar con esquemas contractuales estándar entre los operadores de red / comercializadores y los generadores distribuidos, pensando ante todo en aquellos productores de energía cuya principal actividad industrial o comercial no sea la generación de energía, y que a raíz de la disponibilidad de un recurso renovable derivado de su proceso, o presente en sus instalaciones, opten por desarrollar este tipo de proyectos.

Adicionalmente, para el caso de los generadores distribuidos, conforme lo establece el artículo 8(c) de la Ley 1715, se deberá determinar la manera más apropiada de cuantificar y valorar los beneficios que la inyección de su energía le aportará al sistema, a fin de que estos sean tenidos en cuenta en su remuneración. Para este caso, en línea con los instrumentos presentados en el capítulo 4, se podría cuantificar un incentivo por encima del precio de mercado, aplicable a toda la generación distribuida con FNCER, el cual debe ser determinado con base en el estudio de las pérdidas, capacidad de transmisión y distribución evitadas.[9]

Al mismo tiempo, a fin de evitar que los operadores de red representen un obstáculo al normal desarrollo de este tipo de proyectos, a través de la adopción de requisitos innecesarios y dispendiosos para los estudios de conexión o el requerimiento de componentes o infraestructura innecesarias para permitir el acceso de los pequeños autogeneradores, cogeneradores o generadores distribuidos a la red, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios deberá preestablecer sanciones a ser impuestas y velar por que este tipo de impedimentos no se tornen en prácticas comunes ejercidas por los operadores.

Adopción de un esquema de medición neta

Por otro lado, en lo que a la reglamentación de un esquema de medición bidireccional se refiere, teniendo en cuenta que la Ley 1715 establece que para el caso de los autogeneradores a pequeña escala que utilicen FNCER, los excedentes que entreguen a la red de distribución se reconocerán como créditos de energía según las normas que la CREG defina para tal fin, se recomienda establecer un esquema de medición neta que valore cada kWh de energía entregado a la red con un crédito equivalente al kWh consumido de la misma, de manera tal que toda la generación del autogenerador represente ahorros equiparables con la energía consumida o, en otras palabras, haciendo que la valoración de los créditos sea equivalente a la tarifa por kWh facturada al usuario. Conforme los resultados presentados en el capítulo 5 para la simulación de este tipo de esquema de remuneración con una tecnología de alto potencial de masificación como la solar FV, de entre los posibles esquemas de medición bidireccional a ser adoptados, este representa la manera más efectiva de proporcionar un tiempo de retorno de la inversión aceptable que permita que los usuarios que pagan las más altas tarifas de energía inviertan en este tipo de sistemas.

Alternativamente, se propone evaluar alternativas de valoración de los créditos que además del precio de bolsa incluyan los costos de transmisión evitados y el uso de los niveles superiores de tensión no utilizados en el SDL, lo mismo que las pérdidas asociadas, en el entendido de que estos no representarían ingresos al usuario productor, sino ahorros en dichos cargos, por cada kWh que entrega a la red y consume en un momento posterior.

Adicionalmente, teniendo en cuenta los elementos planteados en el capítulo 4 para el diseño de esquemas de medición bidireccional, las siguientes son recomendaciones que se propone sean consideradas por el regulador al momento de establecer un esquema tal para el caso de Colombia:

- En cuanto a la elegibilidad de usuarios que accederían al esquema de créditos, o no, teniendo en cuenta que la Ley 1715 prevé y diferencia los sistemas de pequeña escala de los sistemas de gran escala, se interpreta que un amplio espectro de usuarios en los sectores residencial, comercial, público, servicios e industria que desarrollen proyectos de pequeña escala podrían participar del esquema de medición bidireccional. Sin embargo, se recomienda hacer esto explícito dentro de los actos administrativos de reglamentación indicando que todas las clases de usuario serán elegibles. Una distinción que podría realizarse correspondería con la definición de usuarios regulados y no-regulados, para los cuales el esquema podría introducir cierta diferenciación (ej.: créditos a nivel de tarifa plena para usuarios regulados, y de precio de bolsa más transmisión, distribución y pérdidas evitadas para usuarios no-regulados).
- En relación con la elegibilidad de la tecnología, basado en el hecho que el Artículo 8b de la Ley 1715 establece que los autogeneradores de pequeña escala que usen FNCER son los elegibles para la medición bidireccional, y el Artículo 5(17) define como FNCER a la energía solar, la eólica, la geotérmica, la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos y los mares, se considera que esta definición es suficientemente amplia de manera consistente con las mejores prácticas internacionales, no siendo necesarias aclaraciones adicionales.
- Por otra parte, a fin de dar un trato equivalente a todas las empresas y/o operadores de sistemas de distribución, se recomienda hacer explícito dentro de la reglamentación del esquema que todas estas estarán obligadas por igual a recibir y acreditar los excedentes de energía provenientes de autogeneradores de pequeña escala que generen su energía a partir de FNCER.
- En cuanto al tema de límites agregados,[10] teniendo en cuenta que Colombia no tiene fuertes precedentes de autogeneración, se considera que inicialmente no sea necesario establecer tal tipo de límite ya que puede tomar tiempo para que el mercado se desarrolle y crezca.

8 Por ejemplo diferenciando escalas del estilo ≤5 MW, ≤1 MW y ≤100 kW, para no solicitar más de lo necesario en cada caso.
9 Conforme se presenta en el capítulo 4, y de acuerdo con la experiencia internacional, este incentivo por encima del precio de mercado podría llegar a estar en el orden de un par de centavos de USD/kWh, pero para su determinación se requiere contar con estudios y análisis técnicos detallados que valoren el caso específico colombiano.
10 Límites en capacidad total a ser conectada al sistema. Ej.: 500 MW, o 5% de la capacidad del SIN, por dar posibles ejemplos.

Sin embargo, al mismo tiempo, una política de autogeneración puede llegar a ser más viable políticamente si es inicialmente limitada. En este sentido, la experiencia internacional muestra que al igual que sucedió con los primeros esquemas de medición neta adoptados en los Estados Unidos, los límites relativamente bajos preestablecidos pueden ser eventualmente expandidos o removidos en la medida en que el mercado los va alcanzado. Si Colombia institucionaliza un límite para tales efectos, este podría manejarse como una meta u objetivo el cual una vez alcanzado podría automáticamente conducir a una revisión del esquema para determinar si debe ser expandido o ajustado.

- En lo que a límites del tamaño por sistema se refiere, aparte del límite de pequeña escala a ser definido por la UPME, se tiene que diferentes países han definido escalas de tamaño de acuerdo con diversos criterios, y en línea con los objetivos específicos de la política establecida, por lo cual se considera no existen claras "mejores prácticas" para tal efecto.[11] A partir de esto, para el caso de Colombia se propone no adoptar un límite superior muy restrictivo para los sistemas de pequeña escala, a fin de permitir que el mercado se desarrolle. A la fecha de publicación de este documento, la UPME está terminando de conducir análisis técnicos para la determinación de tal umbral.
- Por otra parte, con relación al término de renovación o traslado del saldo de los créditos generados de la inyección de excedentes a la red, se tiene que si bien un traslado indefinido del saldo del crédito sería consistente con las mejores prácticas internacionales, tal término podría corresponder de una manera más conservadora a un período de 12 meses como es el caso de la experiencia de México.
- Complementariamente, teniendo en cuenta que la Ley especifica que estos créditos pueden negociarse y ser vendidos a otras contrapartes (Artículo 8c), esto crea el potencial para innovaciones como las que se dan en algunas de las políticas de medición neta virtual o de "cercanías" en Estados Unidos, bajo las cuales los excesos de energía de un medidor pueden ser acreditados a otro medidor o lugar. Tal tipo de esquemas podría extender las oportunidades de inversiones en energía solar para quienes viven en arriendo, quienes no tienen techos adecuados para energía solar (por ejemplo debido a sombras, la orientación del techo, inestabilidad estructural, etc.), o para quienes por otras razones no pueden instalar sistemas solares en su propiedad. Para empezar con el desarrollo de tal esquema una alternativa para lograr mayor control consistiría en permitir la venta solo entre agentes o sistemas atendidos por un mismo operador de red, y que tengan algún tipo de vinculación económica entre sí.
- En relación al valor del crédito, teniendo en cuenta que la Ley establece en su Artículo 19(7) que se considerarán esquemas de medición para todas aquellas edificaciones oficiales o privadas, industrias, comercios y residencias que utilicen fuentes de generación solar, contemplando la posibilidad de la medición en doble vía (medición neta), de forma que se habilite un esquema de autogeneración para dichas instalaciones, como ya se propuso anteriormente, se asume que los excedentes podrán ser acreditados al nivel del precio minorista de la electricidad (tarifa al usuario), lo cual sería consistente con las mejores prácticas internacionales para conseguir el objetivo de apoyar el desarrollo de este tipo de sistemas con FNCER.

11 Un tema relacionado con esta definición de umbrales consiste en determinar cómo se asignan límites según el tamaño de los sistemas. Algunos países limitan el tamaño de los sistemas que pueden usar medición bidireccional basándose en la capacidad. Otros eligen diferenciar el tamaño basándose en la producción del mismo en un determinado tiempo (ej. en kilowatt-hora / año), mientras que algunos prefieren establecer medidas relativas, como por ejemplo la razón de la demanda local promedio con respecto a la capacidad del sistema. Por ejemplo, el estado de Arizona en Estados Unidos permite que los sistemas se dimensionen al 125% de la carga total conectada del usuario, mientras que en Colorado el límite del tamaño de los sistemas es 120% del consumo anual promedio (Barnes, et al, 2013). Por otra parte, la República de Seychelles limita los sistemas comerciales por encima de 10kW al 50% del consumo (MEE, 2014).

Aplicación de incentivos fiscales de renta, IVA, arancel y depreciación acelerada, para inversiones en proyectos con FNCE, conforme lo dispuesto por la Ley 1715

El conjunto tal vez más relevante de instrumentos dispuestos por la Ley 1715 y uno que aplica de manera transversal a las diferentes estrategias acá planteadas para fomentar el desarrollo de proyectos con FNCER, está conformado por los incentivos establecidos en el capítulo 3 de la Ley, *Incentivos a la inversión en proyectos de fuentes no convencionales de energía*, los cuales tienen el objeto de favorecer inversiones en este campo, sin distorsionar la operación del mercado. Los incentivos son cuatro que pueden ser resumidos así:

1. Reducción de renta, a ser interpretada como deducción, por un valor equivalente al 50% de la inversión, deducible anualmente hasta por 5 años, siempre y cuando la deducción no supere el 50% de la renta líquida del contribuyente.
2. Exclusión de IVA para equipos, elementos, maquinaria y servicios nacionales o importados que sean destinados a la preinversión e inversión y también para la medición y evaluación de los potenciales recursos.
3. Exención del pago de Derechos arancelarios de importación para maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados a labores de preinversión e inversión, que no sean producidos por la industria nacional.
4. Depreciación acelerada de activos aplicable a las maquinarias, equipos y obras civiles necesarias para la preinversión, inversión y operación de estos proyectos, con una tasa anual de depreciación no mayor a veinte por ciento (20%) como tasa global anual.

Si bien es cierto, los dos primeros incentivos cuentan con un precedente basado en la exclusión de IVA y deducción de renta reglamentadas por las resoluciones MME 180910 de 2010, MADS 186 y UPME 563 de 2012 para proyectos demostrativos con FNCE y medición de potenciales para estas fuentes, los incentivos de la Ley 1715 amplían representativamente el alcance de su aplicación al hacer estos beneficios extensivos no solo a proyectos demostrativos sino a cualquier tipo de proyecto comercial por ser desarrollado y al aumentar el margen de renta a ser deducido, en tanto que se complementan estos con dos nuevos incentivos como son la exención de aranceles y la posibilidad de depreciar aceleradamente los activos del proyecto.

Por otra parte, vale la pena mencionar que a estos incentivos se suman los dispuestos por la Ley 788 de 2002, la cual establece bajo su artículo 18 que son rentas exentas las generadas por la venta de energía eléctrica generada con base en los recursos eólicos, biomasa o residuos agrícolas, realizada únicamente por las empresas generadoras, por un término de quince (15) años, siempre que se cumplan dos requisitos, que son tramitar, obtener y vender certificados de emisión de bióxido de carbono, de acuerdo con los términos del Protocolo de Kyoto, y que al menos el cincuenta por ciento (50%) de los recursos obtenidos por la venta de dichos certificados sean invertidos en obras de beneficio social en la región donde opera el generador.

De esta manera, a 2014 Colombia se suma a un conjunto de más de 90 países (REN21, 2014) que

han adoptado exenciones de impuestos y aranceles para vencer la barrera de los altos costos de inversión enfrentada por las energías renovables a nivel mundial, y propiciar inversiones que en un futuro arrojen beneficios que superen los costos incurridos como se obtiene de los análisis costo-beneficio presentados en el capítulo 5. Sin embargo, como lo muestran los resultados allí obtenidos, en la mayoría de los casos tales incentivos no resultan suficientes para lograr la viabilidad económica de los proyectos, ante lo cual se hace necesario complementar estos con instrumentos y acciones adicionales como se ha comentado anteriormente.

Teniendo esto en cuenta, a fin de lograr una efectiva aplicación de los incentivos dispuestos por la Ley 1715 como elemento fundamental pero no único de las estrategias acá planteadas, a continuación se presentan una serie de recomendaciones que parten de la identificación de temas fundamentales para la práctica, eficiente y efectiva implementación de estos beneficios:

Procedimientos prácticos y accesibles

Partiendo de la base de los 4 nichos tecnológicos de oportunidad trabajados, resulta necesario reconocer que el desarrollo de proyectos con FNCER puede ser diferente al de proyectos convencionales, y que este dependerá de la tecnología y la escala trabajados, teniéndose por ejemplo que mientras que pequeño sistema solar FV puede ser instalado en un par de días y un parque solar fotovoltaico de mediana escala puede tardar varios meses en ser construido, un parque eólico puede tardar más de 1 año en ser desarrollado y una central geotérmica puede tomarse del orden de 5 a 7 años. Por lo tanto, el tiempo de ejecución de los procedimientos para aplicar y acceder a los incentivos para la realización de este tipo de proyectos deberá integrarse con los tiempos reales de ejecución de cada tipo de proyecto o, de otra forma serán incentivos que no pueden ser aplicados de manera oportuna.

Adicionalmente, vale la pena observar que en términos generales, todo proyecto puede ser dividido en una serie de fases, y dependiendo del agente involucrado, estas pueden ser diferentes, en el sentido en que por ejemplo la entidad financiadora manejará un menor número de fases que las del desarrollador o las del agente regulador como se ilustra en la figura 6.11, tomada de una guía para desarrollo de proyectos renovables de escala mayor a 10 MW en áreas de injerencia federal en los Estados Unidos (FEMP, 2012).

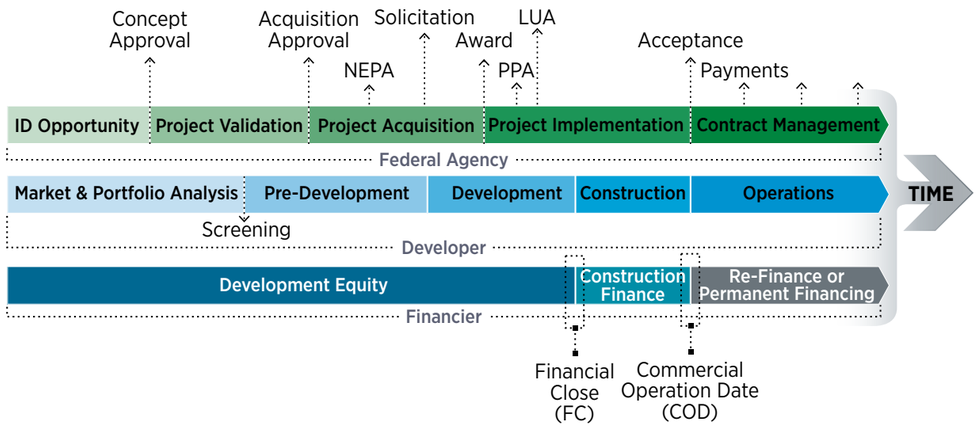


Figura 6.11. Etapas de desarrollo de un proyecto.
Fuente: FEMP, 2012.

Un punto importante en este sentido consiste entonces en que los procedimientos que se establezcan deberán fijar tiempos que puedan ser integrados en la línea de tiempo de planeación de los proyectos de manera que los incentivos no se conviertan en un cuello de botella para su adecuado desarrollo.

Ahora bien, aun cuando dependiendo de la tecnología usada en cada proyecto los tiempos de ejecución y las características pueden ser diferentes, a fin de simplificar los procedimientos de acceso a estos incentivos, se propone que la reglamentación establezca un procedimiento único, sin importar el tipo de tecnología implementada.

Se propone que el procedimiento general y único sea articulado y concertado entre las diferentes entidades intervinientes con el objeto de reducir los tiempos y la burocracia que pudieran acarrear trámites desarticulados. De igual manera se propone que cada proyecto sea inscrito una sola vez por la duración del mismo (aun desde la etapa de preinversión), teniéndose la posibilidad y flexibilidad de realizar diferentes solicitudes anexas en la medida en que el proyecto va avanzando en cada una de sus etapas, y que el curso de estas solicitudes se dé conforme a la política antitrámites del Gobierno Nacional.

De resultar posible, sería ideal que las solicitudes a tramitarse pudiesen ser manejadas a través de una plataforma de internet unificada (estilo ventanilla única, que dada su complejidad requeriría de un tiempo prudente y recursos para su desarrollo) a través de la cual fuese posible diligenciar los respectivos formatos (formatos similares a los que hoy en día existen para aplicar a los incentivos del PROURE) y remitirlos de manera electrónica y automática a las entidades responsables del registro, evaluación, tramite y expedición de los respectivos conceptos y certificaciones.

Clara definición de requerimientos

El procedimiento deberá ser claro y transparente para el usuario, y deberá especificar la información referente a la documentación y soportes que el solicitante deberá allegar con la solicitud. A su vez, este procedimiento deberá permitir al potencial beneficiario iniciar el trámite de la solicitud antes de realizar la compra, importación o contratación de las máquinas, los elementos, equipos o servicios, asociados al proyecto.

Para efectos de documentar y llevar un control de los proyectos objeto de los incentivos, el potencial beneficiario deberá proporcionar alguna información de caracterización de cada proyecto presenta-

do, incluyendo características técnicas y económicas que deberán responder a instrucciones claras y concisas indicadas a través de un formulario de registro.

Conforme la escala del proyecto (ej.: proyecto de escala residencial de un usuario, o multifamiliar o comercial/industrial o proyectos de mediana y gran escala de autogeneración, cogeneración o generación), los requerimientos de información y documentos de soporte solicitados podrán ser diferentes.

Para los proyectos que sean objeto de incentivos se podría requerir que sean registrados en el SGIC-FNCER, con el ánimo de conformar una base de datos con parte de la información suministrada, que dé transparencia a los proyectos que de alguna manera están siendo promovidos por el Estado, y la cual facilite su seguimiento en la medida en que los usuarios puedan solicitar la actualización de su status y reportar novedades, dándole visibilidad a lo que de alguna manera serán los efectos de la Ley 1715.

El sistema de registro deberá entonces permitir diferenciar condiciones básicas como lo son por ejemplo, si se trata de un proyecto de generación eléctrica, térmica o combinada, si está conectado al SIN, o se ubica en ZNI, o si se trata de un sistema en el área del SIN pero no interconectado, etc. En otras palabras, los formularios ya existentes para el registro de proyectos en el SGIC-FNCER servirían de base para reunir la información que debe ser solicitada al usuario al momento de diligenciar su solicitud.

Para garantizar un mínimo grado de calidad en maquinaria, equipos, materiales e insumos relacionados con proyectos de FNCE que apliquen a los incentivos, se deberá exigir que estos cumplan con los estándares mínimos de calidad, acorde con determinaciones que podrían ser estipuladas dentro de la reglamentación técnica emitida por la UPME. De esta manera se busca evitar el fomento a la instalación de equipos de mala calidad que no cumplan su tiempo de vida esperado o que puedan atentar contra la seguridad, la calidad o la confiabilidad del sistema, incluidos los usuarios.

Por otra parte, la aplicación de la exclusión de IVA a servicios podría estar condicionada igualmente a la aplicación de alguna certificación técnica como la que en la actualidad existe bajo el RETIE, garantizando que las instalaciones y desarrollos a ser promovidos sean realizados por parte de personal idóneo y capacitado para la prestación de tales servicios.

Entre los requisitos anteriormente planteados, también podría considerarse la necesidad de presentar un plan de disposición final para el caso de algunos equipos como pueden ser las baterías, paneles y otros elementos que el MADS pueda considerar requieren de tal efecto.

Procura de tiempos de respuesta razonables

Es deseable que los tiempos de respuesta sean lo más breves posible, considerando a la vez que habrá casos en los que los proyectos puedan requerir de chequeos o verificaciones de acuerdo con su escala o condiciones particulares. Teniendo en cuenta que los proyectos de menor duración corresponden a la instalación de sistemas solar FV de pequeña escala, estos podrían ser tomados como el caso más crítico en términos de tales tiempos, y se esperaría que no excedieran el orden de un par de meses.

Para esto, debe estimarse el número de solicitudes y órdenes de montos de las solicitudes a ser recibidas para asignar recursos para su procesamiento. En este sentido, se debe tener en cuenta que la administración, trámite y certificación de los incentivos podrán representarle costos administrativos al MME, el MADS, la ANLA, la UPME (según lo determine la reglamentación), ante lo cual podría considerarse la asignación de un costo de aplicación, destinado a cubrir parte de tales gastos. En tal caso, dicho costo podría ser diferenciado con base en la escala del proyecto (ej.: según sea un proyecto de un par de kW, decenas, cientos o del orden de MW).

Plan de revaluación o senda de desmonte

Un punto de relevancia en el esquema para la aplicación de los incentivos establecidos por la Ley 1715 consiste en la necesidad de monitorear la evolución de proyectos en respuesta a estos incentivos, y definir umbrales agregados a nivel de costo fiscal, capacidades instaladas o fechas, a partir de las cuales se determine evaluar los resultados obtenidos hasta ese momento y con base en ellos tomar determinaciones para ampliar, restringir, mantener o eliminar su aplicación futura, para nuevos proyectos.

Por otra parte, resulta recomendable establecer cierta articulación con los incentivos existentes a 2014 para el caso de proyectos demostrativos con FNCER y medición de potenciales (o reevaluar la aplicabilidad de los mismos) a fin de informar al público sobre su complementariedad o diferencias. De igual manera, valdría la pena hacer esto con los incentivos de innovación de Colciencias y realizar algún tipo de cartilla y campaña informativa que dé a conocer a posibles inversionistas y al público en general el objeto de cada uno de estos incentivos y la manera de aplicar a ellos. En el caso de los incentivos existentes en términos de eficiencia energética podría hacerse lo mismo, teniendo en cuenta por ejemplo el caso de usos de biomasa para cogeneración en la industria, en el que se combinan el uso de FNCER con el uso eficiente de la energía.

6.6.2 Estrategia para energía eólica

La tabla 6.3 presenta la estrategia propuesta para promover la integración y el desarrollo del nicho de oportunidad de la energía eólica a través de proyectos a gran escala interconectados al SIN.

Formulación y adopción del Plan integral

Teniendo en cuenta que la principal barrera identificada en la actualidad para el desarrollo de proyec-

Tabla 6.3. Estrategia y líneas de acción la energía eólica en el SIN.

Estrategias	Líneas de acción
Energía eólica	
Estructuración de un Plan integral para el aprovechamiento del potencial eólico de La Guajira en el mediano y largo plazo, sumado a la evaluación de alternativas costo-efectivas para el financiamiento de la infraestructura de interconexión necesaria para llevar esta energía al SIN. Lo anterior, complementado con las estrategias transversales 1 y 2.	Formulación y adopción del Plan integral
	Incorporación de línea de interconexión en próximo plan de expansión
	Valoración de la complementariedad con el recurso hídrico
	Incorporación del mercado intradiario
	Administración de información sobre el recurso eólico
	Adopción de requerimientos técnicos

Fuente: elaboración propia.

tos eólicos en La Guajira subyace en la complejidad socioeconómica de la región, la cual cuenta con la presencia de múltiples comunidades indígenas y una situación que representa grandes retos para el Gobierno Nacional en materia de satisfacción de las necesidades básicas de buena parte de su población y la generación de oportunidades para un desarrollo sostenible, se propone como columna vertebral de una estrategia para sacar adelante estos proyectos, la estructuración de un Plan integral para el aprovechamiento del potencial eólico de La Guajira, que vincule y comprometa a las comunidades indígenas, las autoridades nacionales, regionales y locales, y las empresas prestadoras de servicios públicos, entre otros, para viabilizar la adecuada realización de las consultas previas, la obtención de las debidas licencias ambientales y el aseguramiento de beneficios sociales para la comunidad (especialmente para los sectores más desfavorecidos).

Este plan debe formular entre sus objetivos no solo el aprovechamiento del recurso eólico allí concentrado como un fin, sino como un medio para promover el desarrollo económico de la región, la construcción de infraestructura y la generación de bienestar, educación, capacitación y empleo. Para esto, se propone que el MME y el DNP sometan a consideración este tema para que el plan sea eventualmente formulado por la entidad que estos acuerden o deleguen, y con el concurso de otras instituciones como son el MADS, el Ministerio del Interior, el Ministerio de Educación, el SENA y otras entidades adscritas, las cuales podrán desempeñar un rol facilitador en el desarrollo o implementación de dicho plan.

Finalmente, el trabajo que ha realizado la UPME para la estructuración del Plan de energización rural sostenible -PERS- en el departamento de La Guajira debería ser tenido en cuenta en el desarrollo del plan integral mencionado.

Incorporación de línea de interconexión en próximo plan de expansión

El plan integral anteriormente propuesto se plantea contenga una visión de mediano y largo plazo, siendo posible que paralelamente se adelanten otras acciones dirigidas a avanzar en la materialización de los primeros proyectos eólicos comerciales que diferentes agentes tienen proyectado construir en la región. De esta manera, se propone que, como ya lo viene analizando progresivamente la UPME desde los dos últimos planes de expansión, en un próximo plan se incorpore el trazado de una línea de alta tensión que conecte al SIN una estación colectora dispuesta con base en la ubicación de los proyectos que a ese momento se encuentren inscritos ante la UPME y que cuenten con sus respectivos estudios de conexión. Como es de esperarse, la determinación del trazado óptimo de la línea sería definido a través de la ponderación de los beneficios aportados por cada proyecto, con el objetivo de maximizar la relación beneficio-costo obtenida de la inversión del sistema (de los usuarios) en esta línea que sería considerada un activo de uso. Conforme lo muestran los resultados presentados en el capítulo 5, en relación con la viabilidad financiera de grandes proyectos en las áreas de más alto potencial en la Alta Guajira, el costo de la línea de interconexión representa un factor crítico para el cierre financiero de cualquier proyecto particular por grande que este sea (ej.: 400 MW). Luego, a partir de la construcción de una línea tal, se obtendría que las inversiones en grandes proyectos se hicieran viables, dejando en manos de los desarrolladores la construcción de otra infraestructura, como serían las líneas de conexión hasta la estación colectora y la adecuación de algunas vías de acceso que serían requeridas para el transporte de equipos y materiales de construcción, entre otros. Estas inversiones públicas y privadas redundarían en los beneficios que se generarían tanto para el sistema como para la sociedad en general, conforme los resultados obtenidos de los estudios de COWI y Carbon Trust realizados en el marco de este proyecto[12]. La reciente emisión de la resolución 40029 de 2015 del MME, y especificamente su artículo 2, representan un muy relevante avance en esta dirección.

Valoración de la complementariedad con el recurso hídrico

Por otra parte, en lo que al tema de la complementariedad entre los recursos eólico e hídrico se refiere y su valoración a través de la ENFICC, esta estrategia propone que la CREG evalúe la viabilidad y el beneficio de admitir un margen de complementariedad entre determinadas plantas de generación eólica e hidráulica a través de este mecanismo de remuneración. El estudio de análisis de impacto de la integración de generación eólica en Colombia, realizado por COWI en el marco de este mismo proyecto, aborda este aspecto, arrojando resultados que deben servir como base para análisis más específicos a ser logrados conforme se pueda disponer de información de diversas fuentes (agentes) que pueda ser procesada para tal fin, y que permita que las autoridades competentes, como son en este caso el MME y la CREG, adopten una determinación debidamente sustentada al respecto.

Entre tanto, conforme se mencionó anteriormente en el capítulo 4, la valoración de este factor ha de

12 Ambos estudios pueden ser consultados como parte de los archivos electrónicos que acompañan este documento.

permitir lograr una expansión de generación más eficiente, en la que se propicie mayor competencia en las subastas entre plantas hidroeléctricas, térmicas y eólicas. Para lograr esto, se propone revisar el horizonte de cálculo de la ENFICC para plantas que utilicen fuentes con este carácter complementario frente al recurso hídrico, y se plantean dos alternativas posibles para tal valoración: una que podría ser estacional (verano e invierno), bajo la cual cada planta nueva tendría dos ENFICC, y la otra mensual, donde cada planta tendría doce ENFICC, una para cada mes del año. Lo anterior conllevaría a que mientras que en la primera alternativa se realizarían dos subastas cada vez que se requiera, una para verano y otra para invierno, en la segunda alternativa se realizarían doce subastas correspondientes una a cada mes del año, todas con horizontes de asignación de hasta 20 años. Entre tanto, la metodología de cálculo de la ENFICC sería igual a la establecida hoy en la Resolución CREG 071, solamente cambiando su horizonte y estas subastas podrían realizarse simultáneamente para que los oferentes pudiesen así coordinar sus ofertas y optimizar sus expectativas.[13]

Incorporación del mercado intradiario

Por otra parte, las acciones propuestas bajo la estrategia transversal 1 cobran especial importancia para el caso del aprovechamiento del recurso eólico y su adecuada integración y participación en el mercado mayorista de energía, para lo cual se proyecta que para el año 2019, año en el que se espera pudiesen estar entrando en operación los primeros proyectos eólicos a ser desarrollados en la Alta Guajira, fuese posible incorporar las funcionalidades descritas del mercado intradiario.

Administración de información sobre recurso eólico

Teniendo en cuenta el mismo carácter variable de la fuente eólica, y considerando la importancia que el manejo de la información de este recurso representa tanto para desarrollar la prefactibilidad individual de cada proyecto, como para el planeamiento integral para el aprovechamiento e integración de proyectos al Sistema energético nacional (elemento importante incorporado en el Plan Integral propuesto), a continuación se plantea una propuesta para el manejo y la administración de información de velocidades de viento, considerada como herramienta estratégica para el desarrollo de este nicho de oportunidad. La implementación de una propuesta de este tipo también permitiría realizar los análisis descritos anteriormente para efectos de valorar la complementariedad del recurso eólico frente al recurso hídrico y facilitar la incorporación de tal valoración a través del mecanismo de ENFICC.

Para esto, la UPME, como institución encargada del planeamiento energético del país, podría ser la entidad a cargo de recolectar o agregar y procesar la información histórica de velocidad de vientos a diferentes alturas y en diferentes zonas geográficas del país con resolución de minutos y agregados horarios, diarios, semanales y mensuales. Si bien esta información podría ser obtenida directamente por la UPME o a través de terceros, se debería establecer la obligatoriedad legal de los agentes privados que recolecten información para promover proyectos de generación eólica, de compartirla con la UPME bajo determinados acuerdos de confidencialidad comercial, de acuerdo a las características que esta entidad o el MME reglamenten. Así mismo, como requisitos de registro de todo proyecto eólico ante la UPME, debiera solicitarse el suministro de información histórica medida o generada a través de estudios estadísticos o metodologías avaladas por la UPME.

Por su parte, el CND se encargaría de supervisar la generación de los parques eólicos a partir de ciertos tamaños, y para ejercer tal supervisión se recomendaría que la CREG reglamentara la obligatoriedad de un monitoreo en tiempo real, que además de las velocidades de viento incluyera la potencia activa y reactiva, voltajes y posición de los dispositivos lógicos, lo mismo que otras variables meteorológicas con resolución de minutos o incluso segundos, a fin de que el CND fuese creando una base de datos histórica que pudiese ser usada para realizar los pronósticos de generación, y para que la UPME complementase y mejorase la información histórica disponible. En todo caso, el agente eólico tendría que ser el responsable de la instalación, operación y mantenimiento de los equipos de medida necesarios a instalar en los parques eólicos.

En esta misma línea, teniendo en cuenta lo anterior, y que la realización de buenos pronósticos de la generación con estas fuentes variables resulta fundamental tanto para el planeamiento operativo como para la operación en tiempo real del sistema, con el fin de garantizar la calidad, confiabilidad y seguridad de tal operación en el corto, mediano y largo plazo, se deberían tomar acciones en procura de la calidad y alta confiabilidad de tal información, como son las siguientes:

- En primer lugar, la UPME podría ampliar sus capacidades y herramientas tecnológicas para hacer pronósticos con horizontes mensuales, proyectando la generaciones con plantas eólicas (y eventualmente solares) para los estudios de planeamiento de la expansión.
- El CND por su parte requeriría adquirir el conocimiento y las herramientas tecnológicas necesarias para realizar pronósticos de la generación de parques eólicos y plantas solares con una resolución de minutos, horas, días, semanas y meses para ser usados en el despacho, redespacho y en los estudios de planeamiento operativo de mediano y largo plazo.
- La CREG tendría en tal caso que regular que los pronósticos de demanda se hagan diariamente y no semanalmente como está reglamentado hoy en día.
- Por otra parte, el CND tendría que mejorar la metodología para la asignación de la holgura para la regulación secundaria, teniendo en cuenta la incertidumbre adicional que introducen las fuentes variables, buscando minimizar el incremento de la reserva a causa de las plantas de tal naturaleza. Incluso podría definir como objetivo que el incremento de la reserva fuese cero, logrando errores de los pronósticos de la demanda y de la generación de la plantas variables inferiores al 3%.

13 Mayor detalle respecto a esta propuesta puede ser consultado en el informe de Integración de fuentes de energía no convencionales renovables (Corredor, 2014) que se incluye como parte de los archivos electrónicos que acompañan este documento.

Adopción de requerimientos técnicos

Por otra parte, en lo que respecta al tema de especificaciones y normatividad técnica como un asunto relevante, considerado dentro de las barreras enfrentadas en el caso de la energía eólica, como parte de las acciones a ser acometidas para facilitar el desarrollo de los proyectos eólicos planteados a futuro, se propone la producción de un anexo al código de redes que contenga las normas técnicas, operativas y de calidad a ser aplicadas a todo sistema de generación eléctrica eólica interconectado al SIN, tal y como lo tiene por ejemplo Paraguay (CND Paraguay, 2012). Algunos de los factores más importantes a ser tenidos en cuenta dentro de tal anexo serían los siguientes:

Requerimientos de voltaje: las plantas eólicas y las solares no deben sufrir desconexión por causa de los huecos de tensión asociados con fallas correctamente despejadas que se puedan presentar en el sistema eléctrico. Después de despejada la falla y hasta 500 ms, la planta deberá seguir conectada al sistema hasta alcanzar una tensión de operación de 0,80 p.u en 500 ms y se deberá mantener aún la tensión hasta llegar a 0,85 p.u en forma permanente. No se debe permitir el disparo en los bordes de la curva azul, pero si la tensión en el punto de conexión fuese inferior, la planta eólica o la solar se podrían desconectar, tal como se muestra en la figura 6.12.

Requerimientos de frecuencia: entre 59,4 y 60,2 Hz el generador eólico debe permanecer conectado y funcionar continuamente. En el rango de 58,5 a 61,5 Hz debe permanecer conectado por lo menos 15 min y con una generación entre 60 y 100% de la nominal, para un valor de entre 57,5 y 58,5 Hz y entre 61,5 y 62 Hz por lo menos 20 s. Para los valores superiores a 62 Hz e inferiores a 57,5 Hz se debe permitir la desconexión automática de la planta, tal como se muestra en la figura 6.13.

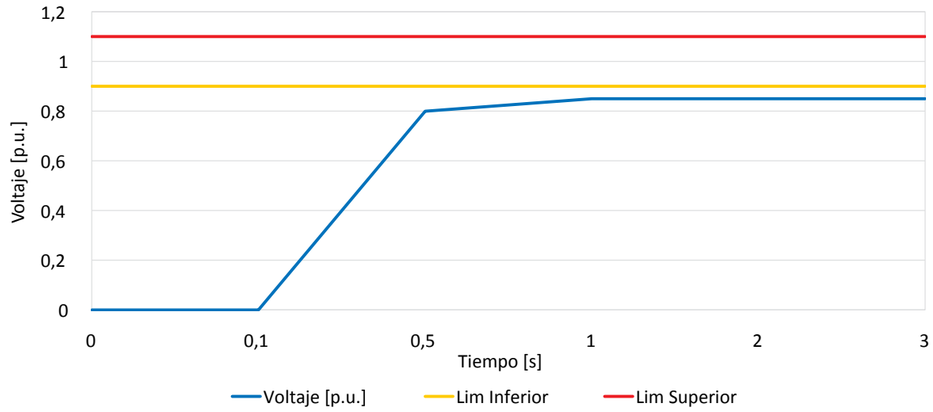


Figura 6.12. Característica de voltaje propuesta.
Fuente: elaboración propia.

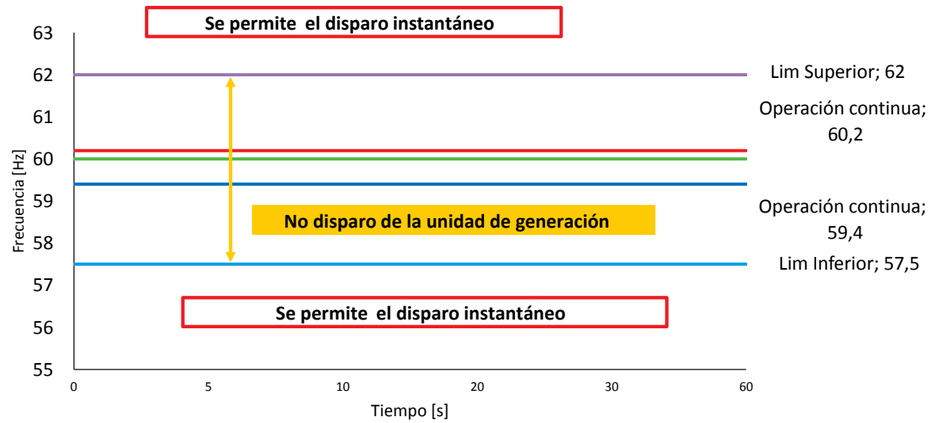


Figura 6.13. Requerimientos de frecuencia propuestos.
Fuente: elaboración propia.

Regulación de frecuencia: debe ser obligatorio para las plantas eólicas participar en la regulación primaria de frecuencia, ya sea mediante contratos o con equipos que le permitan prestar este servicio de forma adecuada de acuerdo a las exigencias de la reglamentación vigente.

Para mayor detalle a este respecto, se puede consultar el informe completo elaborado en esta materia (Corredor, 2014), el cual se incluye entre los archivos electrónicos que acompañan este documento.

6.6.3 Estrategias para energía solar FV

La tabla 6.4 presenta la estrategia propuesta para la promoción de la integración masiva de sistemas solar FV junto con las principales líneas de acción a ser desarrolladas en su ejecución.

Tabla 6.4. Estrategias y líneas de acción para la solar FV en el SIN.

Estrategias	Líneas de acción
Energía solar FV	
Disposición de un esquema de medición bidireccional que logre una valoración adecuada de los créditos de energía excedente de sistemas de autogeneración a pequeña escala con tecnología solar FV. Esto, sumado a la disposición de procedimientos y requerimientos de conexión que, cuidando la seguridad del sistema, no impidan el fácil acceso de los usuarios a entregar sus excedentes a la red, lo mismo que procedimientos de fácil acceso a los incentivos de Ley y la promoción de esta tecnología a través de acciones ejemplarizantes desde el Gobierno Nacional y entidades públicas	Adopción de esquema de medición neta
	Facilidades de conexión para sistemas solar FV
	Acceso a incentivos tributarios de la Ley 1715
	Adopción de mínimos estándares de calidad en los sistemas a ser promocionados.
	Garantía de calidad y políticas de incentivos de energía renovables
	Programas ejemplarizantes
	Consideración de programas en vivienda de interés social o vivienda prioritaria

Fuente: elaboración propia.

Adopción de esquema de medición neta

Con el fin de promover el aprovechamiento del recurso solar disponible a lo largo y ancho del territorio nacional, en lo que a sistemas conectados al SIN se refiere, se propone adoptar una estrategia dirigida al desarrollo de sistemas de autogeneración de pequeña escala, nicho en el que los costos nivelados de electricidad que pueden ser logrados hoy en día con la tecnología fotovoltaica pueden competir con las tarifas pagadas por los usuarios, especialmente en los sectores residencial y comercial. Como puntos fundamentales para lograr tal desarrollo deben considerarse las estrategias transversales 2 y 3 anteriormente planteadas para el SIN, dando especial atención a la definición de un esquema de medición neta que incentive la instalación de este tipo de sistemas.

Según los resultados presentados en el capítulo 5, los análisis financieros de sistemas de pequeña escala para aplicaciones residenciales en el caso de la tecnología solar SF, arrojan que los indicadores más aceptables para que este tipo de usuario invierta en tales sistemas son obtenidos bajo el esquema de medición neta en el que los excedentes entregados a la red son reconocidos a la misma tarifa de la energía consumida.

En este sentido, la energía que es inyectada a la red de distribución por un autogenerador de pequeña escala y es consumida por otro usuario conectado a la misma red, es pagada por el usuario consumidor al precio que el operador de red le factura incluyendo todos los cargos del sistema. Entre tanto, el operador que recibe dicha remuneración, no tiene que comprar esa energía en bolsa o en contratos, no requiere pagar peajes de transmisión por la misma, teniendo solo que cubrir algo de los costos de la infraestructura para llevar esa energía del usuario autogenerador al usuario consumidor, a la vez que reduce su costo de pérdidas. Complementariamente, si el operador valora otros beneficios representados por este esquema, como son la prolongación en la vida útil de sus activos, sumado a beneficios operacionales como son la provisión de potencia reactiva y control de voltaje en sus redes, se tiene que este podría obtener un beneficio neto aun cuando toda la tarifa recibida del usuario que consumió el excedente lo traspase al usuario productor en forma de un crédito de energía.

Por ende, la adopción de un esquema de medición neta podría llevar a beneficios tanto para el usuario (en términos de ahorros en el largo plazo) como para el operador de red, en términos de beneficios a su sistema. Sin embargo, de otra parte, como lo muestra la experiencia internacional comentada en el capítulo 4, no puede ignorarse el hecho de que la promoción a la masificación de este tipo de sistemas puede crear cierta preocupación entre los agentes del sector eléctrico, al tiempo que el incremento en el número y capacidades de la autogeneración instalada puede llegar a demandar eventuales mejoras en las redes de distribución, lo cual podría acarrear costos adicionales a los consumidores de energía (o para los mismos agentes, dependiendo de cómo sea repartido ese costo). Sin embargo, el potencial de desarrollo de estos sistemas y las proyecciones realizadas a este respecto (ver Anexo 2) indican que la magnitud y el efecto esperado de este tipo de sistemas es relativamente bajo en términos de la energía que en un eventual momento pudiera estar ingresando al sistema, y en el caso de los agentes existen maneras, como se planteó en el capítulo 4, de reducir su riesgo financiero si con el tiempo este pudiese hacerse notable.

Colombia puede entonces promocionar el desarrollo de la energía solar FV, principalmente a través de una estrategia de mediano plazo para la autogeneración, la cual está dada por la Ley 1715, que permite migrar de un escenario en el que se restringía el concepto de los prosumidores,[14] a un escenario que habilita dicha figura a través tanto del esquema de medición bidireccional y créditos a ser dispuestos, como de los incentivos fiscales establecidos para este tipo de inversiones. Ante esto, cabe resaltar también que el mercado de prosumidores necesitará crecer lo suficiente antes de que Colombia tenga que hacer frente a amenazas a los agentes existentes, por lo cual se cuenta con tiempo para impulsar este mercado y ganar experiencia en él mientras que se contemplan posibles futuras direcciones a seguir.

Adicionalmente, cabe notar igualmente que si bien las llamadas estrategias de transición (mencionadas en el capítulo 4), en materia de este concepto de los prosumidores, aún no son una necesidad para Colombia, pensando en el largo plazo el país debe vigilar los procesos de transición que se van dando en otros países y considerar la conveniencia

cia de realizar cambios regulatorios enmarcados en una revisión más profunda que abarque tendencias emergentes de los prosumidores junto con temas relacionados como son la respuesta de la demanda, la eficiencia energética, el almacenamiento y la utilización de vehículos eléctricos, entre otros.

Por el momento, la estrategia propuesta consiste entonces en desarrollar un adecuado esquema de créditos (conforme los criterios establecidos bajo la estrategia transversal 3) que cumpla con el propósito de habilitar y fomentar el aprovechamiento del recurso solar en proyectos de pequeña escala como son los que pueden ser desarrollados en urbanizaciones, edificaciones privadas y oficiales, y en especial por la iniciativa de agentes privados en los sectores residencial, comercial e industrial. En adición a las iniciativas que puedan surgir desde las autoridades locales o actores privados dispersos, podrían ser los mismos operadores de red quienes lideren programas para la instalación de estos sistemas, utilizando modalidades como las del *leasing* o *renting*, u otros esquema comerciales, que permitiesen tanto al usuario como al operador de red gozar de los beneficios directos ofrecidos por la generación distribuida a partir de una fuentes gratuita y renovable como la solar.

Facilidades de conexión para sistemas solar FV

Complementariamente, conforme lo establecido por la estrategia transversal 2 para el SIN, una condición de suma importancia a ser tenida en cuenta para permitir el desarrollo de estos sistemas de pequeña escala que han de conectarse en múltiples puntos de la red, está en la disposición de procedimientos simplificados de conexión y acceso a la entrega de excedentes que deben iniciar por evitar el establecimiento de requisitos innecesarios por parte de los operadores de red. Por esto mismo, la importancia y el impacto que la participación de los mismos operadores podría tener sobre el desarrollo de esta estrategia.

Acceso a incentivos tributarios de la Ley 1715

Así mismo, la estrategia propuesta considera necesario disponer de mecanismos para permitir el fácil acceso a los instrumentos fiscales dispuestos por la Ley 1715 para incentivar el desarrollo de este tipo de proyectos, en especial en lo referente a los incentivos de exclusión de IVA y exención de arancel sobre los equipos, materiales, maquinaria y servicios o insumos que cumplan con los requisitos establecidos para tal fin. Esto, sin dejar de lado los instrumentos de deducción de renta y depreciación acelerada que aunque en principio podrían favorecer más a empresas y personas jurídicas, en la mayoría de los casos también puedrán beneficiar a personas naturales obligadas a declarar renta, que instalen un sistema solar FV en sus techos.

Adopción de mínimos estándares de calidad en los sistemas a ser promocionados

Otro aspecto importante a ser tenido en cuenta para el caso de la masificación de una tecnología como la solar FV, radica en la calidad que en términos de rendimiento, seguridad y confiabilidad pueden ofrecer distintos productos disponibles en el mercado internacional, siendo alta la probabilidad de encontrar equipos de baja calidad a un menor costo que el de productos estándar que son los que pueden sostener un mercado exitoso. Por tanto, en relación con este aspecto que puede desempeñar un papel crítico en el éxito o el fracaso del mercado, se propone se adopten mínimos estándares o normas de calidad internacionales como requisito de acceso a los incentivos dispuestos por la Ley 1715, aplicables especialmente a componentes como son los paneles, inversores y medidores que conforman un sistema solar FV típico. En adición a la adopción de tales normas, resulta conveniente considerar procesos de certificación o sistemas de etiquetado (ver cuadro de texto 6.1) para establecer un mecanismo de verificación adecuado que no incremente los costos de manera notable, pero sí permita ejercer un efectivo control sobre los equipos que son objeto del incentivo.

Cuadro de texto 6.1. Sobre normas, certificaciones y etiquetado como herramientas para procurar el sano crecimiento del mercado de la solar FV.

En cualquier industria, las normas pueden desempeñar un papel importante en la mejora de la calidad, la seguridad y el rendimiento de los productos, y a su vez en aumentar la confianza del consumidor. Aunque las normas pueden brindar beneficios claros, la falta de armonización internacional generalmente hace que los países y gobiernos adopten cada cual sus propios esquemas para su aplicación y cumplimiento. Además, la aplicación de normas plantea varios desafíos potenciales, como pueden ser la supresión de la innovación y el aumento de los costos para los consumidores. Sin embargo, ante el rápido crecimiento y la evolución del mercado de las energías renovables, las normas son de especial importancia en este campo ante la constante aparición de nuevos productores, nuevas tecnologías, diseños y aplicaciones, a fin de contar con umbrales mínimos con los que esos productos deben cumplir. Por lo tanto, las tres herramientas que se presentan a continuación juegan un papel importante en la estrategia propuesta para la integración de las FNCER, y en especial en el caso del nicho de oportunidad de la energía solar FV:

1. Normas: las normas son directrices, patrones y especificaciones técnicas que surgen del consenso dentro de una industria y proporcionan directrices para la fabricación o el uso de un producto. Estas pueden ser desarrolladas bien sea por un ente internacional, nacional, regional, o por organizaciones como la Organización Internacional de Normalización –ISO– o la Comisión Electrotécnica Internacional –IEC–. Por lo general, las normas son voluntarias y pueden servir para proporcionar un umbral mínimo en el rendimiento, la calidad, la seguridad u otras métricas de un producto (IRENA, 2013).

En el continente americano hay varios organismos regionales que se esfuerzan por crear normas armonizadas para la región. Estas incluyen la Comisión Panamericana de Normas Técnicas –COPANT–, de la cual Colombia es miembro activo, y su Comité técnico-CT152 para Eficiencia energética y energías renovables. También está la Asociación Mercosur de Normalización, que se encarga de gestionar la normalización voluntaria de estándares dentro del Mercosur, que sin embargo no incluye a Colombia (IRENA, 2013). En Suramérica, estos y otros organismos pueden ayudar a crear un mercado más regional, promover las mejores prácticas y facilitar el comercio regional y el desarrollo económico.

En Colombia, aun cuando algunas normas internacionales en materia de sistemas solar FV (principalmente normas para realización de ensayos IEC 60904-1, 60068-1-11, 60721-2-1 y 1215) han sido incorporadas por las normas nacionales NTC (NTC 5512, 2883 y 5464) (CIDET, 2012), no se cuenta por el momento con esquemas de certificación y reconocimiento de normas técnicas como las IEC 61215, 61646 y 61730,[15] que cubran el aseguramiento de aspectos de calidad, rendimiento, durabilidad y seguridad para evitar que productos que no cumplan con estos mínimos estándares sean comercializados a nivel nacional. Por tanto, en este aspecto, se recomendaría adoptar bajo normas NTC los estándares mencionados y cualquier otro que un comité de expertos pueda considerar necesario u oportuno (ej.; IEC 1547 para inversores, IEC 61427 o 60896 para baterías, IEC

15 La norma IEC 61215 trata aspectos de diseño y tipo de módulos de silicio cristalino, incluyendo pruebas de duración, mientras que la IEC 61646 cubre los mismos aspectos para paneles de película delgada (thin film), y la IEC 61730 corresponde con aspectos de seguridad de estos módulos.

Continuación del Cuadro de texto 6.1.

62509 para controladores de carga, etc.) para su adopción como posible criterio para el acceso por parte de estos elementos a los incentivos de IVA y arancel dispuestos en la Ley 1715.

2. Certificaciones: las certificaciones son realizadas y aprobadas por organizaciones independientes y consisten de la expedición de certificados otorgados a las empresas cuando sus productos o servicios cumplen con una determinada norma. Las organizaciones autorizadas para emitir normas, tales como ISO, no se involucran en el proceso de certificación como tal (ISO, 2014). Además de la certificación de productos, servicios profesionales como los de la instalación de sistemas solar FV a menudo suelen requerir ser certificados por organismos de la industria con el fin de participar en un mercado en particular. De manera similar a como sucede con la certificación de productos, la certificación profesional demuestra la capacidad y la experiencia del prestador de servicios y asegura un cierto nivel de calidad, conforme lo pueda certificar una entidad independiente debidamente acreditada.

En los Estados Unidos, por ejemplo, el Centro de Energía Solar de la Florida –FSEC– que fue creado en 1976, es el responsable de la certificación de todo equipo solar vendido en la Florida, ante lo cual, cualquier fabricante que desee vender equipos de energía solar en esa jurisdicción debe ser certificado por tal entidad (DSIRE, 2013). Otro ejemplo a nivel internacional lo constituye el Consejo norteamericano de profesionales certificados de energía –NABCEP– como uno de los programas de certificación más reconocidos para profesionales solares, teniéndose que varios estados requieren de tal certificación con el fin de tener acceso al mercado. De manera similar a NABCEP, existe la Asociación de Industrias en Energía Sostenible para las Islas del Pacífico –SEIAPI–, compuesta por trece naciones insulares del Pacífico, que ha desarrollado programas de certificación para todos los instaladores de sistemas de energía renovables que operan dentro de sus países miembros (IRENA, 2013). Los enfoques regionales como SEIAPI pueden servir para distribuir los costos, compartir las mejores prácticas y crear un mercado regional de productos o industrias específicas.

En este sentido en Colombia, el ICONTEC como organismo de certificación podría adoptar programas de certificación no solo para productos que cumplan con las normas anteriormente planteadas, sino también para el caso de servicios de instalación de sistemas solar FV, los cuales podrían en tal caso hacer meritoria la exclusión de IVA establecida por la Ley 1715, solo para aquellos servicios cuya calidad en la instalación del sistema se encuentre debidamente certificada.

3. Etiquetado: los esquemas de etiquetado son utilizados para demostrar que un producto ha cumplido con un determinado conjunto de normas y que dicho cumplimiento ha sido verificado por un tercero. Mientras que la certificación es un medio del vendedor para comunicarse con el comprador, las etiquetas se utilizan para extender esa comunicación al usuario final. La etiqueta debe estar respaldada por un sistema de certificación responsable, transparente y de confianza con el fin de resultar eficaz y fomentar la confianza de los consumidores. Las etiquetas también pueden ser propiedad de la entidad certificadora (Dankers, et al, 2003).

Los esquemas de etiquetado pueden ser liderados por la industria o facilitados por un órgano del gobierno o una comisión reguladora. Por ejemplo, en los Estados Unidos, el Departamento de Energía y la Agencia de Protección Ambiental administran el programa de etiquetado ENERGY STAR que

Continuación del Cuadro de texto 6.1.

aplica para electrodomésticos y otros productos. El programa ha tenido un gran crecimiento en las últimas dos décadas y ha creado nuevos segmentos de mercado e innovaciones (EPA, 2012). Las etiquetas como ENERGY STAR pueden servir como una herramienta útil para las empresas y los consumidores en la medida en que a través de estas los fabricantes pueden comunicar el rendimiento y los beneficios de su producto en particular, y los consumidores pueden tomar decisiones más informadas al momento de elegir la marca de un producto. De lograrse implementar un sistema de etiquetado capaz de construir reconocimiento de marcas y desarrollar una sólida reputación como lo ha hecho el ENERGY STAR, la respuesta en el crecimiento del mercado podría ser muy positiva.

Si se utilizan estas herramientas de manera armonizada, las normas, la certificación y el etiquetado pueden servir para establecer puntos de referencia útiles y directrices para los fabricantes y las empresas, proporcionar procesos de verificación independientes, responsables, y estimular el mercado a través de la construcción de la confianza del consumidor.

Garantía de calidad y políticas de incentivos de energía renovables

Teniendo en cuenta las herramientas presentadas anteriormente (cuadro de texto 6.1), los gobiernos nacionales y locales pueden desempeñar un papel relevante en promover el uso y adopción de normas, certificaciones y sistemas de etiquetado a través de la política y la normatividad implementadas, pudiéndose contemplar diferentes opciones como lo son:

- La exigencia de un rendimiento obligatorio, sumado a requisitos de calidad y de seguridad, a nivel municipal, regional o nacional.
- La aplicación de incentivos financieros en forma de exclusiones, reembolsos o créditos fiscales vinculados a la compra y el uso de productos que cumplen con ciertos estándares, certificaciones, o requisitos de etiquetado.
- La exigencia de utilizar solo los servicios de aquellos debidamente certificados para la instalación de sistemas de energía renovable como la solar FV, siempre que estos vayan a ser interconectados a la red.

En el primer caso, adoptar una política nacional en este sentido puede ser la manera de establecer un umbral mínimo de requerimientos y garantizar que todos los productos que entren en el mercado al menos cumplan con tales requisitos básicos, a fin de construir confianza en el consumidor y estimular la demanda. Un ejemplo de una política obligatoria nacional lo provee el Ministerio de Energía, Industria y Minas de Uruguay, que recientemente aprobó las Especificaciones Técnicas Uruguayas –ETUs–, las cuales establecen los requisitos para todas las instalaciones de energía solar térmica registradas en edificios públicos y empresas locales. Los requisitos incluyen las especificaciones del producto, la prohibición de determinados materiales y los requisitos del sistema (Epp, 2014).

En el caso de la aplicación de los incentivos financieros sujeta al cumplimiento de mínimos estándares, ejemplos como los de Estados Unidos en donde se establece que los sistemas solar térmicos para calentamiento de agua solo son elegibles para un Crédito por inversión –CCI– si se encuentran certificados por la Solar Rating & Certification Corporation, o específicamente en el estado de Nueva York donde se ofrecen incentivos en efectivo solo para los instaladores de energía solar fotovoltaica que están certificados por NABCEP u organizaciones similares (Autoridad del Estado de Nueva

York en Investigación y Desarrollo de la Energía, 2014), establecen precedentes de lo que puede ser adoptado en el caso colombiano. Por ende, al encontrarse Colombia en la etapa temprana de desarrollo de sus políticas en materia de la implementación de tecnologías de energía renovable y la generación de un mercado como el de la tecnología solar FV, la adopción de este tipo de mecanismos debe contribuir al fomento de un mercado exitoso. Sin embargo, también se debe ser consciente de la necesidad de equilibrar la introducción de normas y procedimientos de certificación u otros requisitos con los costos que esto implica para los consumidores y por ende de la necesidad de permitir alguna flexibilidad en el sentido en el que el cumplimiento de determinados estándares no se convierta en una barrera para el desarrollo del mercado (ej.: considerar varias normas alternativas, entre las cuales cualquiera pudiera ser aceptada para efectos de la obtención del incentivo).

Programas ejemplarizantes

Un componente adicional de la estrategia propuesta para el desarrollo de sistemas solar FV distribuidos, interconectados al SIN, corresponde a la promoción ejemplarizante que entidades públicas pueden realizar a través de la instalación de estos sistemas en sus oficinas, y el establecimiento de criterios prácticos que puedan ser difundidos entre la comunidad haciendo caso del artículo 8(e) de la Ley 1715 que establece que “la UPME realizará programas de divulgación masiva cuyo objetivo sea informar al público en general sobre los requisitos, procedimientos y beneficios de la implementación de soluciones de autogeneración a pequeña escala”. Tales actividades podrían comprender la producción de una cartilla con consejos prácticos para la determinación de locaciones y características adecuadas para la instalación de estos sistemas, cálculos o fórmulas para la determinación de los ahorros a ser logrados conforme lo establezca el esquema de créditos por reglamentarse, procedimientos para acceder a dicho esquema y recomendaciones de buenas prácticas o aspectos importantes de seguridad y procedimientos que deben ser tenidos en cuenta, entre otros.

Consideración de programas en vivienda de interés social o vivienda prioritaria

Al mismo tiempo, se deberán analizar posibilidades y propuestas para la implementación de este tipo de sistemas en viviendas de interés social y de interés prioritario, siempre que estos puedan representar ahorros en materia de los subsidios a la energía eléctrica en el largo plazo, actuando en línea con lo establecido por el artículo 7(4) de la Ley 1715 que establece que “el Gobierno Nacional considerará la viabilidad de desarrollar la energía solar como fuente de autogeneración para los estratos 1, 2 y 3 como alternativa al subsidio existente para el consumo de electricidad de estos usuarios”. Así mismo, para la financiación de este tipo de proyectos podrá analizarse la viabilidad de destinar algunos de los recursos del FENOGE para tal fin.

6.6.4 Estrategias para la biomasa

La tabla 6.5 presenta la descripción de la estrategia propuesta para el aprovechamiento de potenciales en el uso de biomasa para generación térmica y eléctrica con énfasis en la industria.

Tabla 6.5. Estrategias y líneas de acción para el aprovechamiento energético de la biomasa.

Estrategias	Líneas de acción
Cogeneración con biomasa	
Desarrollo de mecanismos dispuestos por la Ley 1715 para el aprovechamiento energético de biomasas, combinado con la procura de facilidades financieras para el desarrollo de este tipo de proyectos, con énfasis en industrias del sector agropecuario con potenciales para este efecto (posible línea de apoyo del FENOGE). Lo anterior, acompañado de la armonización y diferenciación de las figuras de cogenerador, autogenerador, generador y productor marginal, sumado al acceso a incentivos a la inversión y facilidades de conexión, en línea con las estrategias transversales 2 y 3	Coordinación interinstitucional (política integral sobre el uso de la biomasa)
	Líneas de crédito o programas de financiación y priorización de proyectos
	Revisión / reconsideración de la exigencia de un mínimo REE para la cogeneración
	Armonización y diferenciación de las figuras del cogenerador, autogenerador, generador y productor marginal
	Acceso a incentivos y procedimientos simplificados de conexión

Fuente: elaboración propia.

Coordinación interinstitucional (política integral sobre el uso de la biomasa)

En lo que a la utilización de la biomasa para fines energéticos se refiere, se tienen antecedentes de política nacional como en el caso del documento CONPES 2750 de 1994 (“Política Nacional Ambiental - salto social hacia el desarrollo humano sostenible”) en el que se indica que la adopción de una política de producción limpia como una acción para el mejoramiento ambiental, estará dirigida, entre otros, a “fomentar el uso de energéticos más limpios… y al fomento de fuentes no convencionales como… la leña procedente de bosques dendroenergéticos… siempre y cuando sean viables económica y ambientalmente”. Al mismo tiempo, tal documento establece que “para el control de la deforestación se promoverá la sustitución de la leña por combustibles como el gas natural, briquetas de carbón y otras energías no convencionales”, ejemplo que ilustra la necesidad de promover vías para el aprovechamiento sostenible del recurso bioenergético, a la vez que se eviten y erradiquen las vías irresponsables de su explotación, considerando siempre la viabilidad económica y ambiental de las soluciones o estrategias propuestas.

Por su parte, la Ley 1715 de 2014 establece en sus artículos 15 a 18 importantes bases para lo que podrá ser parte de una política de aprovechamiento integral de las biomasas, que comprenda el aprovechamiento energético entre otros posibles usos. El artículo 15 establece la obligatoriedad de la utilización de subproductos y residuos de las masas forestales en zonas de silvicultura, y establece igualmente que el gobierno, junto con las corporaciones autónomas, dictará disposiciones para establecer un mecanismo de fomento de planes plurianuales que incorporen la aplicación energética de los prodcutos, subproductos o residuos de la biomasa.

El artículo 16, por su parte, presenta brevemente el tema de repoblaciones forestales energéticas (con fines única y exclusivamente energéticos), ante las cuales el gobierno, nuevamente junto con las corporaciones autónomas, deberá dictar disposiciones para establecer instrumentos de fomento al desarrollo de tales repoblaciones.

Complementariamente, el artículo 17 plantea el tema de la biomasa agrícola, estableciendo que el

gobierno y las corporaciones autónomas establecerán planes de actuación para fomentar el aprovechamiento energético de la misma, evitando su abandono, quema o vertimiento.

Posteriormente, en lo que al tema particular de residuos se refiere, la Ley se pronuncia en su artículo 18 haciendo referencia a todo residuo sólido que no sea susceptible de reutilización y reciclaje, y luego tratando sobre los residuos de biomasa tanto en su fracción biodegradable como en su fracción combustible. En este orden de ideas, se faculta al MADS, en colaboración con las corporaciones autónomas, para determinar algunas tipologías de residuos de interés energético, y a establecer reglamentariamente un mecanismo que asigne responsabilidades a los sujetos o agentes obligados a facilitar ese aprovechamiento energético y que a la vez permita la supervisión del cumplimiento de tal obligación, la certificación del energético y la definición de un régimen de pagos compensatorios.

En línea con lo anterior, la Ley también faculta al MME para reglamentar normas técnicas con parámetros de calidad para estos energéticos (combustibles) provenientes de residuos, pidiendo se tengan en cuenta directrices comunitarias (que se podrían entender como criterios de sostenibilidad social). También se pide se tengan en cuenta dentro de la reglamentación: categorías, calidades y ámbitos de aplicabilidad de estos energéticos, así como sistemas de control que permitan asegurar y certificar su calidad. Por último, en materia del tema de residuos, la Ley involucra al MADS, el Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural –MADR– y el Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio –MVCT– como responsables para desarrollar una estrategia conjunta para la valoración y utilización de estos energéticos.

A partir de estos mandatos, planes y responsabilidades establecidos por la Ley, se debe tener en cuenta que la estrategia de fomento para el aprovechamiento de la biomasa como una FNCER, debe incorporar la adecuada ejecución e integración de estas disposiciones a través de la coordinación entre las diferentes entidades invocadas, bajo el liderazgo del MADS y con el concurso del MADR, el MME, el DNP, el MVCT y sus entidades adscritas. Para esto, se propone la conformación de una mesa de trabajo interinstitucional entre las anteriores entidades con el objetivo de desarrollar una política integral para el uso de biomasas, la cual contemple tanto sus usos como alimento, forraje, abono, materia prima de procesos industriales, etc., como sus usos energéticos bien sea en forma tradicional de leña, como biocombustibles (entendidos en este caso como combustibles líquidos de origen vegetal o animal, para uso en el sector transporte) o como otros energéticos modernos de composición sólida o gaseosa para su uso térmico o termoeléctrico. Lo anterior, enmarcado bajo una visión de aprovechamiento de los recursos naturales agrícolas y agropecuarios con los que cuenta el país, con el objetivo de procurar su bienestar social, económico y ambiental, haciendo especial énfasis en el desarrollo del campo que es en donde se concentra el recurso biomásico.

Líneas de crédito o programas de financiación y priorización de proyectos

Por otra parte, teniendo en cuenta las altas inversiones asociadas con el desarrollo de proyectos de cogeneración o autogeneración a partir de biomasas, las cuales pueden ascender al orden de varios millones de dólares (USD) para proyectos de un par de MW de capacidad instalada, y las oportunidades de potencial con las que cuentan ciertos sectores de la agroindustria, se plantea la necesidad y conveniencia de implementar líneas de crédito o programas especiales de financiamiento que ofrezcan bajas tasas de interés subsidiadas por el gobierno, las cuales estarían justificadas no solo en los beneficios ambientales y energéticos a ser obtenidos del desarrollo de este tipo de proyectos, sino ante todo en los beneficios sociales que pudieran ser probados por los mismos en materia de generación de empleo e ingresos en el sector rural. Este tipo de líneas o programas de financiamiento podrían apoyarse tanto en fondos del gobierno y organizaciones público privadas como pueden ser Findeter, Finagro o Bancoldex, sumado a fondos provenientes de la cooperación multilateral, contándose con la oportunidad de canalizar estos recursos a través de un fondo como el FENOGE, creado por la Ley 1715 y en proceso actual de ser reglamentado.

En línea con lo anterior, cabe mencionar a modo de paréntesis, como en un ejercicio de determinación de proyecciones de penetración de la biomasa como combustible alternativo en la canasta energética industrial (Anexo 3), se consideraron escenarios contemplando criterios de decisión basados en el costo de inversión asociado y en el costo nivelado de la energía producida a lo largo de 20 años, obteniéndose que en el caso en el que fuese el costo nivelado de energía el factor determinante en la toma de decisión (si el costo de capital no resulta ser el factor más relevante), los incrementos en el margen de penetración a 2030 serían 3,5 veces mayores que los obtenidos cuando es el costo de la inversión el factor determinante.

Ahora bien, la priorización que se realizaría para canalizar los recursos a ser dispuestos bajo este tipo de esquemas de financiamiento especial debe tener en cuenta tanto los beneficios sociales como el desarrollo económico rural a ser logrados a partir del aprovechamiento de recursos inutilizados o con bajo costo de oportunidad, como los potenciales energéticos de los que se dispone especialmente en materia de residuos derivados de la biomasa, de acuerdo con el conocimiento general que se plantea en el capítulo 2 de este documento.

En tal orden de ideas, deben reconocerse principalmente los potenciales concentrados en recursos como son los residuos sólidos y efluentes producidos en los procesos de extracción del aceite de palma (en departamentos como Meta, Santander, Nariño, Cesar, Magdalena y algunos otros), la cascarilla de arroz como desecho de molinos arroceros (especialmente en los departamentos del Tolima, Meta, Casanare y Huila, entre otros), residuos de la caña panelera producida en una gran cantidad de pequeños trapiches distribuidos en todo el país (con mayor concentración en los departamentos de Cundinamarca, Antioquia, Santander, Boyacá, Nariño, Tolima, Cauca y Caldas), residuos de café como son el cisco y la borra producidos en la regiones cafeteras (Cenicafé, 2010) y otros como los residuos del cacao, el maíz, el banano, el plátano, etc.

Teniendo en cuenta la generación de empleo e ingresos que estos proyectos pueden tener entre comunidades rurales en estos y otros departamentos, al igual que los beneficios que en algunos casos podrán ser obtenidos en materia de mejoramiento de la calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica cuando se trate de proyectos interconectados en colas de red, y los proyectos productivos que se puedan derivar de la disponibilidad de esta energía en nuevas zonas energizadas, se propone dar prioridad de financiamiento a los proyectos en la medida en que sus beneficios se alineen con este tipo de externalidades positivas, siendo posible utilizar el modelo de análisis costo-beneficio presentado en el capítulo 5 para realizar tales análisis.

Entre tanto, para dar inicio a este tipo de desarrollos se propone empezar por impulsar la materialización de proyectos en aquellos sectores en los que los agentes agroindustriales ya han empezado a generar un interés en torno a la oportunidad de generar energía para su autoconsumo y entregar excedentes a la red, y donde ya han empezado a desarrollarse las primeras experiencias locales como sucede en el caso del sector palmicultor. En este caso en especial, podrán valorarse principalmente los beneficios que en materia de energización o mejoramiento de la calidad del servicio puedan plantearse por ejemplo en proyectos en el caso de los departamentos de Nariño y Meta, respectivamente, lo mismo que los beneficios derivados de utilizar con fines productivos el gas metano capturado de lagunas de oxidación que de otra manera sería quemado en teas o emitido a la atmósfera. Adicionalmente, como lo plantean recientes análisis conducidos por la UPME en torno al tema de biocombustibles y bioenergía en el sector de la palma, este tipo de proyectos representaría una vía para incrementar los ingresos del sector, que hoy en día atraviesa grandes retos y necesidades de mejorar sus eficiencias y competitividad (Infante, 2014).

Paralelamente se recomienda igualmente dirigir esfuerzos para apoyar a sectores en los que ya se ha avanzado en materia de investigación local, y para los que se cuenta con experiencias exitosas de proyectos en otros países, como es el caso del aprovechamiento de la cascarilla de arroz a través de cogeneración, conforme experiencias desarrolladas en un país cercano como lo es Uruguay (Galofer S.A. - Arrozur S.A., 2014).

Por otra parte, también se debe trabajar en el impulso de otros frentes de potencial mencionados como es el caso de los residuos de café, que en Colombia ya son usados en algunos casos con fines de generación exclusivamente térmicos,[16] lo mismo que en el aprovechamiento de residuos pecuarios (pollinaza, gallinaza, bovinaza y porquinaza) y otros residuos biodegradables de mercados, centros de abasto, podas, industrias de alimentos, aguas residuales y residuos sólidos urbanos para la producción de biogás. Para estos casos, se propone principalmente impulsar el desarrollo de proyectos demostrativos posiblemente cofinanciando estudios de estructuración financiera e ingeniería de detalle, como ya se viene haciendo en el caso de proyectos de eficiencia energética y energías limpias a través del programa PPF de la UPME y USAID, y por otro lado promover la investigación, a través de Colciencias, en aquellos campos en los que el desconocimiento de las mejores alternativas tecnológicas a ser utilizadas ameritan el desarrollo de proyectos de investigación con tal objetivo.

Para maximizar el uso e impacto positivo de la energía a ser producida a partir de estos proyectos también se propone que las iniciativas en este campo se asocien en todos los casos que sea posible con los PERS (planes de energización rural sostenible) que son desarrollados departamentalmente con el concurso del MME, la UPME, el IPSE, las gobernaciones, entidades educativas locales y entidades de cooperación internacional, para integrar las iniciativas de proyectos con las necesidades que a partir de estos pueden ser satisfechas.

Paralelamente, las UMATS (unidades de manejo técnico agropecuario municipal) podrán desempeñar un papel en la identificación de potenciales a esa escala del ordenamiento territorial y brindar asistencia para la formulación de proyectos que puedan ser candidatos a acceder a los mecanismos de financiación propuestos y a los mecanismos a ser eventualmente dispuestos conforme lo establecido en los artículos 15 a 18 de la Ley 1715.

16 Nestlé (SF). Programa CISCO del café. Información disponible en: http://corporativa.nestle.com.co/csv/ aguaysostenibilidadambiental/programa-cisco-del-caf%C3%A9

Revisión de la exigencia de un mínimo REE para la cogeneración

Por otra parte, conforme las barreras priorizadas para el caso de este nicho de oportunidad, cobra relevancia un elemento técnico como lo es la necesidad de corregir señales regulatorias que a la luz de la Ley 1715 y la regulación previa en materia de la actividad de cogeneración asignan un trato preferencial a la figura del autogenerador por encima de la figura del cogenerador, sin tener en cuenta la mayor eficiencia neta de los procesos. Para este efecto, conforme se introdujo en el capítulo 4, se recomienda reevaluar el concepto del REE en el sentido que se explica a continuación.

Actualmente, de entre las posibles biomasas disponibles en el país para ser usadas en procesos de cogeneración, solo los esquemas de cogeneración implementados por ingenios azucareros que utilizan los residuos de la caña de azúcar han logrado cumplir con los requisitos establecidos por la resolución CREG 05 de 2010 para acceder a la figura de cogenerador y así acogerse a las reglas de despacho y comercialización de excedentes dispuestas para tal figura. Esto obedece en parte a que el mínimo REE establecido para el bagazo y demás residuos agrícolas de la caña de azúcar (20%) es menor que el dispuesto para otros combustibles de origen agrícola (30%) y, por otra parte, a que algunos procesos de generación combinada de calor y energía eléctrica, a partir de determinadas biomasas, pueden tener altas eficiencias térmicas y bajas eficiencias eléctricas, lo cual no les permite alcanzar un alto REE aun cuando su eficiencia global sea superior a la eficiencia de un proceso de generación netamente eléctrico como el del autogenerador. Entre tanto, con la introducción de la Ley 1715 hay sectores agroindustriales diferentes al de la caña de azúcar que cuentan con otros tipos de biomasa y quisieran materializar proyectos de generación tanto de electricidad como de calor, pero que al no cumplir con el requisito de mínimo REE vigente tendrían que acogerse a la figura del autogenerador para vender excedentes. Con esto, de no modificarse el requisito del REE, la señal regulatoria enviada al mercado sería la de preferir la autogeneración sobre la cogeneración, constituyéndose esta en una señal perversa al desincentivar la eficiencia energética global de los procesos.[17]

Luego, a fin de motivar el aprovechamiento del calor que puede ser producido bajo estos proyectos

17 Esta afirmación es válida al considerar la eficiencia de procesos de conversión energética como aquella resultante del aprovechamiento eléctrico y térmico combinados, y no limitado a la componente eléctrica del proceso como lo plantea el REE.

y no inducir a los productores a limitarse a la producción de energía exclusivamente eléctrica, se recomienda revisar la actual exigencia de un mínimo REE para acceder a la figura del cogenerador. Lo anterior, teniendo en cuenta igualmente que a 2014 los aspectos que anteriormente motivaron la fijación de requisitos técnicos de eficiencia eléctrica para acceder a la figura del cogenerador han sido desvirtuados al haberse eliminado el pago de contribución sobre el consumo de electricidad para toda la industria (hasta 2010 solo exenta para la industria cogeneradora), y al haberse habilitado la entrega de excedentes a la figura autogeneradora de electricidad (hasta 2014 solo habilitada para el cogenerador).[18]

En ese orden de ideas, se recomendaría no eliminar el indicador de REE del todo como indicador de eficiencia eléctrica, o reemplazarlo por un indicador de eficiencia global (térmica más eléctrica) como puede ser el rendimiento PURPA,[19] y que sin representar un requisito para acceder a la figura del cogenerador siguiera siendo un índice reportado por los cogeneradores que permita hacer seguimiento de la eficiencia de estos procesos. Más aún, eventualmente este tipo de indicador podría permitir acceder a incentivos establecidos con el fin de promover la eficiencia energética, como podrían ser por ejemplo tarifas diferenciadas como las implementadas por la regulación española en relación directa con tal tipo de indicador.

Armonización y diferenciación de las figuras del cogenerador, autogenerador, generador y productor marginal

En línea con el punto anterior que se relaciona con la revisión de los requerimientos regulatorios planteados para la figura del cogenerador, a la luz de cambios derivados para el autogenerador a partir de la Ley 1715, se propone igualmente que la regulación a ser producida en el contexto de la reglamentación de dicha Ley retome las figuras de generador, autogenerador, cogenerador y productor marginal (establecidas por Ley) y para efectos de transparencia y fácil interpretación por parte de los agentes unifique criterios a ser definidos y diferenciados para cada una de estas figuras, teniendo en cuenta principalmente los requisitos técnicos y legales que el agente requiere cumplir para cada caso, las responsabilidades y los derechos asociados a cada una, y las opciones a las que cada una puede acceder en lo que se refiere a la entrega, venta o comercialización de su energía.

Procedimientos simplificados y acceso a los incentivos

Al igual que para otros nichos de oportunidad, en lo que se refiere a proyectos con capacidades de entrega de energía no mayores al equivalente de 5 MW de potencia, se plantea la conveniencia de permitir procedimientos simplificados de conexión a la red, conforme lo establecido en la estrategia transversal 2. Del mismo modo, a fin de facilitar el desarrollo de proyectos que aprovechen un potencial de generación a partir de FNCER, por parte de agentes cuya actividad principal no sea la producción de energía, se propone establecer modalidades de contratos entre estos agentes y comercializadores u operadores de red que simplifiquen las transacciones y procedimientos asociados con la entrega y comercialización de su energía. De igual manera, la asociación con empresas ESCO (Energy Service Company) para la realización de estos proyectos podrá ser una opción válida a ser considerada y negociada por las industrias interesadas.

Tomándolo como eje transversal, la estrategia para el desarrollo de este nicho también se apoya en el acceso a los incentivos a la inversión establecidos por la Ley 1715, teniendo en cuenta que los resultados presentados en el capítulo 5 sugieren la posibilidad de lograr el cierre financiero de algunos proyectos de aprovechamiento energético de biomasa que no serían viables sin la aplicación de estos incentivos.

18 La Ley 1215 de 2008 establecía que además de estar habilitado para comercializar sus excedentes como lo podía hacer desde el año 1996, conforme lo establecido por la resolución CREG 085 de ese mismo año, como incentivo adicional el cogenerador estaría exento del pago del 20% sobre su propio consumo de energía proveniente de su proceso de cogeneración y por ello facultó a la CREG para regular los requisitos para ser catalogado como tal. Posteriormente, la Ley 1430 de 2010 estableció que a partir de 2012 toda la industria estaría exenta del pago de la contribución del 20% sobre su consumo de electricidad, y en 2014 la Ley 1715 extendió la posibilidad de entregar y comercializar excedentes a la figura del autogenerador.

19 Indicador formulado por el Departamento de Energía de los Estados Unidos, a través del Public Regulatory Policies Act -PURPA-, el cual fue considerado en su momento (2008) por la CREG en conjunto con el REE y el AEP (Ahorro de Energía Primaria), como indicadores utilizados por los marcos regulatorios de países como España, Perú, Brasil, México y la Unión Europea. A diferencia del REE que es un indicador de la eficiencia eléctrica a partir de la energía primaria no utilizada para producción de calor útil, el PURPA refleja una eficiencia global obtenida de la suma de la energía eléctrica y el calor útil producidos, dividido sobre la energía primaria empleada. Ver CREG (2008).

6.6.5 Estrategia para energía geotérmica

Mesa interinstitucional

Como se presentó en el capítulo 3, de acuerdo con las barreras identificadas para el caso de la energía geotérmica, el principal obstáculo que enfrenta el desarrollo de este tipo de proyectos en Colombia radica en el riesgo asociado por los agentes desarrolladores con la actual normativa para el licenciamiento y concesión de proyectos en sus etapas exploratoria y de explotación o uso del recurso, sin contar en este caso el riesgo natural asociado con las probabilidades de éxito ligadas a cada inversión exploratoria acometida en este tipo de actividad.

Con el propósito inicial de esclarecer la perspectiva que alrededor de este recurso tienen las diferentes autoridades con competencia o injerencia sobre el desarrollo de este nicho de oportunidad, la estrategia propuesta en este caso inicia por proponer la creación de una mesa interinstitucional en la que se concierten las acciones a ser acometidas por cada entidad en acato a lo establecido por el artículo 21(2) de la Ley 1715, en el cual se establecen entre otras cosas que “el Gobierno pondrá en marcha instrumentos para fomentar e incentivar los trabajos de exploración e investigación del subsuelo para el conocimiento del recurso geotérmico y fomentar su aprovechamiento de alta, baja y muy baja temperatura”. Se propone que en dicha mesa participen el MADS, el MME, la ANLA, el SGC y la UPME, y que una vez consensuados los prospectos para este desarrollo por parte del Gobierno Nacional, se defina una agenda de trabajo que establezca las actividades a ser desarrolladas por algunas de estas entidades, o las acciones a ser ejecutadas con el fin último de consolidar un marco normativo específico que dé certeza a los agentes interesados en desarrollar proyectos en zonas de alto potencial, respecto a las condiciones bajo las cuales estos estarán habilitados a desarrollar el aprovechamiento y uso productivo del recurso geotérmico.

Tabla 6.6. Estrategias y líneas de acción para energía geotérmica.

Estrategias	Líneas de acción
Energía geotérmica	
Partiendo del artículo 21 de la Ley 1715, consolidación de un marco normativo y regulatorio que ofrezca claridad y certeza a los agentes interesados en hacer uso de este recurso, utilizando como insumo el aprendizaje de otros países que han desarrollado esta fuente de energía. Esto, complementado con el apoyo y acompañamiento de las autoridades ambiental y energética para el desarrollo de los primeros proyectos que se están gestando en áreas de alto potencial y la aplicación de la estrategia transversal 3.	Mesa interinstitucional
	Consolidación de un marco regulatorio específico
	Reducción de riesgo de carácter normativo
	Definición requerimientos específicos de carácter técnico-ambiental
	Alianzas conjuntas o joint ventures para compartir riesgo

Fuente: elaboración propia.

Reducción de riesgo de carácter normativo

Particularmente, se propone analizar la posibilidad de darle al proceso de licenciamiento asociado al recurso geotérmico un tratamiento explícito similar al que se da en el caso de los hidrocarburos, para los cuales, conforme lo dicta el parágrafo 1 del artículo 8 del Decreto 2041 de octubre de 2014 se "establece que para los proyectos de hidrocarburos en donde el área de interés de explotación corresponda al área de interés de exploración previamente licenciada, el interesado podrá solicitar la modificación de la licencia de exploración para realizar las actividades de explotación".

Lo anterior, teniendo en cuenta que si bien el Decreto 2041 no indica en ningún momento que para la geotermia tal tratamiento no sea posible, tan solo se especifica que para el caso de los proyectos de exploración y uso de fuentes de energía virtualmente contaminantes con capacidad instalada mayor a diez (10) MW se requerirá una licencia ambiental, sin hacerse mayor claridad al respecto y sin hacerse referencia explícita al caso específico de la geotermia.

Consolidación de un marco regulatorio específico

Lo anterior, teniendo en cuenta que ante la ausencia de tal claridad normativa para el caso del uso del recurso geotérmico, algunos potenciales desarrolladores de proyectos han manifestado dificultades para poder incurrir en las inversiones necesarias para la exploración del recurso, a raíz de la incertidumbre que genera el no contar con un mecanismo explícito que ofrezca la garantía de que dicho recurso podrá ser explotado por quien realiza la inversión en la exploración, una vez culminada con éxito tal etapa.

A través de la consolidación de tal marco normativo y reglamentario se busca entonces disminuir el riesgo del inversionista en la medida en que ello resulta posible siempre que se conserven como objetivos definidos el de propiciar el desarrollo de este tipo de proyectos, pero a la vez salvaguardar la protección del medio ambiente circundante y los ecosistemas ubicados en las áreas de influencia de las zonas a ser exploradas y eventualmente utilizadas para la extracción, uso y reinyección del recurso. En tal sentido se pretende que el marco a ser emitido contenga una serie de criterios utilizados para la determinación de tal viabilidad, e igualmente se plantea la consideración de los marcos normativos de múltiples países que han desarrollado el campo de la energía geotérmica (como se presenta en el Anexo 4) a fin de determinar las prácticas que pueden ser mejor ajustadas al marco legal y regulatorio colombiano.

Definición requerimientos específicos de carácter técnico-ambiental

En caso que entidades como el MADS y la ANLA consideren necesario adelantar mayores esfuerzos para la definición de criterios que permitan determinar la viabilidad ambiental de este tipo de proyectos, teniendo en cuenta su inmediación a áreas de particular interés ambiental, se recomendaría acudir formalmente a la solicitud de asistencia técnica a modo de cooperación por parte de la Agencia Internacional de Energías Renovables IRENA, dado el trabajo que desde el año 2013 esta agencia ha venido desarrollando para estudiar y fomentar el aprovechamiento de la energía geotérmica en los países andinos.

Alianzas conjuntas o *joint ventures* para compartir riesgo

Finalmente, como una medida para abordar el tema del riesgo asociado con la etapa exploratoria del recurso, se propone que por parte de los agentes desarrolladores se exploren alternativas de alianza conjunta o *joint ventures* con capitales extranjeros, preferiblemente con empresas multinacionales con experiencias en el desarrollo de este tipo de proyectos, para compartir el riesgo asociado.

Finalmente, en lo que a la intervención del Gobierno Nacional en la mitigación de este riesgo se refiere, como lo sugieren los resultados presentados en el capítulo 4, la aplicación de los incentivos de deducción de renta aplicables a este tipo de proyectos, desarrollados por grandes compañías, durante períodos largos de tiempo (del orden de 5 a 7 años), bajo el concepto de financiamiento corporativo, reducirían de manera representativa la carga impositiva de los inversionistas, representando de manera indirecta subvenciones del Estado que estarían contribuyendo a hacer este tipo de proyectos atractivos a pesar del riesgo involucrado.

6.7 Estrategias para las ZNI

Para el caso de las ZNI, algunos elementos de las estrategias planteadas en el contexto del SIN para el fomento de tecnologías específicas como la solar FV y los esquemas de cogeneración o autogeneración a partir de biomasa son elementos válidos que igualmente aplican para el fomento de este tipo de soluciones. Tal es el caso del fácil acceso a los incentivos dispuestos por la Ley 1715 (los cuales son transversales realmente a todas las estrategias particulares acá planteadas) o la disposición de esquemas y mecanismos de financiamiento para proyectos orientados a proveer beneficios sociales, en especial para el caso de áreas rurales y aquellas donde la necesidad de oportunidades para el desarrollo socioeconómico resulta prioritario.

Por otra parte, la heterogeneidad y diversidad de posibilidades para el desarrollo de soluciones energéticas en las ZNI no permiten fácilmente establecer una tipificación de casos o soluciones estándar que puedan ser aplicadas para cubrir la totalidad de las áreas que comprenden este gran campo de acción, que cobija más de 650.000 usuarios no interconectables, de los cuales a 2014 apenas alrededor de 180.000 cuentan con el servicio de energía eléctrica.

A continuación, la tabla 6.7 presenta el resumen de la estrategia y líneas de acción propuestas para la utilización de las FNCER como oportunidad de desarrollo en este nicho particular.

Tabla 6.7. Resumen de estrategias y líneas de acción para FNCER en ZNI.

Estrategia	Líneas de acción
Desarrollo e implementación de planes integrales con énfasis en la creación de nuevas áreas de servicio exclusivo y esquemas empresariales novedosos, involucramiento de grandes agentes, I+D+i, integración con PERS, opciones de financiamiento y utilización de instrumentos como el nuevo esquema de remuneración propuesto por la CREG y la herramienta HOMER para el análisis, diseño, evaluación y optimización técnico-económica de soluciones híbridas.	Elaboración de plan integral y subplanes regionales
	Integración de PERS
	Esquemas empresariales novedosos
	Integración de investigación, desarrollo e innovación
	Financiación
	Esquema de remuneración competitivo con diésel
	Uso de herramientas de evaluación técnico-económica
	Consolidación de información
	Capitalización de experiencias

Fuente: elaboración propia.

Elaboración de plan integral y subplanes regionales

La estrategia propuesta en este caso parte entonces del desarrollo de un plan integral para el desarrollo energético de las ZNI, que incorpore la utilización de FNCE como pilar fundamental para la sostenibilidad de las soluciones a ser planificadas, implementadas y apoyadas por el IPSE. Dicho plan se propone esté compuesto de subplanes regionales que valiéndose de la división regional propuesta en la resolución 004 de la CREG, a partir de información sobre los recursos más abundantes en cada región (ej.: recurso solar, biomasa o viento) y con base en la experiencia desarrollada en las dos áres de servicio exclusivo -ASE- existentes a 2014 y otros esquemas particulares o modelos empresariales implementados para la prestación del servicio a lo largo y ancho del país, establezca la hoja de ruta a ser seguida en cada región para el desarrollo de posibles programas piloto, bajo determinados esquemas empresariales, que luego puedan ser optimizados y replicados o extendidos dentro de la misma región o en zonas que compartan algunas características a ser definidas.

Integración de PERS

Para efectos de dicho plan se propone que sea el IPSE quien ejerza el liderazgo de su formulación, con el apoyo y la participación del MME, la UPME y otras entidades que puedan ser consultadas (ejemplo MADS y MADR), y que se involucre a los agentes locales y las comunidades para definir las hojas de ruta propuestas para cada región. También se propone coordinar e integrar estos planes regionales con los PERS, ya que estos vienen avanzando en los diferentes departamentos, contándose ya con algún camino recorrido en los casos de Nariño, Tolima, Guajira y Chocó que conforman ya experiencias a ser usadas como referente para su desarrollo en otros departamentos.

Esquemas empresariales novedosos

El enfoque en ASE tiene el objeto de incentivar la prestación eficiente del servicio y permitir la participación de inversionistas estratégicos de la industria que gracias a su capacidad técnica y financiera, y a su experiencia, puedan disponer de estas para desarrollar soluciones y esquemas tecnológica y económicamente sostenibles en el tiempo. Para esto, se entiende como inversionistas estratégicos de la industria a empresas nacionales o internacionales de amplia trayectoria en la prestación de servicios energéticos, amparadas en el posible desarrollo de varios programas regionales similares al programa de Luz para Todos implementado en Brasil a través de la empresa estatal Eletrobras. En todo caso, siendo esta una propuesta a ser analizada conforme las escalas de mercado que se establezca pueden llegar a ser desarrolladas en cada regíon, debe tenerse en cuenta que deberán proponerse esquemas empresariales novedosos que involucren a los pequeños agentes y a las comunidades para lograr la apropiación de las soluciones y proyectos productivos y así lograr su sostenibilidad en el tiempo.

Integración de investigación, desarrollo e innovación

El plan integral a ser formulado, lo mismo que los subplanes que lo conformen deben tener una visión de largo plazo en la cual se dé cabida a la investigación y el desarrollo en la medida justa para lograr la adaptabilidad de tecnologías en el campo de las energías renovables probadas en otros países, pero que no necesariamente han sido implementadas en el contexto local como es el caso de tecnologías para el aprovechamiento energético de diferentes biomasas (ej.: tecnologías de gasificación, pirólisis, peletización, etc.). En este sentido, tanto Colciencias como Corpoica podrían apoyar coordinadamente con los agentes encargados de las diferentes regiones, el desarrollo de proyectos pilotos con miras a ser replicados o extendidos una vez perfeccionados.

Financiación

Para efectos de promover el desarrollo de estos planes, el MME y el IPSE podrán hacer uso de los recursos del FAZNI y parte del FENOGE, conforme lo dispone la Ley, y para ello, el MME deberá definir criterios para la priorización y asignación de estos fondos y la evaluación de proyectos meritorios a ser financiados de esta manera.

De manera similar a como se plantea para el caso del apoyo financiero a proyectos con biomasa que demuestren potenciales beneficios de carácter social, ambiental y energético, en el caso de los proyectos de ZNI podrán priorizarse aquellos que en línea con la filosofía de los PERS representen el desarrollo de soluciones sostenibles, idealmente asociados a actividades productivas que no conciban la energía como un fin sino como un medio para generar oportunidades de ingresos para la comunidad o condiciones que representen el mejoramiento de su calidad de vida.

En consonancia con lo anterior, además de considerarse soluciones basadas en la tecnología solar FV o la eólica integradas en proyectos híbridos con diésel, resulta conveniente incorporar los lineamientos dispuestos por la Ley 1715 en lo que al aprovechamiento de residuos de actividades de silvicultura, biomasas agrícolas, repoblaciones forestales y otros se refiere, para el aprovechamiento particular de biomasas con fines energéticos toda vez que su costo de oportunidad lo determine propicio. Por ejemplo, teniendo en cuenta que a diferencia de las otras tecnologías y fuentes mencionadas, el aprovechamiento de la biomasa con fines energéticos puede implicar el desarrollo de actividades productivas como son el cultivo o la recolección y manejo de recursos que sustituirían un energético combustible relativamente costoso como es el diésel, este tipo de proyectos podría ser priorizado toda vez que las características de recursos lo permitan y se puedan generar esquemas empresariales participativos.

Esquema de remuneración competitivo con diésel

Complementariamente, se espera que la CREG expida en firme la nueva metodología de remuneración propuesta, como se ha mencionado en la Resolución 004 de 2014, a través de la cual se fomenta el uso de FNCER como alternativa al uso de diésel para la prestación del servicio eléctrico en las ZNI. Lo anterior, especialmente a partir de la implementación de soluciones híbridas que permitan prestar un servicio confiable y reducir los costos de operación frente al uso exclusivo de diésel, produciendo ahorros que se convertirán en ingresos para el prestador de servicio, gracias a la remuneración de cada kWh de energía a una tarifa equivalente a la de generación con diésel. Según se avance en el desarrollo de proyectos tales, se espera que en el largo plazo, conforme se afiance el uso de este tipo de soluciones, los ahorros puedan entonces traducirse en reducciones en los subsidios necesarios para la prestación de este servicio.

Uso de herramientas de evaluación técnico-económica

Para efectos de proyectar tales ahorros y diseñar sistemas híbridos óptimos que tengan en cuenta diferentes posibles alternativas tecnológicas (ej.: generadores diésel, paneles solares, pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, plantas opera-

das con biomasa o aerogeneradores) con base en los recursos disponibles (ej.: buena irradiación solar, ríos o quebradas, abundancia de algún tipo de biomasa particular o buenos vientos), y los costos de inversión, operación y mantenimiento asociados, se recomienda utilizar herramientas para la optimización tecnico-económica de este tipo de sistemas.

A través del uso de este tipo de herramientas y personal técnico calificado, se propone adicionalmente que el IPSE incluya como parte del soporte brindado a los agentes operadores y desarrolladores de soluciones en ZNI asistencia técnica para la consideración y evaluación de estas alternativas a la luz del nuevo esquema de remuneración.

6.8 Visualización de las estrategias en el tiempo

En el caso del SIN, como ya se ha señalado, la estrategia plantea la aplicación de los instrumentos y líneas de acción propuestos para generar condiciones que permitan a las FNCER más promisorias irse integrando al sistema a través de los diferentes espacios definidos (mercado mayorista, despacho, generación distribuida, autogeneración, etc.). En este sentido, se pueden visualizar diferentes estados como son:

- Estados de desarrollo regulatorio, normativo y de planeación, cuya duración depende de la complejidad en la instrumentación (por ejemplo, de la generación distribuida versus instrumentos ya determinados como los incentivos tributarios). Por tanto se considera que estos desarrollos pueden tomar entre dos y tres años (a cumplirse en 2018).
- Estado de aprendizaje por parte de los agentes e implementación de algunas decisiones de política (por ejemplo el plan integral propuesto para la explotación del potencial eólico de La Guajira). Para este propósito se considera un horizonte de mediano plazo de cinco años (a cumplirse en 2020).
- Estado de estabilización en el proceso gradual de incorporación de las FNCER en la medida en que los costos de las tecnologías, unidos a los incentivos, afiancen sus nichos de competencia. Para esto se considera un horizonte de largo plazo de 10 años (a cumplirse en 2025).

Por otro lado, en el caso de las ZNI, los plazos a ser manejados dependen de la agilidad con que el Gobierno pueda implementar las acciones que se recomiendan. Básicamente se pueden identificar tres grandes etapas:

- Estructuración de los planes integrales bajo el enfoque de ASE u otros esquemas empresariales regionales, en simultaneidad con la regulación de la remuneración por incentivos del servicio orientados a la sustitución de la generación con diésel por FNCER y FNCE. Esto se estima puede tomar un año (a cumplirse en 2016).
- Estructuración y promoción de convocatorias públicas para asignar las áreas exclusivas o similares a inversionistas estratégicos del sector. Esto puede requerir un año a partir de la aprobación de los planes integrales y de las convocatorias mismas (estimado para 2017).
- Instalación de los inversionistas estratégicos adjudicados.
- Identificación, diseño y ejecución de proyectos de investigación y aplicaciones piloto a partir de la estructuración de los planes integrales. La estructuración de los planes integrales debería tomar entre uno y dos años (puede ser un proceso gradual de acuerdo con la disponibilidad de recursos) y los proyectos pilotos entre dos y cinco años, dependiendo de la naturaleza tecnológica de estos (por ejemplo, los proyectos relacionados con cultivos energéticos deben considerar su implantación y cosecha).

6.9 Financiamiento de las estrategias

La Ley 1715 incluye mecanismos que incentivan y facilitan la instalación de proyectos con FNCER como las deducciones de renta, exenciones tributarias y arancelarias, el tratamiento de la depreciación, los créditos de energía y la creación del Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía –FENOGE–.

Debe entenderse que la presente se trata de una estrategia que propende por un desarrollo gradual, conforme se logran poner en funcionamiento y articular los diferentes instrumentos, el desarrollo regulatorio de las ventas de excedentes, la conformación y crecimiento del FENOGE y la eventual disposición de créditos blandos por parte de entidades como pueden ser la Financiera de Desarrollo Nacional –FDN–, Findeter, Finagro, Bancoldex o algunas otras de las entidades presentadas en el capítulo 4.

Para el caso particular de ASE en ZNI (artículo 9º de la Ley 1715), la financiación de APPs (asociaciones público privadas) puede ser una oportunidad atractiva, en la medida en que se diseñen apropiadamente las licitaciones para determinadas regiones. Por ejemplo, bajo un esquema de APP el gobierno podría aportar los activos existentes y aportes a partir de los fondos provenientes del FAZNI para la construcción de infraestructura que no sería incluida en la base tarifaria (subsidios a la oferta), para aquellos oferentes que presenten proyectos donde se requiera el menor subsidio tomando como techo el correspondiente a esquemas basados en el consumo de diésel.

Estrategias empresariales en tal dirección requieren en todo caso una elaboración basada en estudios y diagnósticos concretos sobre determinadas áreas de las ZNI para determinar su cobertura y potencialidades. Y a través de estas, se considera se podría aprovechar la solidez de las empresas distribuidoras comercializadoras establecidas y los desarrollos tecnológicos que algunas de estas ya se encuentran adelantando, como es el caso de soluciones híbridas que ya son de conocimiento público.

Adicionalmente, la Ley 1715 faculta al MME para otorgar créditos blandos con los recursos del FENOGE orientados a la estructuración de empresas en ZNI, a la vez que amplía el FAZNI hasta el año 2021.

Por otra parte, la banca multilateral como el BID y el Banco Mundial ya han venido vinculándose al desarrollo de planes y proyectos de FNCER, como es el caso del presente proyecto. Otras entidades gubernamentales y multilaterales como USAID o el PNUD también podrán continuar apoyando iniciativas concretas dirigidas a reducir emisiones, mitigar el cambio climático y procurar bienestar entre comunidades vulnerables o menos favorecidas, a través del desarrollo de proyectos que incorporen el uso de FNCER.

La cooperación internacional en este sentido representa un factor muy relevante, en la medida en que se puede lograr que diferentes organismos aporten recursos económicos para el desarrollo de proyectos de diferente índole, incluyendo aquellos proyectos orientados a adquirir conocimiento, investigación y el financiamiento mismo de nueva infraestructura.

6.10 Actores relevantes en el desarrollo de las estrategias

Actores públicos

Los agentes públicos más relevantes en el desarrollo de las estrategias planteadas son aquellos a los que la Ley 1715 asigna responsabilidades directas, y a las cuales ya se ha hecho referencia anteriormente.

Un aspecto central en el éxito de la implementación de las estrategias y acciones que finalmente sean adoptadas por las entidades públicas, consiste en la adecuada articulación de las agencias del estado, la precisión en sus tareas y la gestión del plan de FNCER, para lo cual podría llegar a ser de utilidad la formulación de un documento CONPES.

Actores privados

Por otra parte, la identificación de los agentes privados más relevantes en el desarrollo de estas estrategias es determinante para efectos del diseño de algunos de los mecanismos de vinculación como son por ejemplo aquellos relacionados con la formulación de los planes regionales para las ZNI.

En el caso de los generadores del SIN, tal como ya se ha expuesto, ya se han venido identificando proyectos con FNCER para generación eólica y geotérmica, lo mismo que en el caso de la biomasa, ya existe una masa crítica de capacidad instalada por parte de ingenios azucareros y se cuenta con un portafolio de nuevos proyectos potenciales, incluidos algunos muy representativos en el caso de la agroindustria de la palma de aceite.

En lo que a la energía solar FV se refiere, se cuenta ya con un número importante y creciente de empresas desarrolladoras e instaladoras de sistemas, con experiencia local e internacional, con capacidad de sostener un mercado que se espera adquiera una dinámica importante con la entrada en funcionamiento de los incentivos de la Ley 1715 y del esquema de créditos por ser reglamentado para autogeneradores de pequeña escala con FNCER.

En el caso de posibles proyectos con repoblaciones forestales, residuos pecuarios y residuos no renovables que pudieran ser considerados como FNCE, también se tiene conocimiento de agentes que han manifestado su interés en el desarrollo de proyectos, entre quienes es importante socializar los avances a ser logrados en el desarrollo de las estrategias finalmente adoptadas.

En el caso de las ZNI, muchas de las empresas en el mercado de la solar FV y otras tecnologías renovables cuentan con alguna experiencia en el desarrollo de proyectos híbridos en estas zonas, cuyo conocimiento es importante involucrar en el desarrollo de los planes regionales propuestos.

Por otro lado, es de vital importancia tener muy en cuenta el papel que los distribuidores y comercializadores de energía desempeñarán en la viabilidad de proyectos masivos de autogeneración con FNCER a pequeña escala.

Finalmente, la promoción y divulgación de la presente estrategia entre los agentes mencionados y otros actores importantes como son la academia, universidades, centros de investigación, entidades financieras, comercializadores de productos y servicios en FNCER y el público en general, representan un factor determinante en el que se viene trabajando desde la UPME y que se espera pueda continuar haciéndose a través del SGIC-FNCER (ver Anexo 1) en la medida en que se logren avances importantes como son la reglamentación de los incentivos a la inversión dispuestos en la Ley 1715 y el esquema de créditos para pequeños autogeneradores con FNCER, entre otros puntos importantes que se presentan a manera de recomendaciones finales en el capítulo 7.

CAPÍTULO 7

SÍNTESIS DE RECOMENDACIONES

Fácil acceso a incentivos 247
Plan integral de aprovechamiento eólico en La Guajira..... 248
Valoración de la complementariedad a través de ENFICC 248
Incorporación de un esquema de mercado intradiario..... 248
Esquema de medición neta 249
Revaluación del REE como requisito para acceder a la figura de cogenerador..... 249
Esquemas de financiamiento para bioenergía 250
Mesa de trabajo para desarrollo de la geotermia..... 250
Incentivos por encima del precio de mercado..... 251
Plan integral para el desarrollo energético de ZNI..... 251

Como resultado del recorrido de barreras, instrumentos, análisis económicos y estrategias para los nichos de oportunidad de FNCER identificados, las principales recomendaciones están orientadas al aprovechamiento de los potenciales de estas fuentes, a través de la elaboración de planes específicos para recursos y zonas de interés, como el eólico en la Guajira, o las FNCER en las ZNI, con base en la evaluación y optimización técnico-económica de proyectos; la valoración de la complementariedad de las FNCER con los recursos convencionales a través de ENFICC; la incorporación de un esquema de mercado intradiario para integración de fuentes variables; la adopción de un esquema de medición neta para autogeneradores a pequeña escala; la flexibilización de requisitos para cogeneradores; los esquemas de financiamiento para bioenergía; la conformación de una mesa interinstitucional de trabajo para desarrollo de la geotermia; la aplicación de incentivos por encima del precio de mercado que reconozcan los costos evitados, y la facilidad de acceso a los incentivos planteados en la Ley 1715 para proyectos de FNCER.

Síntesis de recomendaciones

Como resultado del recorrido de barreras, instrumentos, análisis económicos y estrategias para los nichos de oportunidad de FNCER identificados, a continuación se presentan las principales recomendaciones a ser tenidas muy en cuenta en el corto y el mediano plazo para lograr la integración de las FNCER al Sistema energético nacional.

Fácil acceso a incentivos

Siendo el acceso a los incentivos a la inversión dispuestos por la Ley 1715 un eje transversal de la estrategia para lograr el desarrollo de los 5 nichos de oportunidad contemplados bajo este proyecto, la reglamentación de estos incentivos representa un paso decisivo en la promoción de inversiones en este campo. Para esto, salvaguardando la autonomía de las diferentes autoridades que intervienen en dicho proceso, incluido el MME, el MADS, el MHCP, el MCIT y entidades como la UPME, la ANLA y la DIAN, se requiere que se produzcan procedimientos relativamente expeditos, claros y con los debidos controles, que resulten asequibles tanto a pequeños como a grandes inversionistas, y que reciban una buena difusión para su efectivo uso.

Entre los aspectos que más se resaltan en dicho proceso de reglamentación están:

1. Los tiempos de respuesta a solicitudes, que se espera no excedan el orden de dos a tres meses, teniendo en cuenta las diferentes instancias que intervienen en el proceso. También, previendo estos tiempos de respuesta, que el inversionista pueda registrar su proyecto y pasar su aplicación antes de efectuada la compra, importación o contratación de los equipos, elementos, maquinaria, materiales, insumos o servicios, a fin de que, de ser concedidos los incentivos, estos puedan ser aplicados de manera oportuna.
2. En la medida de lo posible, simplificar el proceso de inscripción y presentación de información técnica y ambiental que pueda ser requerida por las entidades encargadas de emitir conceptos y certificaciones para el otorgamiento de los incentivos. Para esto, aunque se recomienda que lo mejor sería poder manejar los procesos a través de una plataforma de internet unificada, los recursos y trabajo interinstitucional requeridos para el desarrollo de tal propósito pueden ser significativos, por lo cual se plantea solo como una posibilidad a ser considerada.
3. Aclarar explícitamente la aplicabilidad de los incentivos tanto a proyectos de generación térmica como eléctrica, cuidando en el caso térmico que estos no sean aplicables para el caso de proyectos de biomasa tradicional (ej.: hornos de leña).
4. Definir estándares de calidad mínimos en el caso de equipos y elementos de amplia difusión, como son por ejemplo paneles solares, inversores, baterías solares, colectores solares, etc., como requisito para acceder a los incentivos.
5. Concentrar la información de los proyectos inscritos a través de una base de datos única, que puede estar sustentada en el SGIC-FNCER, a fin de hacer seguimiento, ejercer controles y dar visibilidad y transparencia al tipo de proyectos promovidos.
6. Tener presente la posibilidad de desmontar eventualmente los incentivos establecidos por la Ley 1715, para lo cual se necesitará realizar tal disposición por ley en el momento en que se juzgue necesario o conveniente.

Entre tanto, se deberá realizar el seguimiento de los impuestos no percibidos, como insumo para una evaluación que se propone sea realizada cada 5 años (ej.: 2020, 2025, 2030) o conforme se alcance un determinado umbral en costos o en capacidades instaladas, en línea con las proyecciones realizadas y obtenidas de la evaluación costo-beneficio de este documento.

7. Articular el proceso de emisión de procedimientos entre las diferentes entidades competentes para que estos sean compatibles.

8. Producir cartillas de difusión de estos incentivos y los procedimientos para aplicar, integrando igualmente los incentivos existentes tanto en materia de FNCE como de eficiencia energética.

Plan integral de aprovechamiento eólico en La Guajira

Con el objeto de lograr un aprovechamiento eficiente y organizado del recurso eólico del que se dispone especialmente en el departamento de La Guajira, se plantea la conveniencia de formular y ejecutar un plan integral que canalice esfuerzos entre los desarrolladores de proyectos, la administración local y el Estado para lograr un adecuado ordenamiento territorial para el aprovechamiento del recurso, un proactivo involucramiento de la comunidad, una buena organización de consultas previas y desarrollo de estudios ambientales para el otorgamiento de licencias, sumado a un buen planeamiento en la construcción de vías de acceso, líneas de interconexión y otra infraestructura. Dicho plan integral debe contemplar este nicho de oportunidad específico no solo como un recurso energético por ser aprovechado sino como una potencial fuente de empleo e ingresos para la comunidad y el desarrollo sostenible de la región, previendo beneficios sociales para cuya obtención el Estado debe ejercer y trabajar mancomunadamente con la empresa privada, a través del planeamiento estratégico de programas de capacitación, suministro de servicios básicos y adelanto de obras públicas que complementen los procesos emprendidos por los desarrolladores de los proyectos.

Se recomienda que dicho plan sea elaborado preferiblemente por el DNP, o por quienes esta entidad y el MME determinen conveniente, contando con el concurso de la gobernación de la Guajira y Corpoguajira, y con aportes del MADS y la ANLA en lo que al licenciamiento ambiental se refiere; el MME y la UPME en lo que al aprovechamiento energético eficiente del recurso respecta, el Ministerio del Interior para la organización de consultas previas y el aseguramiento del bienestar de las comunidades, y el Ministerio de Educación y el SENA que pueden trabajar en programas de capacitación y formación de capital humano. La articulación de todas estas entidades a través de un plan de alto nivel ha de permitir materializar los beneficios que con el aprovechamiento de la energía eólica se busca obtener.

Valoración de la complementariedad a través de ENFICC

Para el caso de FNCER como la eólica, la solar y determinados tipos de biomasa, que presentan una mayor disponibilidad en épocas de verano y por tanto pueden compensar, energéticamente hablando, la generación a partir del recurso hídrico del que depende el sistema eléctrico nacional, resulta relevante valorar este comportamiento que le suma confiabilidad al sistema, para lo cual se propone incorporar a la nueva metodología de cálculo de la ENFICC para fuentes eólicas, la propuesta para asignar ENFICCs estacionales (verano invierno) o mensuales en las nuevas subastas de CxC a realizarse a futuro.

Incorporación de un esquema de mercado intradiario

Con el fin de procurar la participación en el mercado de energía mayorista de fuentes variables como la eólica, la solar (e incluso la participación de plantas convencionales como las centrales hidroeléctricas tipo filo de agua no menores) y en procura

de la sofisticación de tal mercado, se propone la adopción de un esquema de mercado intradiario que puede partir de la propuesta formulada en este proyecto, y que debe surgir de un estudio y diseño detallado en el que deben estar involucrados principalmente el operador y el regulador del mercado (XM y CREG), a partir de lineamientos y señales impartidas por el MME.

Tal esquema de mercado iría acompañado de un despacho con ventanas horarias, facilitando que los oferentes de energía proveniente de fuentes variables, como se prevé sea el caso principalmente de grandes parques eólicos, puedan ajustar sus posiciones en el mercado con la flexibilidad exigida por la variabilidad del recurso y permitida por sus pronósticos.

De considerarse pertinente, se recomendaría acudir a fondos de cooperación multilateral como el BID u otros para permitir el financiamiento de estudios y diseños estructurados bajo un proyecto que podría tomar varios meses de ejecución y en el que se requiere del concurso activo de XM y la CREG.

Esquema de medición neta

Como punto fundamental para la promoción de sistemas de autogeneración a pequeña escala, con tecnologías que logren el aprovechamiento de FNCER en general, pero muy especialmente con el objetivo de promover el despliegue de sistemas de autogeneración a partir de la energía solar FV, se plantea la conveniencia de establecer un esquema de medición neta bajo el cual cada kWh de excedentes entregado a la red sea reconocido por el comercializador y el operador de red como un crédito de energía valorado a la misma tarifa que el usuario paga por cada kWh consumido de la red, o a una tarifa cercana a tal valor. Lo anterior, teniendo en cuenta que a través de un esquema tal se incentiva el desarrollo de estos sistemas, promoviendo el desarrollo de un mercado cuya tecnología ha demostrado importantes avances en materia de reducción de costos en los últimos años, integrando el uso de una fuente diariamente desaprovechada. Y que a la vez, la inyección de estos excedentes a la red permite reducir, aunque sea marginalmente el consumo de combustibles como gas y carbón y almacenar recurso hídrico que pasa a ser utilizado cuando es más requerido, además de reducir las pérdidas generadas en las redes de transmisión y los mayores niveles de tensión.

Revaluación del REE como requisito para acceder a la figura de cogenerador

Teniendo en cuenta que actualmente solo los esquemas de cogeneración que utilizan residuos de caña de azúcar como combustible de origen

agrícola -COA- han logrado cumplir con el requisito de un mínimo REE de 20%, establecido por la regulación para ese tipo específico de residuos, y que el mínimo REE de 30% establecido para otros COA, o aun uno de 20% no puede ser cumplido por algunos residuos de marcado interés (ej.: residuos de palma de aceite), se propone eliminar este como un requisito para acceder a la figura del cogenerador. Lo anterior, considerando igualmente que los mecanismos de comercialización de excedentes que antes eran solo accesibles a los cogeneradores ahora podrán ser utilizados por los autogeneradores (a la luz de la Ley 1715) y que el incentivo del que eventualmente gozaron los cogeneradores al estar exentos de la contribución en la energía consumida (2008 a 2010) hoy aplica para los consumos de toda la industria. En lugar de tal requerimiento, se propone entonces establecer que todo proceso que cobije la producción y utilización tanto de energía térmica como eléctrica bajo un mismo proceso, pueda acceder a la figura de cogenerador. Esto, manteniendo el REE u otro indicador que combine las mediciones de eficiencia eléctrica y térmica, como índice que eventualmente podría ser utilizado con el fin de diferenciar e incentivar procesos altamente eficientes a través de mecanismos como los de la regulación española, que usa el REE con tal fin. El anterior cambio permitiría enviar una señal adecuada al mercado para que agentes que pueden aprovechar parte del calor que se deriva de sus procesos de producción prefieran la figura de la cogeneración sobre la de la autogeneración pudiendo de esa manera acceder a esquemas de comercialización de excedentes sin sacrificar su eficiencia térmica para tales efectos.

Esquemas de financiamiento para bioenergía

Teniendo en cuenta los beneficios sociales directos e indirectos que pueden ser obtenidos a partir del desarrollo de actividades productivas relacionadas con el acopio y el aprovechamiento energético de residuos biomásicos generados en áreas rurales y agroindustriales, se propone el desarrollo de mecanismos de financiamiento basados en créditos con garantías del Estado, u otro tipo de créditos a bajas tasas de interés, que puedan ser accedidos por proyectos que se enmarquen en tal propósito. Lo anterior, previendo principalmente el desarrollo de proyectos de mediana escala a partir de estas fuentes, tanto en áreas cobijadas por el SIN como en ZNI, y considerando igualmente que los resultados obtenidos de las evaluaciones costo-beneficio realizadas para el caso de la biomasa, muestran una alta relevancia en el costo de la deuda para dar viabilidad a este tipo de proyectos. Como criterios para la asignación de este tipo de créditos blandos u otros mecanismos favorables de financiamiento se propone requerir que los proyectos demuestren beneficios como son la generación de empleo rural, la asociación con otras actividades productivas del campo y otro tipo de beneficios directos sobre comunidades rurales y campesinas.

Mesa de trabajo para desarrollo de la geotermia

Teniendo en cuenta que a pesar de que algunos elementos están ya establecidos en la legislación colombiana respecto al uso del recurso geotérmico, como que la nación se reserva el dominio del mismo, y que este podrá ser destinado entre otros usos a la producción de energía o a la producción de calor directo para diferentes fines bajo el concepto de concesión, pero no existe una reglamentación específica sobre cómo han de ser otorgadas tales concesiones, bajo qué condiciones, por cuánto tiempo y con qué responsabilidades por parte de los desarrolladores del proyectos, se propone la acción interinstitucional del Estado para definir cómo aprovechar este recurso y disponer de un marco normativo y reglamentario que fije los términos que han de ofrecer certeza tanto a los inversionistas interesados en ejecutar proyectos de esta índole como a la comunidad general a quien atañe tanto el desarrollo de proycetos con FNCER como la protección del medio ambiente y las áreas de influencia de estos. Para dicho propósito se propone que principalmente el MADS, el MME, la ANLA, el SGC, la UPME y la CREG, que tienen alguna competencia sobre el aprovechamiento de estos recursos, dispongan de una mesa de trabajo cuyo producto sea la definición de tal marco normativo y reglamentario soportado principalmente en el Código de recursos naturales correspondiente al Decreto Ley 2811 de 1974, la Ley 99 de 1993, las Leyes 142 y 143 de 1994, la Ley 697 de 2001 y la Ley 1715 de 2014.

Incentivos por encima del precio de mercado

A fin de apoyar especialmente el desarrollo de proyectos de energía renovable, pero más específicamente el de proyectos de generación distribuida con estas fuentes, y en línea con lo establecido por la Ley 1715 de 2014, se propone incorporar un margen de remuneración por encima del precio de bolsa para aquella energía proveniente de tales fuentes que sea allí comercializada. Dicho margen puede ser valorado con base en los costos evitados a partir de la utilización de estas fuentes (pérdidas de transmisión y distribución evitadas, capacidad de generación evitada con otras fuentes, lo mismo que las inversiones evitadas en nueva infraestructura de T&D). La adopción de un incentivo tal podría ser aplicable a todos los generadores con FNCER y tendría la ventaja de representar un mecanismo que permitiría a los agentes participar en el mercado y responder a sus señales (cosa que no se logra bajo esquemas como los de tarifas garantizadas) y sería un incentivo consistente con el hoy en día existente “cargo por confiabilidad”. Otra opción a ser considerada para tal instrumento consistiría en hacer este margen extensivo no solo a la generación distribuida, sino a las FNCER conectadas a cualquier nivel de tensión y de cualquier tamaño.

Plan integral para el desarrollo energético de ZNI

En línea con el trabajo que ya vienen adelantando el IPSE y el MME en esta dirección, se propone la elaboración de un plan maestro de energización del las ZNI acompañado de subplanes regionales a fin de lograr poner al servicio de futuras soluciones el aprendizaje obtenido de experiencias previas, aprovechar los recursos locales en materia de FNCE para proveer soluciones energéticas competitivas con la generación eléctrica a partir de diésel, agregar condiciones y características regionales junto con otros criterios de diversa índole para determinar el mejor tipo de soluciones a ser promovidas en diferentes locaciones, y fomentar el desarrollo de soluciones costo-efectivas que sean más atractivas para los inversionistas a partir del nuevo esquema de remuneración para la prestación del servicio eléctrico en estas zonas. A su vez, se propone integrar las oportunidades para el desarrollo de actividades productivas, tecnificación o mejoramiento de estas a través del uso de la energía e incorporar los avances obtenidos de la ejecución de PERS, junto con la labor de estructuración y desarrollo de estos programas hasta cubrir todos los departamentos.

Para este plan se recomienda igualmente evaluar la posibilidad de vincular a agentes inversionistas estratégicos con trayectoria en el sector de servicios públicos para desarrollar programas regionales, empezando por pilotos que con base en su éxito puedan ser replicados.

Evaluación y optimización técnico-económica de cada proyecto apoyado en ZNI

Para el caso de proyectos a ser financiados o viabilizados con recursos públicos como los del FAZNI y el FENOGE, y a fin de lograr un uso eficiente y efectivo de estos, se recomienda realizar evaluaciones y análisis de optimización de los proyectos a través del uso de herramientas diseñadas con tal propósito. Lo anterior, teniendo en cuenta la demanda actual y futura a ser atendida en el municipio objeto de la solución propuesta, los recursos disponibles en la localidad específica, las alternativas tecnológicas o equipos con sus especificaciones y costos para la transformación energética de dichos recursos, sumado a los correspondientes costos de operación y mantenimiento. Este tipo de herramientas, combinado con la aplicación del esquema de remuneración de prestación del servicio de energía eléctrica, han de permitir esquemas costo-efectivos que representen inversiones productivas y sostenibles en el tiempo.

ANEXOS

ANEXO 1

Sistema de gestión de información y conocimiento en FNCER (SGIC-FNCER)

1. Antecedentes

Según el Plan de desarrollo para las fuentes no convencionales de energía en Colombia desarrollado por CorpoEma (2010), entre las principales dificultades enfrentadas para la formulación de políticas orientadas a promover el desarrollo de energías renovables en Colombia, se encuentra la ausencia de un diagnóstico objetivo en materia de disponibilidad y uso de tales fuentes a nivel nacional sumada a limitaciones evidenciadas en la información y el conocimiento existentes sobre la temática.

En línea con dicha falencia, entre 2009 y 2010, la UPME desarrolló un sistema llamado el SGIC-FNCE (Sistema de gestión y conocimiento en fuentes no convencionales de energía) como una plataforma virtual que contara con la participación y el diálogo de quienes trabajan en este campo para reunir información que permitiera producir un diagnóstico real de las FNCER en Colombia y al mismo tiempo facilitara la coordinación eficiente entre actores de diversos sectores para el desarrollo de proyectos e iniciativas para el aprovechamiento de estas fuentes.

A fin de dar continuidad a tal propósito, bajo este proyecto se retomó el trabajo realizado anteriormente por la Unidad y tras revaluar las funcionalidades y características de la plataforma inicialmente concebida, esta fue rediseñada, reconstruida y modernizada dando respuesta a los intereses manifiestos por la comunidad gracias a un trabajo de campo que fue realizado en las diferentes regiones del país con la ayuda de la Universidad Industrial de Santander, trabajo en el que igualmente se lograron identificar cerca de 900 actores y proyectos relacionados con la temática de las FNCER. De esta manera, desde mediados del año 2014 se puso en funcionamiento un nuevo sistema, conocido como el SGIC-FNCER (http://www1.upme.gov.co/sgic/) el cual cuenta con la participación de expertos y miembros de diversas entidades y organizaciones, grupos de investigación, instituciones educativas, universidades, empresas públicas y privadas, entidades estatales, entidades financieras y ciudadanos del común que comparten un interés en la temática de las energías renovables.

2. Propósito

Uno de los factores considerados dentro de este proyecto como fundamental para el buen desarrollo de los nichos de oportunidad de las FNCER en Colombia, lo constituye la información que en torno a estas fuentes, tecnologías y experiencias se logra tener disponible y compartir con el público en general, pero más específicamente con los actores que cuentan con algún interés, exploran o trabajan opciones en el sector energético y requieren tomar decisiones informadas para desarrollar acciones e iniciativas que tengan que ver con el aprovechamiento de estas fuentes.

A través de la divulgación de información generada internacionalmente sobre avances tecnológicos, desarrollo de proyectos innovadores y de crecientes escalas, cambios y tendencias de política energética a nivel global, se contribuye al proceso de vigilancia que debe hacer parte de toda estrategia basada en la adopción de tecnologías desarrolladas fuera del país. Adicionalmente, a través del intercambio de informa-

ción con los usuarios mismos del sistema, se recopila, construye y comparte información sobre proyectos existentes y nuevos desarrollos a nivel nacional, iniciativas en materia de investigación, desarrollos científicos, eventos de capacitación y oportunidades profesionales y laborales que surgen y se originan casi que en el día a día.

El agregar esta información a través de un sistema como el SGIC-FNCER no solo beneficia a los actores del público general que buscan conocer la realidad presente de estas fuentes en el contexto nacional e internacional, o soportar sus decisiones en la información veraz, más actualizada y completa posible que puedan encontrar, sino que de manera muy importante le permite a la UPME realizar análisis sobre la información de proyectos recopilada, con el fin de monitorear el despliegue de nuevas tecnologías, observar tendencias de crecimiento en el sector de las energías renovables a nivel nacional e incorporar esta información y análisis como aportes que ayudan a direccionar los diferentes planes que la Unidad elabora, especialmente en los casos del Plan de expansión de referencia generación - transmisión y el Plan indicativo de expansión de cobertura -PIEC-.

A futuro, conforme se logra reunir una masa crítica de proyectos, y se desarrolla cierta dinámica en la materialización y registro de los mismos, resultará útil monitorear indicadores como son el número de proyectos total, el número de proyectos en desarrollo, el número de proyectos que por algún motivo hayan tenido que cesar operaciones, las capacidades instaladas por fuente, la distribución de proyectos por escala y otras posibles variables que ilustrarán los resultados obtenidos en materia de incorporación de estas fuentes al Sistema energético nacional.

De esta manera, el SGIC-FNCER como parte de la estrategia de desarrollo de las FNCER en Colombia representa el punto de partida de una base de información robusta, útil y valiosa para el sector, que puede ser compartida de manera abierta y gratuita con el público, para la generación de conocimiento y retroalimentación a fin de contribuir al buen y sano desarrollo de estas fuentes en el país.

Adicionalmente, el sistema permite que la comunidad interesada en la temática de las FNCER interactúe y comparta la información que le sea posible, la cual llega a ser de dominio público, y de igual manera facilita la identificación de actores específicos para el establecimiento de contacto directo entre estos, a fin de compartir información relevante a la temática que pueda no ser de interés o dominio público. De esta manera, a través del portal se da visibilidad a los diferentes actores que intervienen, desarrollan actividades o tienen algún interés en el sector de las energías renovables, trátese de empresas, grupos de investigación o actores individuales que gustan compartir con la comunidad sus datos de contacto, convirtiendo este en un referente no solo de información pública sobre las energías renovables en Colombia sino en un medio de utilidad para la identificación de actores y el establecimiento de contactos entre diferentes instancias.

Finalmente, para efectos prácticos, en el tiempo en el que viene funcionando el sistema, además de crecer rápidamente en el número de usuarios, este ha venido cumpliendo con el propósito de agregar información que debidamente interrelacionada e interpretada permitirá a los usuarios conocer lo que ya existe, lo que ya se ha hecho, lo que se ha aprendido, y lo que se está haciendo desde diferentes frentes como son la investigación, el desarrollo de avances tecnológicos, la implementación de nuevos productos en el mercado, la ejecución y puesta en operación de nuevos proyectos, etc., para entonces definir qué falta por hacer, qué lecciones deben ser tenidas en cuenta y qué experiencias vale la pena replicar para lograr el exitoso despliegue de nuevos proyectos e iniciativas.

3. Evolución del SGIC-FNCER

Tras la entrada en operación productiva del SGIC-FNCER en los primeros días del mes de junio de 2014, durante el segundo semestre de tal año se avanzó en la publicación de contenidos, la convocatoria de usuarios, la producción de boletines informativos, la apertura de foros, la respuesta a inquietudes de los usuarios, la utilización de redes sociales y el posicionamiento general del portal, obteniendo al cierre de ese primer semestre de operación los resultados que se presentan a continuación.

Resultados obtenidos entre el 01/01/2014 y el 31/12/2014:

- Número de visualizaciones de contenido realizadas: 52.666
- Número de sesiones iniciadas por usuarios: 13.130
- Número de descargas de contenido efectuadas por los usuarios: 6.890
- Número de usuarios visitantes: 7.953
- Número de usuarios registrados: 682
- Número de publicaciones realizadas en el sistema: 292
- Número de proyectos registrados por los usuarios: 80
- Número de grupos de investigación inscritos: 32
- Número de empresas inscritas: 20.

Las figuras A1.1 y A1.2 ilustran las tendencias de crecimiento en el número de usuarios y visitas generadas sobre el sistema en ese mismo período.

Una vez finalizado el presente proyecto, el SGIC continúa su funcionamiento, soportado no solo por la UPME quien continuará ejerciendo la administración de contenidos y el mantenimiento del portal, sino por los mismos usuarios, a través de la publicación de los diferentes tipos de contenido del sistema, conforme las funcionalidades que este permite.

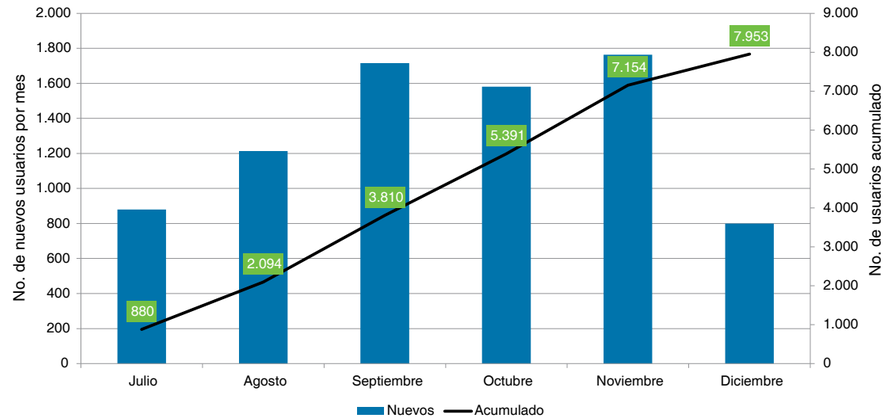


Figura A1.1. Evolución en número de usuarios del SGIC-FNCER (julio a diciembre de 2014).[1]
Fuente: Elaboración propia

1 Aun cuando la página entró en funcionamiento en el mes de junio de 2014, las estadísticas no empezaron a ser registradas en Google Analytics hasta el mes de julio.

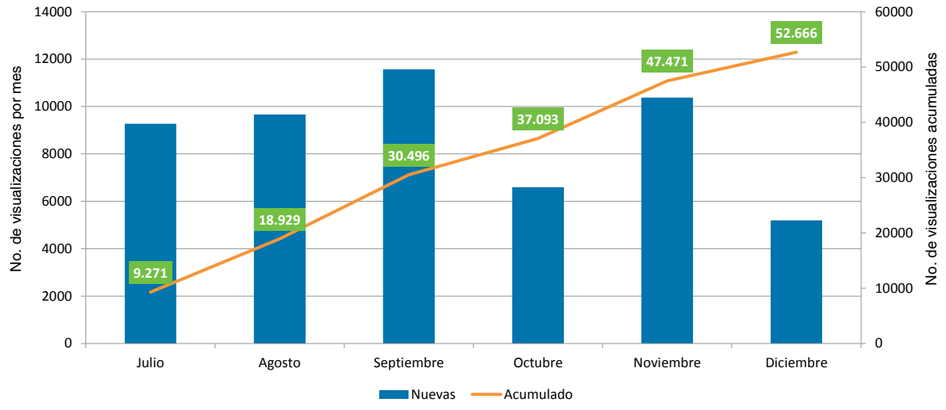


Figura A1.2. Evolución en visitas generadas sobre el SGIC-FNCER (julio a diciembre de 2014).
Fuente: Elaboración propia

De mantenerse las tendencias de crecimiento evidenciadas en el segundo semestre de 2014, para finales del año 2015 se espera contar con un número de usuarios de entre 10.000 y 15.000 usuarios, más de 200 proyectos registrados y más de 50 empresas inscritas. Para aportar al cumplimiento de este objetivo, a todos los lectores de esta publicación se les invita a ingresar al sistema (http://www1.upme.gov.co/sgic/), y a convertirse en usuarios activos del mismo.

4. Características del SGIC-FNCER

Como se presentó anteriormente, el sistema permite compartir con el público información relacionada con la temática de las energías renovables y su desarrollo a nivel nacional e internacional, lo cual se logra a través de la publicación y la carga y descarga de diferentes tipos de contenido según los diferentes módulos y funcionalidades del sistema. Para esto, el SGIC-FNCER cuenta con 4 módulos principales que se presentan a continuación.

4.1 Módulo de biblioteca virtual

Este módulo permite la carga de documentos relacionados con la temática de las energías renovables y se compone de 4 categorías que son:

- Documentos académicos
- Documentos comerciales
- Documentos legales e institucionales
- Noticias.

Conforme lo indican tales categorías, el módulo permite a los usuarios cargar al sistema, para compartir, documentos de producción académica, bien sea de autoría propia o de dominio público, lo mismo que documentos comerciales, tales como especificaciones o características de nuevos productos y servicios ofrecidos por empresas en el campo de las energías renovables, brochures, catálogos, etc.

Por su parte, la categoría de documentos legales e institucionales está reservada para la publicación de documentos por parte de la UPME (el administrador del sistema), correspondientes a actos administrativos, leyes, decretos y otros documentos oficiales relevantes en la ilustración de lo que es el marco legal, normativo y regulatorio que rige el desarrollo de las FNCER en Colombia.

La categoría de noticias que también forma parte de este módulo se encuentra reservada igualmente al administrador del sistema que publica este tipo de contenidos con cierta periodicidad.

Adicionalmente, al igual que lo permiten otros contenidos de la página, los usuarios pueden hacer comentarios a los documentos publicados (siempre y cuando estén registrados en el sistema a través de una cuenta personal), de manera que se abran espacios de discusión y sana crítica.

4.2 Módulo de proyectos

El módulo de proyectos es uno de los más importantes del sistema y se compone de 4 opciones que son:

- Listado de proyectos
- Consolidado de proyectos
- Gráfico # proyectos
- Gráfico capacidades.

Este tiene como propósito dar a conocer y compartir con el público y con la UPME, información sobre proyectos tanto en el ámbito académico o investigativo como en el ámbito comercial y productivo, que se planee desarrollar a futuro, se estén desarrollando o hayan sido desarrollados y estén en operación utilizando o abarcando FNCER. La categoría de proyectos comerciales o productivos busca abarcar todos los proyectos de generación[2] desarrollados en el país, hablando tanto de proyectos eléctricos como térmicos, grandes y pequeños, en ZNI y en el SIN, con el fin de brindar el panorama completo de la implementación de tecnologías que operen con estas fuentes en el país. El módulo permite a los usuarios registrar sus proyectos proporcionando alguna información básica y otra información extensiva hasta el nivel en el que le sea posible al usuario suministrar, y alimenta una base de datos que puede ser consultada por el público y manejada por el administrador del sistema para efectos de realizar análisis agregados de la información allí contenida. Adicionalmente, el módulo permite al usuario visualizar la información de los proyectos a través de consolidados bajo el criterio de número de proyectos o capacidades instaladas por fuentes, tipo de proyectos, departamentos y combinaciones entre estas variables a través de la aplicación de filtros que originan gráficos visuales y tablas consolidadas.

4.3 Módulo de convocatorias

Este módulo se divide en cuatro categorías que son:

- Convocatorias y eventos académicos
- Convocatorias y eventos de financiamiento
- Convocatorias y eventos industriales y comerciales
- Convocatorias y eventos laborales.

Conforme lo indican estas categorías, el módulo permite a los usuarios compartir con el público información sobre eventos académicos, industriales o comerciales, convocatorias laborales o para financiamiento de proyectos. El propósito de este espacio consiste en que cualquier usuario del sistema pueda publicar información e invitaciones a participar de congresos, seminarios, cursos, diplomados, etc., ofertas de tra-

2 Entendidos como proyectos de generación, autogeneración, cogeneración y todos aquellos en los que se utilice una FNCER para generar energía útil comercializada o utilizada directamente por el usuario.

bajo, siempre y cuando estos estén relacionados con la temática de FNCER, lo mismo que de eventos como ruedas de negocios o concursos para participar por recursos de cooperación o apoyo a determinado tipo de proyectos relacionados.

4.4 Módulo de comunidad

Bajo este último módulo se maneja la información de usuarios, empresas y grupos de investigación registrados en el sistema como tal, permitiendo dar visibilidad de estos actores ante el público general que consulta el sistema. En el caso de los usuarios personales, estos tienen la opción de compartir o no su dirección de correo electrónico para poder ser contactados por cualquier otro usuario registrado del sistema, y en cada caso, se presenta alguna información básica que describe el campo de acción o la temática de trabajo o interés del usuario o entidad, ofreciendo también la opción de dirigir a sitios en internet donde se presenta información más detallada.

A su vez, este módulo ofrece a los usuarios una herramienta de blog personalizado, a través de la cual estos pueden plantear consultas abiertas, compartir experiencias prácticas o difundir cualquier contenido relacionado con la temática de las FNCER. Para salvaguardar estos efectos, el administrador del sistema tiene la posibilidad de vetar contenidos o usuarios en caso que se llegase a hacer un mal uso de estas libertades. También se ofrece una herramienta de chat que a pesar de no ser de libre acceso a los usuarios puede ser utilizada en coordinación con el administrador del sistema, el cual puede ser contactado a través de la dirección de correo electrónico adminsgic@upme.gov.co.

ANEXO 2

Potencial y proyecciones para el aprovechamiento de energía solar a través de sistemas solar FV en techos urbanos

1. Introducción

De acuerdo con estimados realizados por CorpoEma (CorpoEma, 2010a), al año 2010 en Colombia existían alrededor de 9 MWp instalados en sistemas solar FV, cobijando tanto instalaciones profesionales como sistemas aislados diseminados en todo el territorio nacional. Por otra parte, un listado parcial de proyectos conocidos como el resumido en la tabla A2.1 presenta capacidades que ascienden al orden de 2,5 MW, principalmente de pequeños sistemas menores a 30 y 10 kWp de potencia instalada y un número no despreciable de sistemas por encima de los 30 y los 100 kWp,desarrollados todos en los últimos 5 años, con lo cual se puede inferir que un estimado nacional actualizado de capacidades instaladas en este tipo de sistemas puede estar en el orden de los 11,5 MWp a inicios de 2015.

Tabla A2.1. Muestra de algunos proyectos SF documentados a enero de 2015.

	No. de sistemas	Capacidad agregada (kW)
Sistemas de capacidad instalada ≥100 kWp	6	1412
Sistemas de capacidad instalada ≥30 y <100 kWp	10	444
Sistemas de capacidad instalada ≥10 y <30 kWp	28	419
Sistemas de capacidad instalada ≥3 y <10 kWp	34	194
Sistemas de capacidad instalada <3 kWp	55	70
TOTAL	133	2539

Fuente: UPME, IPSE, Hybrytec, GreenEnergyLatinAmerica, Solar Center.

Conforme lo identificado en el capítulo 2 de este documento, entre las tecnologías consideradas como nichos de oportunidad para el desarrollo de las FNCER, la energía solar FV constituye la principal fuente y la más apropiada para el desarrollo de sistemas de autogeneración a pequeña escala en sectores como el residencial, comercial y público e industrial,teniendo en cuenta su carácter modular y su facilidad de instalación, su tendencia de costos decrecientes en los últimos años y la disponibilidad del recurso solar a lo largo y ancho del territorio.

Al mismo tiempo, como se identificó en el capítulo 3, una de las barreras que enfrentan las FNCER, según la opinión de agentes y expertos del sector energético, está ligada a la ausencia de información respecto a los potenciales de utilización de recursos provenientes de estas fuentes y en especial en su relación con una tecnología específica como es la solar FV que cuenta con el potencial de ser desplegada de manera masiva a través de cientos y miles de pequeños sistemas independientes.

Luego, con el objetivo de dimensionar tales potenciales y posibles niveles de penetración de la tecnología,inicialmente se toma bajo este ejercicio el caso de la ciudad de Bogotá para la cual se calculan posibles potenciales de capacidad a ser instalados a partir de diversos criterios, para posteriormente extender el cálculo de dicho potencial a un mayor número de ciudades en el territorio nacional y formular así un estimado nacional del potencial desarrollo de este nicho de oportunidad. Posteriormente, teniendo presente dicho resultado y partiendo de la base de la experiencia internacional en el despliegue de este tipo de sistemas, se realizan proyecciones de las capacidades instaladas que pudieran desarrollarse en los próximos 15 años, bajo dos escenarios diferentes de esquemas de medición bidireccional.

1.1 Estimados de potencial solar FV en techos para la ciudad de Bogotá

El caso de Bogotá resulta ser de especial interés para este análisis, teniendo en cuenta no solo el hecho de ser la capital y la ciudad más grande y de mayor consumo energético del país sino también basados en la disponibilidad de información de catastro sobre áreas, distribución por sectores y estratificación socioeconómica, de relevancia para la cuantificación de un potencial vialmente económico para las soluciones solar FV.

El ejercicio se basa entonces, primero que todo en el cálculo de un potencial teórico de energía primaria solar basado en el área de la ciudad y la irradiación promedio recibida conforme se presenta en la tabla A2.2, lo cual ilustra simplemente que la energía diaria recibida en esta área es equivalente a más de60 veces la energía eléctrica consumida diariamente en esta ciudad.[1] Sin embargo, es necesario tener en cuenta que las limitaciones tecnológicas en materia de la eficiencia con la que dicha energía puede ser transformada en electricidad a través de paneles solar FV y las restricciones en áreas disponibles para su instalación, reducen drásticamente el potencial que de manera técnicamente viable pudiere llegar a ser aprovechado en el futuro. Para esto, a partir de información suministrada por la Unidad Administrativa de Catastro de la Capital (Catastro, 2012), se opta por tomar el área de superficie construida correspondiente al sector residencial en el área urbana, y sumado a esto se asume el uso de paneles policristalinos con una eficiencia del orden de 15%, es decir, que producen 0,15 kW/m^2 bajo STC (condiciones estándar de prueba) más la aplicación de un factor de corrección de 1,3 por efectos de espaciamiento entre paneles, con lo cual se tiene un factor de instalación técnicamente factible de 0,11 kWp/m^2, y se obtienen los datos presentados igualmente en la tabla A2.2.

Tabla A2.2. Potenciales teórico y técnico para sistemas solar FV en la ciudad de Bogotá.

Ciudad	Área total (m^2)	Irradiación solar (kWh/m^2/día)	Potencial teórico en energía (GWh/día)	Área residencial (m^2)	Potencial técnico en potencia pico (MWp)
Bogotá	330.193.785	4,82	1.592	117.973.936	12.977

Fuente: elaboración propia con base en datos de Catastro y NASA EosWeb.

1 Basado en potencial teórico en energía de 1.592 GWh/día y una demanda anual del orden de 9.200 GWh /año de energía eléctrica para el año 2012 conforme lo establece Fedesarrollo (2013b).

Ahora bien, aunque el anterior potencial técnico de 12.977 MWp ofrece una primera idea de la capacidad pico que pudiese llegar a ser obtenida si todos los techos de predios residenciales existentes al año 2012 se cubriesen con paneles solares de una tecnología hoy en día madura y ampliamente comercializable (como son los paneles policristalinos), existen criterios de optimización e inconveniencia logística y técnico-económica que reducen el área potencial a ser usada para la instalación de estos sistemas, de manera representativa, como se plantea más adelante al momento de realizar un estimado de techos urbanos aptos a nivel nacional para este propósito. Sin embargo, otros criterios igualmente importantes limitan también el potencial económico o comercial para el desarrollo de estos sistemas como una solución energética costo-efectiva que represente ventajas con relación a consumir la energía de la red.

Para entrar en las anteriores consideraciones, en este primer caso de la ciudad de Bogotá se toma como foco de atención el sector residencial y se parte de la posibilidad de implementar sistemas solar FV en los estratos 5 y 6, basado en los ahorros que este tipo de sistemas pudieran representar ante las altas tarifas de energía eléctrica que pagan estos sectores, y en los estratos 1 y 2 considerando la posibilidad de desarrollar programas dirigidos a utilizar estos sistemas como medio de reducción en el largo plazo de los subsidios de energía pagados por el Estado y los usuarios del sistema eléctrico.

A partir de tal supuesto, se utilizan entonces las áreas y número de predios reportados a 2012, asociados a cada uno de estos cuatro estratos en la ciudad de Bogotá, y según los resultados que se presentan en la tabla A2.3, en primer lugar se calculan los potenciales en capacidad que puedieran ser instalados en cada uno de tales sectores,asumiendo la posibilidad de usar un 40% de los techos disponibles (porcentaje que se explica más adelante).

Tabla A2.3. Potencial económico basado en nichos de interés y estimado de área residencial utilizable para la ciudad de Bogotá.

	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 5	Estrato 6	TOTAL
Área residencial (m^2)	9.405.356	38.533.271	7.243.254	8.940.669	64.122.550
Potencial económico en potencia pico (MWp) utilizando 40% de techos residenciales	414	1.695	319	393	2.821

Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar, en este caso el potencial técnico-econónimamente viable se reduce ya a 2.821 MWp. Seguidamente, a partir del número de predios ubicados bajo cada estrato de interés se realizan supuestos del tamaño de los sistemas que este tipo de predios pudiese instalar para satisfacer su demanda eléctrica (asumiendo un esquema de medición bidireccional).Haciendo uso de tales supuestos presentados en la tabla A2.4, se calcula entonces la capacidad instalable en predios de carácter unifamiliar (es decir, excluyendo el caso de edificaciones multifamiliares como son edificios) y posteriormente limitando tal capacidad al caso de predios de tenencia en propiedad (es decir excluyendo el caso de viviendas arrendadas), de donde se optienen potenciales económicos de 552 y 282 MWp, respectivamente.

Tabla A2.4. Potencial económico basado en nichos de interés y estimado de área residencial utilizable para la ciudad de Bogotá.

	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 5	Estrato 6	TOTAL
Supuesto de potencia promedio instalada por predio (kWp)	1	1	3	3	NA
No. de predios unifamiliares	41.972	198.401	53.502	50.452	344.327
Potencial económico en potencia pico (MWp) utilizando sistemas en predios unifamiliares	42	198	161	151	552
No. de predios de tenencia en propiedad	21.406	101.184	27.286	25.730	175.606
Potencial económico en potencia pico (MWp) utilizando sistemas en predios de tenencia en propiedad	21	101	82	77	282

Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar de los resultados obtenidos, conforme se utilizan criterios socio-económicos basados en la factibilidad económica del desarrollo de los sistemas, reduciendo la población al caso de predios unifamiliares de propiedad del residente y se tiene en cuenta el dimensionamiento de sistemas típicos con base en la demanda promedio del tipo de predios considerados, el potencial económico se reduce representativamente con respecto al potencial técnico anteriormente estimado, que en términos globales para la ciudad de Bogotá viene a situarse en el orden de 282 MWp (varios cientos de MWp) económicamente factibles vs.12.977 MWp inicialmente definidos como técnicamente posibles.

1.2 Estimados de potencial solar FV en techos para las principales ciudades del país

Luego, a partir de estos estimados obtenidos para la ciudad de Bogotá, se busca extender el ejercicio de potenciales para una muestra urbana representativa del país, basado esta vez en información de población y áreas disponible para las ciudades comprendidas bajo dicha muestra. Para tal efecto se opta entonces por tomarlas 20 ciudades principales, las cuales suman aproximadamente el 45% de la población nacional, y se incluyen la ciudad de Riohacha en La Guajira y la isla de San Andrés, por su ubicación estratégica geográfica y política para el despliegue de este tipo de sistemas (tabla A2.5).

Las áreas urbanas correspondientes a las 22 ciudades de interés son obtenidas o calculadas haciendo uso de sus datos de población y densidad poblacional urbana conforme lo reportado por el DANE (DANE, 2005), y con base en estas se aplica la metodología que se explica a continuación la cual ha sido calibrada para obtener resultados en órdenes de magnitud coherentes con los estimados económicos anteriormente planteados para el caso de Bogotá.

Con base en las áreas urbanas determinadas para las diferentes ciudades de interés, se aplica el supuesto de que el 20% de la superficie urbana de estas ciudades corresponde a techos construidos (Rosenfeld, 2013),[2] los cuales representan una primera aproximación del área que en principio se encontraría disponible para la instalación de sistemas solar FV. Posteriormente, se asumió que al menos la mitad de estos techos no presentan las características estructurales necesarias para sostener sistemas solar FV (es decir que soporten una carga de aprox. 20 kg/m^2) con lo cual se reduce el área total de techos estructuralmente utilizables en un 50%.

2 El autor Rosenfeld Arthur H. (2013) reporta que normalmente el 25% del área urbana de una ciudad corresponde a áreas techadas. Con base en esto, a fin de realizar un estimado más conservador, en este caso se asume un valor del 20% de techos sobre el área urbana de una ciudad.

Adicionalmente, sobre los techos supuestos como estructuralmente aptos se calcula que aproximadamente tan solo un 40% de su superficie puede ser utilizada para la adecuada instalación de paneles, teniendo en cuenta la presencia de claraboyas, tanques de agua, chimeneas, antenas, canales y otros elementos que obstaculizan la instalación o producen sombra sobre los paneles, al igual que las áreas que resulta necesario dejar libres para accesos de mantenimiento y para evitar cargas aerodinámicas innecesarias sobre los paneles.

Partiendo de esa área reducida, se reparten los techos en proporciones correspondientes a construcciones en los sectores residencial, comercial y público e industrial, haciendo uso combinado del supuesto de que alrededor de un 65 y un 70% de los techos identificados corresponde a techos residenciales y manejando cifras de la composición de la actividad económica disponible (industrial, comercial y servicios) para distribuir el área restante (DANE, 2005) aplicando la proporción correspondiente a cada una de las ciudades de interés.

Por otra parte, teniendo en cuenta el precedente de que países con amplios desarrollos de sistemas solar FV, como es el caso de Australia,hoy en día presentan cifras que indican que en ciudades con la mayor actividad tan solo un 12% de sus viviendas aptas cuentan con sistemas solar FV (Solar Choice, 2013), se establece que los propietarios de alrededor del 10% de los techos calculados como utilizables pudieran en algún momento en los próximos 15 años optar por instalar un sistema tal, con lo cual se llega a cifras finales de potenciales económicos o comerciales que corresponden al 10% de las áreas estructural y técnicamente disponibles, consideradas como de factible utilización, para cada ciudad.

Finalmente, para asignar capacidades en materia de kWp instalables por m^2 de área de techos disponible, se utiliza el mismo valor de 0,11 kWp/m^2 correspondiente ala capacidad instalable a partir de paneles policristalinos y un factor de dimensionamiento de 1,3.

A partir delo anterior se obtienen los resultados de áreas aptas y disponibles en techos, y capacidades instalables en tal área conforme se presentan en la tabla 5, para los sectores residencial, comercial y servicios e industrial, para cada una de las 22 ciudades cobijadas.

Como se puede observar, a partir de esta metodología de cálculo el potencial determinado para el 10% de las áreas estructural y técnicamente disponibles en la ciudad de Bogotá corresponde aun total de 698 MW de los cuales 473 MW se encuentran asociados al sector residencial. Si bien esta cifra de potencial residencial se ubica por debajo de los 552 MW calculados con base en predios unifamiliares y por encima de los 282 MW calculados con base en predios de tenencia en propiedad, los órdenes de magnitud coinciden, validándose la metodología de cálculo de estimados, y logrando reflejar así tanto el potencial del sector residencial como el de los sectores comercial e industrial. Sumando entonces estos potenciales para el total de techos urbanos aptos disponibles en las 22 ciudades cobijadas, se obtiene un potencial total de 1.887 MWp que se estima pudiera ser aprovechado eventualmente a través de desarrollos a ser logrados principalmente en los próximos 15 años.

Por otra parte, teniendo en cuenta estos potenciales, junto con la característica particular de irradiación de cada ciudad (datos presentados en la figura A2.1), se calcula igualmente la energía anual potencial a ser producida por estos sistemas, suponiendo factores de rendimiento (performance ratio) del 85%. De acuerdo con estos resultados, el potencial máximo de autogeneración a ser logrado por estos sistemas estaría en la ciudad de Bogotá con una producción ligeramente por encima de los 1.000 GWh/año, que representaría cerca de un 11% de la demanda de la ciudad de Bogotá al año 2012.

Tabla A2.5.Cálculo de potenciales con base en áreas de techos estructural y técnicamente utilizables.

Ciudad	Población (Hab @ 2012)	Densidad Pob. (Hab / km²)	Área urbana (Km²)	Área techos (Km²)	Actividad económica				Área Techos (Km²)		Potencial (MWp) basado en 10% de techos utilizables		
					Industria	Comercio	Servicios	Residencial	Comercial y servicios	Industrial	Residencial	Comercial y servicios	Industrial
Bogota	7.674.366	4.321	1.587	159	10,20%	42,20%	36,30%	107,58	42,18	8,95	473	186	39
Medellín	2.417.325	5.820	381	38	11,30%	46,70%	29,40%	25,86	9,84	2,37	114	43	10
Cali	2.319.684	4.100	564	56	6,90%	45,80%	25,20%	39,97	14,19	2,23	176	62	10
Barranquilla	1.206.946	6.919	174	17	12,90%	41,30%	36,40%	11,73	4,56	1,16	52	20	5
Cartagena	978.600	4.100	239	24	9,40%	46,80%	31,70%	16,06	6,3	1,52	71	28	7
Cúcuta	637.302	6.919	92	9	9,00%	54,30%	27,90%	6,2	2,55	0,47	27	11	2
Soledad	582.774	6.919	84	8	12,90%	41,30%	36,40%	5,66	2,2	0,56	25	10	2
Ibagué	542.876	6.919	78	8	9,30%	52,40%	29,20%	5,29	2,16	0,41	23	9	2
Bucaramanga	526.827	4.342	121	12	14,30%	48,20%	26,60%	8,22	3,08	0,84	36	14	4
Soacha	488.995	4.321	113	11	9,40%	49,90%	30,20%	7,64	3,06	0,62	34	13	3
Santa Marta	469066	6.989	67	7	12,90%	41,30%	36,40%	4,51	1,75	0,44	20	8	2
Pereira	464.719	5.223	89	9	12,80%	48,80%	28,80%	6,03	2,34	0,52	27	10	2
Villavicencio	463.121	5.223	89	9	8,00%	51,90%	32,80%	5,95	2,52	0,39	26	11	2
Bello	438.577	3.700	119	12	9,40%	46,80%	31,70%	7,97	3,13	0,75	35	14	3
Valledupar	433242	5.223	83	8	6,80%	49,30%	31,90%	5,6	2,27	0,43	25	10	2
Pasto	428890	6.475	66	7	9,10%	54,90%	26,90%	4,48	1,83	0,32	20	8	1
Montería	428579	5.223	82	8	8,00%	49,90%	31,20%	5,53	2,24	0,44	24	10	2
Manizalez	393167	5.223	75	8	10,20%	52,90%	29,20%	5,06	2,08	0,39	22	9	2
Buenaventura	384.504	5.223	74	7	6,90%	45,80%	25,20%	5,22	1,85	0,29	23	8	1
Neiva	337848	5.223	65	6	9,20%	52,60%	29,30%	4,35	1,78	0,33	19	8	1
Riohacha	231.653	6.919	33	3	8,90%	47,80%	26,80%	2,29	0,85	0,2	10	4	1
San Andrés	75.167	6.919	11	1	4,40%	53,40%	30,50%	0,73	0,3	0,05	3	1	0
										Totales:	1284,41	497	104
										Participación:	68%	26%	6%
										Total Capacidad:		1886,07	

Fuente: Elaboración propia con base en datos DANE, 2005

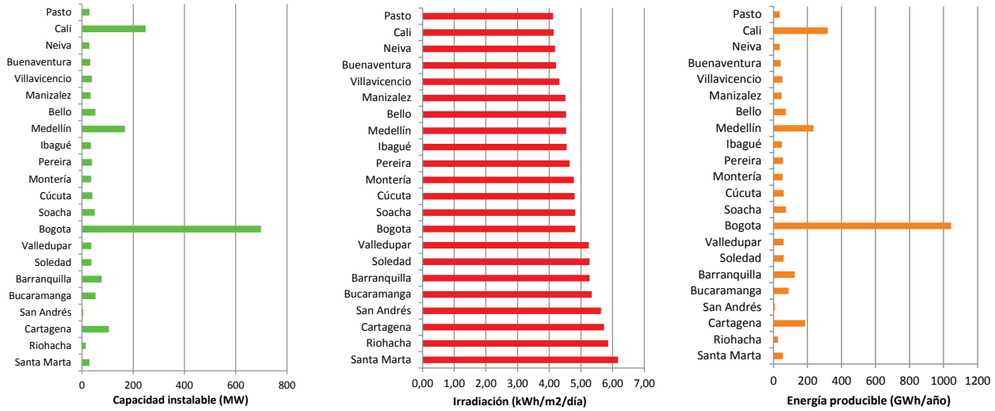


Figura A2.1. Datos de irradiación solar y potenciales en capacidad y energía para 22 ciudades de interés.
Fuente: Elaboración propia con base en datos de la NASA EosWeb.

1.3 Proyecciones de penetración de sistemas solar FV para Colombia

Para efectos de determinar proyecciones de la creciente penetración esperada para este tipo de sistemas en los próximos años, partiendo de un mercado relativamente pequeño como lo ha sido el mercado colombiano durante las últimas décadas, y que enfrenta posibilidades de recibir un gran impulso a partir de los incentivos a la inversión y el esquema de créditos de energía para autogeneradores de pequeña escala con FNCER que dispone la Ley 1715,se pueden considerar las experiencias de países industrializados como Alemania, España o Estados Unidos o la de otros más cercanos como Chile, Brasil y México que

en los últimos 8 años han emitido leyes y mecanismos similares a los que acaba de establecer Colombia, como son esquemas de medición bidireccional para habilitar la entrega de excedentes provenientes de FNCER a pequeña escala.

Como se explica en el capítulo 4 de este documento, el concepto de esquema de medición bidireccional contempla las posibilidades de tener un esquema de medición neta, como el desarrollado en México,o un esquema de facturación neta, como el desarrollado en Chile muy recientemente.

En el caso de Chile, que adoptó el concepto legal de un esquema de medición bidireccional en febrero de 2012 y posteriormente expidió en septiembre de 2014 el reglamento oficial que ahora permite su aplicación (Ministerio de Energía de Chile, 2014), desafortunadamente no se conocen a la fecha de publicación de este documento los efectos que este modelo ha traído en los últimos meses o que se espera traerá en los próximos años sobre la dinámica de instalación de sistemas solar FV.

Sin embargo, en el caso de México, que desde el año 2007 viene implementando un esquema de medición neta que inicialmente aplicó solo para sistemas solar FV residenciales y a partir de 2010 se amplió a otros sectores y tecnologías renovables (ZERO. Energyon,2014), las cifras disponibles de sistemas instalados antes y después de la aplicación de estos mecanismos de promoción a la generación a pequeña escala con renovables, permiten observar que tras la entrada en vigencia del esquema de medición neta la instalación de sistemas se ha incrementado año a año como se presenta en la figura A.2.2. De estos datos se tiene que en dicho país a partir del año 2007 la capacidad instalada ha venido creciendo con una tasa promedio anual del 15% y adicionalmente, a 2014 la CRE (Comisión Reguladora de Energía de México) reportaba contar con permisos autorizados para añadir 1072 MW en energía solar fotovoltaica en los próximos años (América economía, 2014), lo cual indica una posible aceleración en la tasa de crecimiento de sistemas solar FV en ese país en los próximos años.

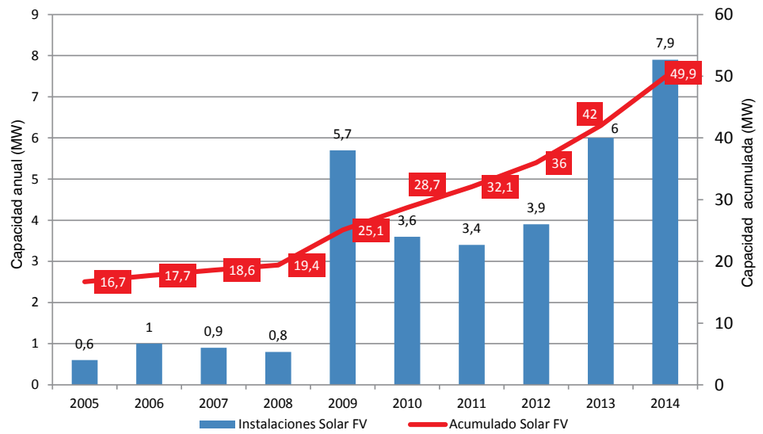


Figura A2.2. Capacidad anual instalada y acumulado de capacidad neta en sistemas solar FV para México a 2014.
Fuente: elaboración propia con base en SENER, 2013 y REVE, 2014.

Finalmente, en el caso de Brasil, que en el año 2012 se adoptó un esquema de medición neta para pequeños autogeneradores distribuidos con energías renovables (ANEEL, 2012),proyecciones elaboradas por Preiser A., Kissel J. et Krenz P (Preiser et al, 2014)son tan optimistas como para pronosticar incrementos del 100% en la capacidad instalada año a año, hasta el año 2022, conforme lo presenta la figura A2.3.

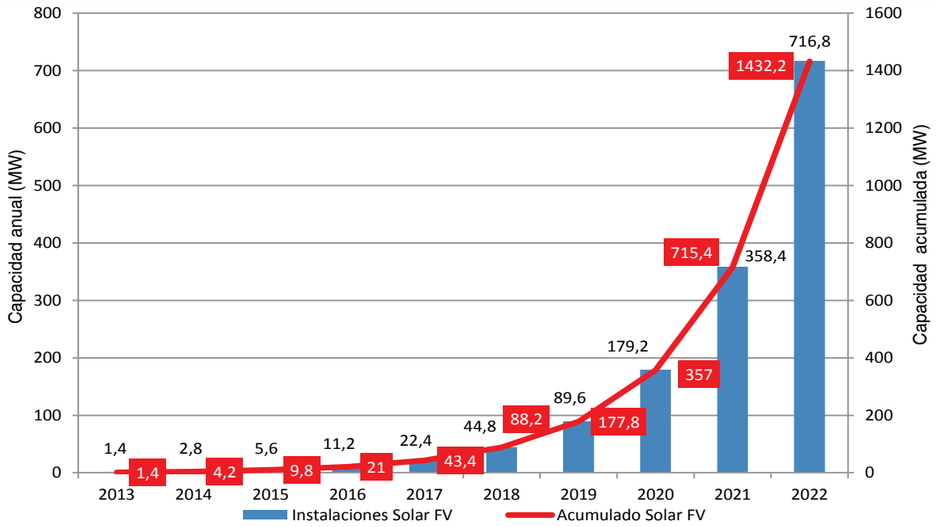


Figura A2.3. Proyecciones de capacidad anual a ser instalada y acumulado de capacidad neta en sistemas solar FV para Brasil hasta el año 2022
Fuente: adaptada de Preiser et al, 2014.

Entre tanto, de acuerdo con estadísticas recientes (REN21, 2014) la energía solar fotovoltaica presentó un crecimiento global del 39%de 2012 a 2013,y una tasa promedio anual de crecimiento del 55% en los últimos 5 años. Al mismo tiempo, países como Estados Unidos reportan pronósticos de crecimiento actuales del 61% para sistemas residenciales y 41% para instalaciones de escala industrial (SEIA, 2014), en tanto que el Fraunhofer Institute (Fraunhofer Institute, 2014) reporta tasas de crecimiento anual en el último año de 44% para el caso de Alemania, y Rickerson (2014b) indica que desde el año 2000 el porcentaje global de crecimiento del mercado solar FV ha sido superior al 40% anual. Adicionalmente, como lo comentan diferentes fuentes (Martinot, 2014; IRENA, 2012b; IEA, 2010), y al igual que se presenta en el capítulo 1 de este documento, ante altas tasas de crecimiento,la mayoría de los pronósticos y proyecciones de crecimiento realizadas en años anteriores para este tipo de sistemas han sido superadas por los resultados reales, principalmente gracias a la caída en los costos de la tecnología.

1.4 Escenarios de crecimiento y resultados

Para las proyecciones realizadas para el caso colombiano, se consideran entonces dos escenarios básicos, asumiendo en ambos casos que tanto los incentivos a la inversión dispuestos por la Ley 1715 como el esquema de créditos serán aplicables a partir de finales del año 2015, y suponiendo bajo el primer escenario la reglamentación de un esquema de medición neta, y bajo el segundo un esquema de facturación neta. A estos escenarios corresponden entonces tasas de crecimiento promedio anuales de 30% y 40%,[3] respectivamente, previendo sin embargo que las tasas de crecimiento serán altas en los primeros años (alcanzando niveles de hasta el 300 y el 400%), estabilizándose posteriormente a tasas del orden de 6% para el escenario de facturación neta y 15% para el escenario de medición neta.

3 Debe tenerse en cuenta que las tasas promedio anuales son calculadas de acuerdo con la siguiente fórmula: $T = \left(\frac{C_f}{C_i}\right)^{1/n} - 1$
Donde
T= tasa promedio anual de crecimiento
C_f = capacidad instalada final (en el año n)
C_i = capacidad instalada inicial (en el año 0)
n = número de años.

Siendo estas tasas aún menores que las presentadas a nivel mundial para los últimos 5 años, y situándose en niveles intermedios entre la experiencia reciente de México y los pronósticos realizados para Brasil, se consideran medidamente conservadoras en relación con los comportamientos evidenciados en países de alto desarrollo en solar FV como Alemania, China o Estados Unidos, pero a la vez un tanto osadas esperando ser revisadas conforme pasen los primeros años de desarrollo para determinar qué tanto se ciñen estas a la realidad.

Los dos escenarios modelados dan entonces por resultado las proyecciones presentadas en la figura A2.4, alcanzando a 2030 capacidades instaladas en techos del orden de 56 MW para el escenario de facturación neta, que asume una tarifa de créditos poco mayor que el costo de generación más transmisión, y de 167 MW para el escenario de medición neta, bajo el cual la tarifa de los créditos sería la misma con la que se facturan los consumos al usuario.

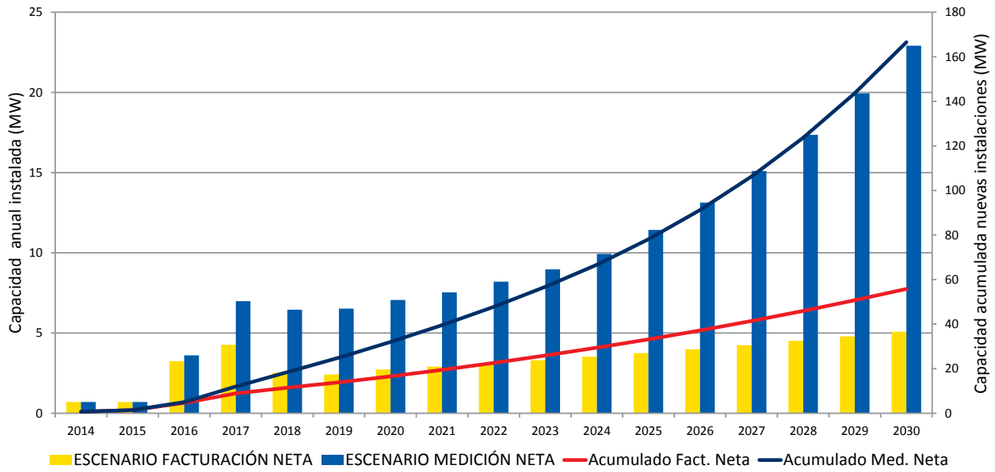


Figura A2.4. Proyecciones de crecimiento de instalaciones solar FV de pequeña escala para Colombia, hasta el año 2030.
Fuente: elaboración propia.

Síntesis de resultados

Contándose entonces con los resultados de potenciales planteados anteriormente y las proyecciones recién obtenidas, en la figura A2.5 se presenta el paralelo de estos dos, recordando que mientras que las proyecciones arrojan pronósticos de las capacidades que se espera pudieran ser desarolladas de aquí al año 2030, los potenciales corresponden a estimados basados en el supuesto de que un 10% de las áreas de techos aptas y disponibles en 22 ciudades principales del país pudieran ser eventualmente utilizadas para la instalación de estos sistemas solar FV.

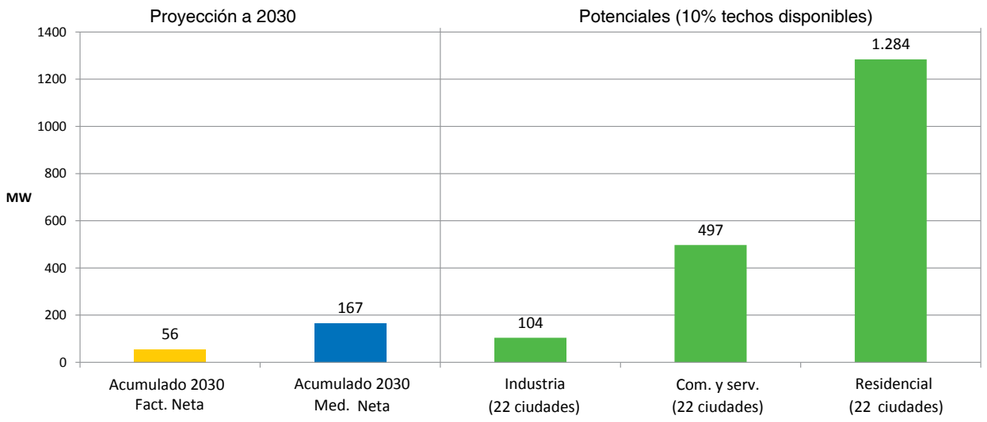


Figura A2.5. Comparación de proyecciones de capacidad acumulada en sistemas solar FV al año 2030 y potenciales con base en la disponibilidad de techos en 22 ciudades principales del país.
Fuente: elaboración propia.

De estos resultados puede considerarse entonces que dado que en el mejor de los casos, correspondiente al escenario de un esquema de medición neta, se está previendo el desarrollo de tan solo un poco menos del 9% del potencial total estimado, de lograrse reducciones notables en los costos de inversión en este tipo de sistemas en los próximos años,este podría ser eventualmente superado como ha sucedido con la mayoría de las proyecciones de crecimiento de la solar FV a nivel mundial. No obstante, a fin de no crear falsas expectativas desde un inicio, se propone establecer este tipo de prospecto relativamente optimista pero a la vez aterrizado que deberá ir siendo revisado, y ajustado de ser necesario, conforme transcurran los primeros años de desarrollo de este naciente mercado.

ANEXO 3

Aprovechamiento de biomasas como sustituto de energéticos fósiles en la industria

Introducción

Haciendo uso de un modelo de sustitución basado en la ponderación de criterios de decisión económicos y ambientales,[1] a continuación se evalúan los posibles márgenes de sustitución de combustibles fósiles utilizados en el sector industrial colombiano por FNCE como son la biomasa y residuos no orgánicos de potencial uso energético. Lo anterior, considerando 5 escenarios que combinan dos supuestos básicos sobre el criterio económico que prima al momento de la toma de decisión por parte del inversionista para migrar hacia el uso de un combustible alternativo, y las condiciones que en materia de incentivos económicos se pueden dar para promover estas inversiones, como son los dispuestos por la Ley 1715 (en este caso analizados con alcance limitado a la exclusión de IVA y arancel para equipos y maquinaria), sumados a otra posible condición como lo sería un eventual impuesto al carbono. Posteriormente, se plantean dos casos particulares de aprovechamiento energético de residuos: los residuos agrícolas de cosecha –RAC– en el cultivo de la caña de azúcar y los residuos de la palma de aceite, tratándose estos de recursos con el potencial de ser aprovechados bajo esquemas de cogeneración principalmente dirigidos a la producción de energía eléctrica.

1. Sustitución de combustibles convencionales en la industria

Para efectos de determinar la conveniencia de optar por sistemas térmicos industriales más económicos y sostenibles que aquellos basados en energéticos convencionales, se manejan dos criterios o visiones económicas que consisten, la primera en una visión de corto plazo que busca minimizar el costo de las inversiones iniciales (CAPEX) por MW_{th} instalado, o en otros términos reducir el tiempo de retorno de tales inversiones y la segunda, en una visión de largo plazo que busca minimizar el costo nivelado de la generación térmica producto del sistema. Estas dos visiones conjugadas con la aplicabilidad o no aplicabilidad de los incentivos de la Ley 1715 dan lugar así a cuatro primeros escenarios planteados, conforme se presenta en la tabla 1. Luego, al escenario más optimista correspondiente a la visión de largo plazo sumada a la aplicación de los incentivos de IVA y arancel, se le añade la aplicación de un impuesto al carbono que afectaría el consumo de combustibles fósiles en la industria, a través del pago mandatorio de 5 USD por tonelada de CO_2 emitido como producto de la combustión de tales energéticos,[2] el cual sería aplicable a partir del año 2020.

En todos los casos, se asume que el inversionista toma su decisión basado principalmente en el criterio económico (bien sea con una visión de corto o largo plazo), considerando también en parte el criterio ambiental, asignando así una ponderación de 80% al criterio económico y 20% al ambiental, conforme se presenta en la tabla A3.1.

1 Modelo desarrollado por el consorcio Bariloche-BRP para la UPME en el año 2010.
2 Usándose un valor medio bajo igual al planteado recientemente por Chile para ser aplicado a partir del año 2018, mayor que el recientemente implementado por México de 1 USD/ton, y mucho menor que el aplicado por Suecia en el orden de 150 USD/ton.

Tabla A3.1. Escenarios de sustitución.

	Escenario				
Supuesto	**1. Corto plazo**	**2. Largo plazo**	**3. Corto plazo + incentivos**	**4. Largo plazo + incentivos**	**5. Largo plazo + incentivos + impuesto al carbono**
Relevancia del *monto de inversión* como criterio de decisión (% ponderación)	60%	0%	60%	0%	0%
Relevancia del *costo anual de operación* como criterio de decisión (% ponderación)	20%	0%	20%	0%	0%
Relevancia del *costo nivelado de generación térmica* como criterio de decisión (% ponderación)	0%	80%	0%	80%	80%
Relevancia en *potencial reducción de emisiones* como criterio de decisión (% ponderación)	20%	20%	20%	20%	20%
IVA aplicado sobre el total del monto de inversión[3]	16%	16%	0% sobre el 70% de la inversión y 16% sobre el 30% restante	0% sobre el 70% de la inversión y 16% sobre el 30% restante	0%
Arancel aplicado sobre el total del monto de inversión[4]	10% sobre el 50% de la inversión	10% sobre el 50% de la inversión	0%	0%	0%
Impuesto al carbono (USD/Ton CO_2 eq)	0	0	0	0	5

Fuente: elaboración propia.

1.1 Funcionamiento básico del modelo

Cada 5 años, el modelo simula la coyuntura bajo la cual un porcentaje de plantas industriales instaladas en el país enfrentan la necesidad de cambiar o repotenciar sus equipos, asumiendo que esta situación se presenta aproximadamente cada 30 años para una planta industrial promedio,[5] y por tanto estas tienen la oportunidad de considerar alternativas que incluyen migrar hacia el uso de un combustible no convencional asociado con un cambio o una adaptación tecnológica.

Paralelamente, para efectos financieros, la vida útil de todos los proyectos modelados es asumida como 20 años y se utiliza una tasa de descuento del 10% mientras que, como se sugirió anteriormente, no se evalúa el impacto de los incentivos de deducción de renta ni depreciación acelerada contemplados por la Ley 1715 debido a la diferente manera en la que estos pueden influir en un proyecto dependiendo de las características particulares de la empresa que lo desarrolla.

Teniendo en cuenta que el consumo energético anual de la industria se ubica en el orden de 281 PJ/año y que, conforme se presenta en el capítulo 2, el potencial energético de residuos sólidos generados como subproductos agrícolas en el campo colombiano puede exceder los 333 PJ/año, la disponibilidad de los energéticos alternativos no es considerada como una limitante del modelo.

3 En los escenarios de aplicación de los incentivos de IVA y arancel de la Ley 1715, se prevé que aunque se asume que toda la inversión es objeto de IVA, una fracción del 30% en este caso pudiera no ser objeto del incentivo de IVA

4 Para el caso del IVA se asume que un 50% de la inversión correspondería a importaciones, y que la exención de arancel aplicaría sobre la totalidad de ese monto.

5 Un estudio realizado en 2014 por el consorcio InCombustion, 2014 determinó que el tiempo promedio de servicio de las calderas utilizadas en los sectores industriales de alimentos, bebidas, tabaco, textiles, confecciones y papeles en Colombia es de 23 años, encontrándose adicionalmente la existencia de calderas de más de 30 y 40 años aún en operación. En este caso se asume que una empresa promedio en Colombia opta por realizar un cambio o repotenciación completa de sus equipos cada 30 años, lo cual puede ser un tiempo mayor al real promedio, pero contribuye a moderar las proyecciones de penetración a ser obtenidas como resultado. InCombustion (2014). Determinación del potencial de reducción del consumo energético en los subsectores manufactureros códigos CIIU 10 a 18 en Colombia.

Sin embargo, el máximo límite de sustitución quinquenal si se fija en un 16,66%, asumiendo una distribución homogénea de la edad de las plantas industriales que cada 30 años enfrenta la necesidad de realizar un cambio o repotenciación de equipos.[6] Adicionalmente, por considerarse que es poco probable que a partir del año 2015 (año en que la Ley 1715 no ha sido reglamentada en su totalidad) hasta un 16,6% de las industrias estuviesen dispuestas a considerar el tipo de alternativas contempladas, los límites máximos de penetración son entonces fijados en 1,0%, 8,3%, 16,7% y 16,7% para los años 2015, 2020, 2025 y 2030 respectivamente.

1.2 Energéticos considerados

Los energéticos considerados bajo este análisis corresponden a los 7 energéticos primarios y 12 energéticos secundarios utilizados en los Balances energéticos nacionales -BEN- elaborados por la UPME año a año (tabla A3.2), junto con nuevos energéticos propuestos a ser incluidos en tales balances como son los residuos de biomasa -RSB- que representarían la fracción biológica/orgánica por el momento comprendida en la categoría de residuos -RS-, y otros residuos de origen no renovable -RSO- que corresponderían por su parte a la fracción no renovable de los residuos hoy en día considerados en la misma categoría de residuos -RS-. Adicionalmente, se incluyen dos energéticos secundarios nuevos que corresponderían al biogás o gas de origen biológico -BGS- y los Pellets -PLL- fabricados a partir de cualquier material de origen renovable.

Tabla A3.2. Energéticos considerados en los BEN.

Actuales			Actuales	
	Energético	**Abreviatura**	**Energético**	**Abreviatura**
Primarios	Bagazo	BZ	Alcohol carburante	AC
	Carbón mineral	CM	Biodiésel	BI
	Gas natural	GN	Carbón leña	CL
	Hidroenergía	HE	Coque	CQ
	Leña	LE	Diésel Oil	DO
	Petróleo	PT	Energía eléctrica	EE
	Residuos	RC	Fuel Oil	FO
Nuevos propuestos			Gas industrial	GI
	Energético	**Abreviatura**	GLP	GL
1rios	Residuos biomasa	RSB	Gasolina motor	GM
	Residuos no renovables	RSO	Gas de refinería	GR
2rios	Biogás	BGS	Kerosene y Jet Fuel	KJ
	Pellets	PLL	No energéticos	NE

Secundarios

Fuente: UPME y elaboración propia.

6 El 16,66% es obtenido como el cociente 5/30, asumiendo que cada 30 años se completa el ciclo de cambio o repotenciación de equipos en todas las plantas industriales del país.

1.3 Modelamiento de la canasta energética industrial

Es necesario notar que el modelo utilizado no maneja proyecciones de crecimiento de la demanda industrial de energía, pero supone que los incrementos de esta conducen a decisiones por parte de la industria que son enfrentadas con los mismos criterios anteriormente planteados para la operación base, de manera que siempre se maneja una canasta energética constituida por los energéticos considerados en términos relativos mas no absolutos, suponiendo que los márgenes de sustitución calculados aplican por igual sobre la base inicial e incremental, viéndose estos cambios aplicados cada 5 años conforme opera el modelo.

Tabla A3.3. Datos de BEN 2010 a 2012 usados para estimar la participación relativa de los energéticos considerados en la canasta energética industrial.

Energéticos de uso en la industria hoy considerados en el BEN						
Clase	**Renovable / No Renovable**	**Energético**	**Abrev.**	**2010**	**2011**	**2012**
Primario	100% No Renovable	Gas natural	GN	39,87%	33,68%	39,64%
		Carbón mineral	CM	12,17%	28,66%	16,37%
		Crudo	PT	5,49%	0,00%	0,00%
	100% Ren	Bagazo	BZ	9,97%	8,02%	8,59%
		Leña	LE	0,19%	0,14%	0,18%
	Tiene una fracción renovable	Residuos*	RC*	3,15%	2,15%	2,83%
Secundario	100% no renovable	Diésel	DO	2,91%	2,93%	2,93%
		GLP	GL	1,15%	0,93%	0,99%
		Fuel Oil	FO	0,76%	0,34%	1,47%
		Kerosene	KJ	0,57%	0,49%	0,66%
		Coque	CQ	0,44%	0,98%	0,52%
	100% renovable	Carbón vegetal	CL	0,18%	0,41%	0,09%
		Biodiésel	BI	0,00%	0,00%	0,00%
		Alcohol carburante	AC	0,00%	0,00%	0,00%
	Tiene una fracción Renovable	Energía eléctrica del SIN	EE	22,44%	20,65%	24,13%
No energético			NE	0,70%	0,62%	1,59%
TOTAL				100,00%	100,00%	100,00%
Nuevos energéticos (FNCE) propuestos para el BEN						
Clase	**Renovable / No Renovable**	**Energético**	**Abrev.**	**2010**	**2011**	**2012**
Primario	100% NR	Residuos no renovables	RSO	0,31%	0,22%	0,28%
	100% RE	Residuos de biomasa	RSB	2,83%	1,94%	2,55%
Secundario		Biogás	BGS	0,00%	0,00%	0,00%
		Pellets	PLL	0,00%	0,00%	0,00%

Fuente: UPME y elaboración propia.

Adicionalmente, se asume que la participación del consumo de energía eléctrica dentro de la canasta energética industrial se mantiene inalterada en el futuro, estableciéndose dicha participación en un 21% correspondiente al promedio de los valores registrados para los años 2010 a 2012.

En este orden de ideas el punto de partida para la participación de FNCE sobre la canasta de combustibles energéticos industrial también se obtiene como un promedio de los balances energéticos nacionales de los años 2010 a 2012 (sobre cuya base se elimina el uso “no energético” de los recursos considerados), información que se presenta en la tabla A3.3. Posteriormente, la figura A3.1 ilustra el resultado resumido de dicho ejercicio, de donde se tiene una participación del 11,37% de FNCE representadas por el bagazo (8,42%), los residuos (2,57%), el carbón leña (0,22%) y la leña (0,16%).

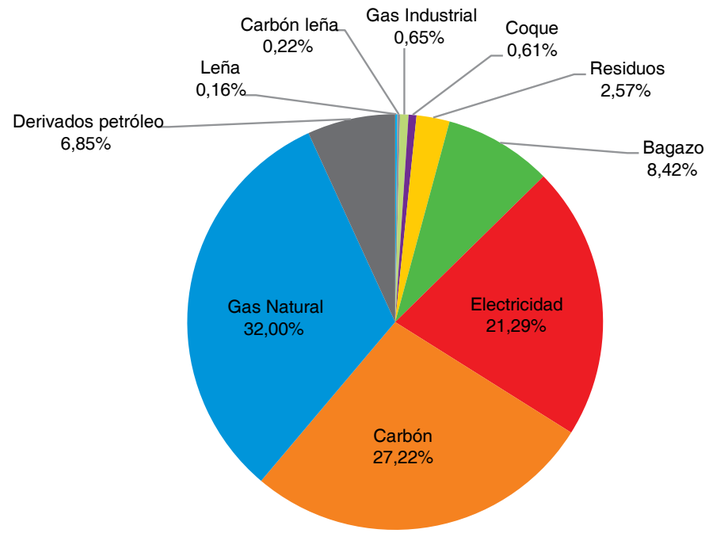


Figura A3.1. Matriz energética del sector industrial (promedio años 2010 a 2012).
Fuente: UPME y elaboración propia.

1.4 Entradas del modelo

Los principales insumos utilizados por el modelo corresponden a la información de costos de inversión en equipos, y los costos de cada energético incluyendo los costos de acopio, transporte, manejo, almacenamiento y transformación (en los casos en que esta es necesaria) para la final utilización del energético resultante a través de un proceso de combustión. De manera complementaria, los factores de emisión de gases de efecto invernadero asociados a cada uno de los energéticos considerados también son entradas del modelo.

En el caso de los combustibles fósiles convencionales utilizados por la industria, como son el gas natural, el carbón, y los líquidos derivados del petróleo, se utilizan como entradas de precios las proyecciones producidas por la UPME en el primer trimestre de 2014 (UPME, 2014c), que están basadas principalmente en proyecciones internacionales como son las del Departamento de Energía de los Estados Unidos y la

Agencia Internacional de Energía. Para cada uno de dichos energéticos se tiene un escenario alto, uno medio y uno bajo, con los cuales es posible correr sensibilidades. Sin embargo, para el caso de los resultados acá presentados se manejan los escenarios de precios bajos, principalmente a raíz de la coyuntura de bajos precios del petróleo presentada al momento de la elaboración de este documento. La tabla A3.4 presenta estos escenarios.

Tabla A3.4. Proyecciones de precios energéticos convencionales (valores constantes a 2013)

Proyecciones UPME (incluye transporte) USD/GJ						Proyecciones UPME (más cálculo transporte) USD/GJ					
	Escenario	2015	2020	2025	2030		Escenario	2015	2020	2025	2030
	Alto	9,40	11,42	13,43	17,7		Alto	20,41	25,31	26,13	28,58
Gas natural	Medio	9,40	10,61	12,35	16,5	**Crudo**	Medio	17,14	16,32	17,96	20,41
	Bajo	7,05	7,51	9,73	15,9		Bajo	13,87	11,91	12,24	12,73
	Escenario	2015	2020	2025	2030		Escenario	2015	2020	2025	2030
	Alto	21,33	26,40	28,43	30,47		Alto	14,56	15,51	17,40	19,30
Fuel Oil	Medio	17,77	17,26	19,80	21,33	**GLP**	Medio	12,47	13,52	14,46	14,65
	Bajo	13,20	12,69	13,20	13,71		Bajo	11,71	10,67	10,58	10,58
	Escenario	2015	2020	2025	2030		Escenario	2015	2020	2025	2030
	Alto	34,43	38,32	39,43	42,76		Alto	3,40	3,62	3,76	3,94
ACPM	Medio	28,32	27,77	29,99	31,10	**Carbón**	Medio	3,25	3,47	3,62	3,76
	Bajo	25,55	21,66	21,66	21,10		Bajo	3,25	3,36	3,43	3,58
	Escenario	2015	2020	2025	2030		Escenario	2015	2020	2025	2030
	Alto	34,27	34,91	36,81	39,35		Alto	33,54	34,49	39,23	43,02
Gasolina motor	Medio	29,20	26,66	28,56	29,20	**Kerosene**	Medio	26,43	25,96	28,80	31,17
	Bajo	26,66	22,21	21,58	20,95		Bajo	22,17	18,85	19,32	19,32
	Escenario	2015	2020	2025	2030		Escenario	2015	2020	2025	2030
	Alto	40,29	44,84	46,14	50,04		Alto	7,40	7,60	7,73	7,89
Biodiésel	Medio	33,14	32,49	35,09	36,39	**Coque**	Medio	7,27	7,47	7,60	7,73
	Bajo	29,89	25,34	25,34	24,69		Bajo	7,27	7,37	7,43	7,56
	Escenario	2015	2020	2025	2030						
	Alto	42,34	43,12	45,48	48,61						
Alcohol carburante	Medio	36,07	32,93	35,28	36,07						
	Bajo	32,93	27,44	26,66	25,87						

Fuente: UPME y elaboración propia.

En lo que respecta a los costos de oportunidad o precios de compra de los diferentes energéticos alternativos considerados, se manejan costos basados en la literatura y algunas fuentes directas, al tiempo que se consideran poderes caloríficos y humedades conforme los reporta la literatura nacional e internacional; valores todos que se presentan en la tabla A3.5. Estos precios tienen en cuenta, según el caso, la posibilidad de uso del recurso para otros fines como la preparación de abonos, su uso como alimento animal, o como material de relleno, etc., lo cual le asigna un valor al recurso. En otros casos, en los que el residuo

representa un costo para su disposición, lo cual podría representar un crédito en lugar de un costo al momento de destinarlo para un uso energético, se opta en todo caso por darle un valor nulo (es decir, sin tener en cuenta posibles créditos generados) a fin de lograr estimados relativamente conservadores.

Tabla A3.5. Humedad, poder calorífico y precio estimado para los energéticos alternativos específicos considerados.

	Humedad	Poder calorífico		Precio estimado	
Energético específico	%	MJ/kg (reportado)	MJ/kg (ajustado por humedad)	USD/kg	USD/MJ
Bagazo de caña	50%	9,70	8,41	0,0800	0,0095
Residuos sólidos palma (cuesco y fibra)	31%	19,70	18,90	0,0250	0,0013
Cascarilla de arroz	13%	14,00	13,67	0,0125	0,0009
RAC de caña	54%	9,70	8,31	0,0125	0,0015
Cisco de café	8%	17,90	17,69	0,0500	0,0028
Residuos forestales	20%	13,00	12,49	0,0125	0,0010
Repoblaciones forestales	12%	15,00	14,69	0,0800	0,0054
Raquis y vastagos de banano	90%	12,70	10,39	0,0250	0,0024
Pellets	5%	16,00	15,87	0,1700	0,0107
Carbón vegetal	1%	29,00	28,97	0,2000	0,0069
Efluentes de palma para biogás	NA	0,40	0,40	0,0000	0,0000
Pulpa y mucilago de café para biogás	NA	0,90	0,90	0,0000	0,0000
Residuos de maíz para biogás	NA	2,40	7,00	0,1000	0,0143
Pollinaza y gallinaza (20% TS) para biogás	NA	2,05	2,00	0,0450	0,0225
Bovinaza (10% TS) para biogás	NA	0,75	0,75	0,0450	0,0600
Porquinaza (8% TS) para biogás	NA	0,48	0,50	0,0500	0,1000
RSU para biogás (relleno sanitario)	NA	0,90	0,90	0,0000	0,0000
RSU para biogás (con separación en la fuente)	NA	0,90	0,90	0,0000	0,0000
Licor negro (principalmente lignina)	NA	3,20	3,20	0,0000	0,0000
Residuos no metálicos	NA	12,00	12,00	0,2500	0,0208
Llantas	NA	34,00	34,00	0,0000	0,0000
RSU para incineración	20%	12,80	12,29	0,0000	0,0000
Gas industrial	NA	1,00	1,00	0,0000	0,0000

Fuente: elaboración propia con base en diversas referencias y estimados propios. Principalmente: UIS-UPME-IDEAM (2010), DAEWON GSI (sf), Galofer S.A. - Arrozur S.A. (2014), Agencia Andaluza de Energía (2011), Sidenal (2013), Portal OLX Colombia (sf) y fuentes directas de los sectores de la industria forestal, gremio palmicultor e industria azucarera nacionales.

Adicionalmente, los costos de transporte, lo mismo que los costos de manejo asociados con el acopio, tractoreo, almacenamiento, y operación general en el manejo de cada residuo son tenidos en cuenta según los estimados presentados en la tabla A3.6.

Tabla A3.6. Distancias y costos de transporte estimados, al igual que costos de manejo y costo total resultante para los energéticos alternativos específicos considerados.

	Distancia transporte	Costo transporte	Costo de manejo		Costo energético + transporte + manejo
Energético específico	**Km**	**USD/MJ**	**USD/ton**	**USD/MJ**	**USD/GJ**
Bagazo de caña	0	0,0000	2,00	0,0002	9,71
Residuos sólidos palma (cuesco y fibra)	0	0,0000	4,00	0,0002	1,52
Cascarilla de arroz	80	0,0007	10,00	0,0007	2,28
RAC de caña	15	->	12,00	0,0012	2,74
Cisco de café	0	0,0000	4,00	0,0002	3,04
Residuos forestales	20	0,0002	7,00	0,0005	1,71
Repoblaciones forestales	15	0,0001	4,00	0,0003	5,82
Raquis y vástagos de banano	20	0,0002	8,00	0,0006	3,21
Pellets	200	0,0014	2,00	0,0001	12,27
Carbón vegetal	200	0,0008	2,00	0,0001	7,76
Efluentes de palma para biogás	0	0,0000	1,00	0,0025	2,50
Pulpa y mucilago de café para biogás	0	0,0000	3,00	0,0033	3,33
Residuos de maíz para biogás	20	0,0003	8,00	0,0011	15,75
Pollinaza y gallinaza (20% TS) para biogás	z0	0,0000	4,00	0,0020	24,50
Bovinaza (10% TS) para biogás	10	0,0015	4,00	0,0053	66,86
Porquinaza (8% TS) para biogás	0	0,0000	4,00	0,0080	108,00
RSU para biogás (relleno sanitario)	0	0,0000	2,00	0,0022	2,22
RSU para biogás (con separación en la fuente)	0	0,0000	12,00	0,0133	13,33
Licor negro (principalmente lignina)	0	0,0000	5,00	0,0016	1,56
Residuos no metálicos	200	0,0019	12,00	0,0010	23,75
Llantas	300	0,0010	12,00	0,0004	1,36
RSU para incineración	0	0,0000	En OPEX	0,0000	0,00
Gas industrial	0	0,0000	5,00	0,0050	5,00

Fuente: elaborado por el autor con base en Incauca (2013), PNUD (2005), Galofer S.A. - Arrozur S.A. (2014), Procolombia (2012) y estimados propios.

Seguidamente, en lo que se refiere a los costos asociados a los equipos utilizados para la transformación de los energéticos, teniendo en cuenta que se trata de equipos utilizados en este caso exclusivamente para la generación de calor útil (no de equipos de cogeneración) se utilizan los estimados presentados en la tabla A3.7.

Tabla A3.7. Estimados de costos para las diferentes tecnologías consideradas para la generación exclusiva de energía térmica.

Tecnología	CAPEX (USD /MW_{th})	OPEX fijo (USD/MW_{th}/ año)	OPEX variable (USD/MWh_{th})	Fuentes
Equipos de combustión operando con gas natural	179.313	7.173	1,88	U.S. EPA (2008) & Energy and Environmental Analysis, Inc. (2008a)
Equipos de combustión operando con carbón	193.750	23.250	2,50	Energy and Environmental Analysis, Inc. (2008c)
Equipos de combustión operando con combustibles líquidos	199.313	3.986	1,88	U.S. EPA (2008) & Energy and Environmental Analysis, Inc. (2008a)
Equipos de combustión operando con bagazo	196.194	5.301	2,75	Ingenio azucarero & IRENA (2012a)
Equipos de combustión operando con residuos sólidos de palma	294.386	13.247	0,45	Agente del sector palmero & IRENA (2012a)
Equipos de combustión operando con residuos sólidos de biomasa (cascarilla y otras)	387.500	19.247	2,54	Galofer S.A. - Arrozur S.A. (2014) & DAEWON GSI (sin fecha)
Equipos de combustión operando con recursos forestales	NA	NA	NA	Agente de la industria forestal & IRENA (2012a)
Equipos de combustión operando con Pellets	600.000	12.000	2,00	Energynet DK (2012) & IRENA (2012a)
Equipos de gasificación y equipos de combustión operando con gas de síntesis	384.000	17.280	1,88	Build a Gasifier (sf), Wisconsin Biorefining Development initiative (sf) & IRENA (2012a)
Equipos de biodigestión anaerobia y equipos de combustión operando con biogás	1.320.000	61.380	4,69	USDA (2007), OECD (2005), Energynet DK (2012) & Alensys (2014)
Equipos de biodigestión para tratamiento específico de efluentes y equipos de combustión operando con biogás	590.462	15.647	7,91	Agente del sector palmero & IRENA (2012a)
Equipos de pirólisis para residuos no metálicos y equipos de combustión operando con combustibles líquidos o gas de síntesis	1.067.808	165.510	NA	Calculo con base en University of Montana (2010), Sidenal (2013) & IRENA (2012a)
Equipos de incineración de RSU	6.000.000	332.813	NA	SOPESA S.A. E.S.P. (2012), Spokane Waste to Energy (2009) & Keppel Seghers (sf)

Fuente: UPME y elaboración propia.

Luego, a partir de los energéticos y las tecnologías específicas contempladas, se configuran las combinaciones presentadas en la tabla A3.8 a fin de consolidar las alternativas de sustitución consideradas por el modelo.

Tabla A3.8. Combinaciones de diversos energéticos y tecnologías consideradas bajo el modelo.

Energético	Abrev.	Renovable / No renovable	Combinación	Participación base	Costo energético USD/GJ
Gas natural	GN	100% no ren	GN + combustión	32,00%	10,20
Carbón mineral	CM	100% no ren	CM + combustión	27,22%	3,29
Crudo	PT	100% no ren	PT + combustión	1,74%	17,14
Diésel	DO	100% no ren	DO + combustión	2,78%	31,10
GLP	GL	100% no ren	GL + combustión	0,97%	12,19
Gas industrial	GI	100% no ren	GI + combustión	0,65%	5,00
Fuel Oil	FO	100% no ren	FO + combustión	0,81%	19,29
Kerosene	KJ	100% no ren	KJ + combustión	0,54%	25,01
Coque	CQ	100% no ren	CQ + combustión	0,61%	7,30
Bagazo	BZ	100% ren	BZ + combustión	8,42%	9,71
Leña	LE	100% ren	LE + combustión	0,16%	5,83
Leña	LE	100% ren	LE + gasificación + combustión	0,00%	5,83
Carbón vegetal	CL	100% ren	CL + combustión	0,22%	7,76
Biodiesel	BI	100% ren	BI + combustión	0,00%	36,39
Alcohol carburante	AC	100% ren	AC + combustión	0,00%	37,64
Residuos	RC	Fracción ren	RC + incineración	0,00%	0,00
Residuos de palma	RSB	100% ren	RSB palma + combustión	0,00%	1,53
Residuos de biomasa	RSB	100% ren	RSB + combustión	2,32%	1,88
Residuos de biomasa	RSB	100% ren	RSB + pirólisis + combustión	0,00%	1,88
Residuos de biomasa	RSB	100% ren	RSB + gasificación + combustión	0,00%	1,88
Residuos no renovables	RSO	100% no ren	RSO + combustión	0,26%	12,56
Residuos no renovables	RSO	100% no ren	RSO + pirólisis + combustión	0,00%	12,56
Residuos no renovables	RSO	100% no ren	RSO + gasificación + combustión	0,00%	12,56
Biogás (efluentes)	BGS	100% ren	BGS efluentes + biodigestión + combustión	0,00%	2,69
Biogas (residuos)	BGS	100% ren	BGS residuos + biodigestión + combustión	0,00%	22,62
Pellets	PLL	100% ren	PLL + combustión	0,00%	12,27

Fuente: UPME y elaboración propia.

Finalmente, los factores de emisión utilizados para cada uno de los energéticos considerados, son los presentados en la tabla A3.9.

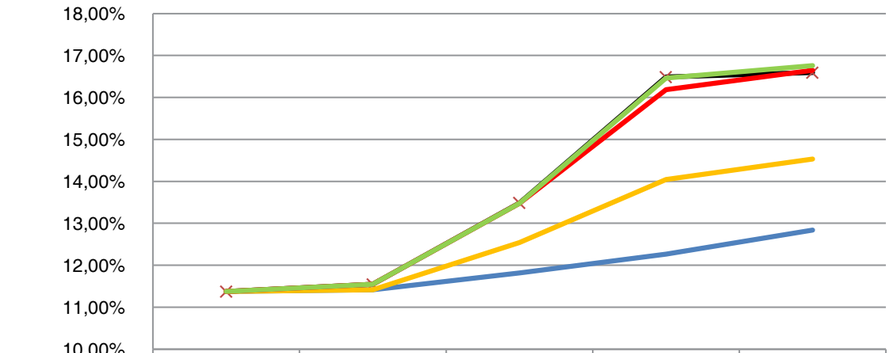
Tabla A3.9. Factores de emisión de GEI utilizados en el modelo.

Combinación	Factores de emisión para uso térmico Kg CO_2 eq/GJ
GN + combustión	62,04
CM + combustión	92,59
PT + combustión	74,07
DO + combustión	74,07
GL + combustión	74,07
GI + combustión	62,04
FO + combustión	74,07
KJ + combustión	74,07
CQ + combustión	101,85
BZ + combustión	1,85
LE + combustión	1,85
LE + gasificación	1,85
CL + combustión	1,85
BI + combustión	1,85
AC + combustión	1,85
RC + incineración	9,26
RSB + combustión	1,85
RSB + pirólisis + combustión	9,26
RSB + gasificación + combustión	9,26
RSO + combustión	9,26
RSO + pirólisis + combustión	9,26
RSO + Gasificación + combustión	9,26
BGS efluentes + biodigestión + combustión	1,85
BGS residuos + biodigestión + combustión	1,85
PLL + combustión	1,85
RSB palma + combustión	1,85

Fuente: basada en NREL (2013b), IPCC (2006) y cálculos propios.

1.5 Resultados y análisis

Teniendo en cuenta las entradas y supuestos anteriores, el modelo simula los 5 escenarios propuestos, arrojando los resultados presentados a continuación en la figura A3.2, los cuales indican el grado de participación proyectado para las FNCE consideradas dentro de la canasta energética industrial, en intervalos de 5 años hasta el año 2030.



	2010	2015	2020	2025	2030
Escenario 1	11,37%	11,42%	11,82%	12,27%	12,84%
Escenario 2	11,37%	11,55%	13,49%	16,49%	16,59%
Escenario 3	11,37%	11,42%	12,54%	14,04%	14,53%
Escenario 4	11,37%	11,55%	13,48%	16,19%	16,64%
Escenario 5	11,37%	11,55%	13,48%	16,46%	16,76%

Figura A3.2. Resultados de participación de combustibles alternativos considerados como FNCE en la canasta energética industrial.

Fuente: UPME y elaboración propia.

Como lo presentan estos resultados, la diferencia más representativa entre escenarios la marcan no tanto los incentivos a la inversión como pudiese esperarse, sino la distinción entre criterios de corto y largo plazo en la toma de decisiones. De esta manera, se tiene que mientras que bajo el escenario 2, que contempla una visión de largo considerando la minimización del costo nivelado de generación de energía térmica como criterio de decisión, se logra incrementar la participación de las FNCE en 5,22 puntos porcentuales a 2030, en el caso del escenario 1, en el que predomina el rápido retorno de las inversiones, se logran tan solo 1,47 puntos de incremento. Con esto se tiene que bajo la visión de largo plazo se logra un crecimiento de la participación de las FNCE 3,5 veces superior al logrado bajo el escenario de corto plazo.

Entre tanto, la aplicación de los incentivos, si bien logra un efecto representativo en el caso de los escenarios con visión de corto plazo, presentando un crecimiento de 3,16 puntos en el caso de tal escenario con aplicación de los incentivos, en el caso de los escenarios con visión de largo plazo tan solo se logra un incremento marginal de pocos 0,05 puntos porcentuales al aplicar los incentivos. Finalmente, conforme lo ilustra el resultado del escenario 5, la aplicación del bono al carbono para combustibles fósiles a partir del año 2020 si bien produce un ligero incremento en la participación de las FNCE al año 2030, este es casi imperceptible siendo de tan solo 0,12 puntos porcentuales.
De lo anterior, se tiene entonces que los resultados obtenidos entre los escenarios 1 y 2 confirman los resultados presentados en el capítulo 5 respecto a la alta incidencia del costo de capital sobre la viabilidad de proyectos, indicando cómo los altos costos de inversiones en soluciones que en el largo plazo pueden brindar resultados económicos más favorables requieren ser incentivados a través de mecanismos de financiación que reduzcan esos costos de capital para el inversionista, especialmente a través de bajas tasas de interés.

En todo caso, también es de notar cómo bajo todos los escenarios considerados, la participación de las FNCE en la canasta industrial muestra pronósticos crecientes, que se sustentan principalmente en supuestos de costos crecientes de los combustibles convencionales, costos constantes para los energéticos renovables y otros residuos, y costos ligeramente decrecientes para el caso de la tecnología asociada a su utilización (estos costos decrecen en el modelo en valores constantes, en un 1% cada 5 años).

Por otra parte, a partir de los valores de costos trabajados en el modelo, se calculan costos nivelados de generación térmica que son usados por los algoritmos mismos de la herramienta, los cuales se presentan en la figura A3.3 con fines ilustrativos.

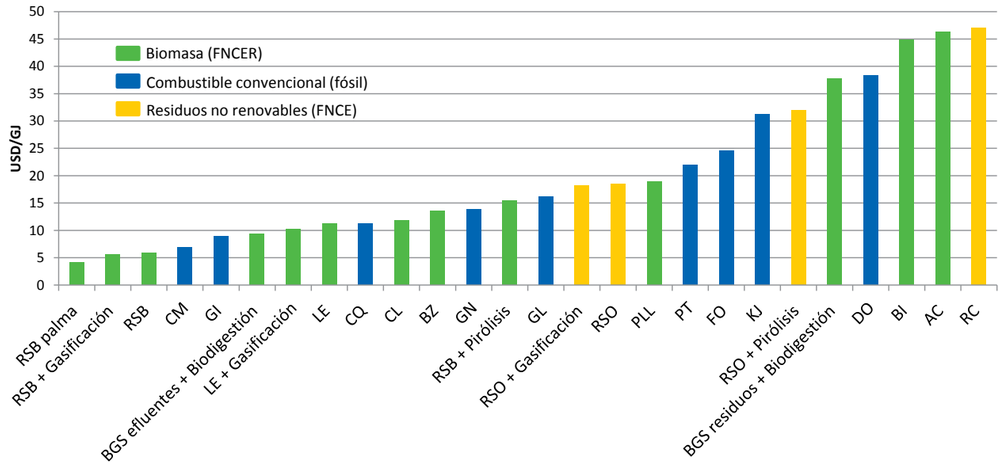


Figura A3.3. Costos nivelados de generación de energía térmica, calculados con base en la información de costos recopilada y los estimados planteados por el equipo consultor.
Fuente: UPME y elaboración propia.

2. Caso del RAC

Un amplio campo de oportunidad para el aprovechamiento energético de residuos de origen agrícola está en el llamado RAC, o residuo agrícola de cosecha, que se genera en la industria de la caña de azúcar. Colombia es el séptimo mayor productor de caña de azúcar en el mundo[7] (OECD-FAO, 2014) con 225.560 ha sembradas a finales de 2013 (Fedebiocombustibles, 2014b), las cuales representan aproximadamente un 4,3% del área destinada a la producción agrícola nacional (Fedesarrollo, 2013c). Adicionalmente, el país cuenta con un récord mundial de productividad de azúcar por hectárea sembrada, produciendo más

7 Después de Brasil, India, China, Tailandia, Pakistán y México (cifras a 2013).

de 13,00 ton de azúcar por ha como promedio quinquenal vs. 11,73 ton obtenidas en el caso de Australia que es el segundo en la lista de los países más productivos (Asocaña, 2012).

La industria de la caña de azúcar, que representa uno de los más prósperos sectores de la agroindustria nacional, produce no solo azúcar sino igualmente excedentes de energía eléctrica generada a partir de bagazo (principalmente) y entregados al SIN, lo mismo que bioetanol para la oxigenación y mezcla de gasolinas. La producción de estas dos formas de energía final renovable ha sido promovida por el Gobierno Nacional en cierta medida a través de la habilitación a la industria para entregar excedentes a la red bajo el esquema de cogeneradores[8] y a través de la política nacional de biocombustibles desarrollada a partir de la Ley 693 de 2001 e impulsada por el documento CONPES 3510 de 2008.

Entre tanto, en años recientes esta industria ha venido experimentando un proceso tendiente a la mecanización de su cosecha, a fin de evitar la quema requerida por el proceso convencional de cosecha manual, lo cual ha llevado a un incremento en la generación del RAC, otras veces referido como materia extraña en los ingenios azucareros.

2.1 Potencial

De acuerdo con diversas fuentes,[9] los residuos de cosecha para el caso de la caña de azúcar pueden contener un poder calorífico en el rango de 10,4 a 18,3 MJ/Ton dependiendo de características particulares de humedad, ceniza (tierra) y variedad del cultivo. De acuerdo con análisis conducidos por Cenicaña, el poder calorífico promedio del RAC proveniente de la cosecha de azúcar en Colombia ha sido calculado en los 14,73 MJ/ton.

Ahora bien, como efecto del proceso de mecanización progresiva de la cosecha, a través del cual, por lo menos un ingenio en Colombia ya ha erradicado totalmente la práctica de quemas, en tanto que otros varios cuentan con esquemas basados en más de un 50% de cosecha mecánica (Cenicaña, 2012), a 2012 se estima que el producido de RAC a partir del 75% del área cultivada con caña de azúcar en Colombia contiene un potencial del orden de 8,2 millones de ton por año (Cenicaña, 2014), cantidad que resulta superior a los 7,0 millones de ton de bagazo producidos anualmente en la misma industria de la caña o los 3,0 millones de ton de residuos sólidos de palma que se proyecta sean producidos a partir de plantaciones existentes y en desarrollo para tal cultivo (como punto de referencia de otros residuos de biomasa con importante potencial energético en Colombia).

Utilizando el poder calorífico de 14,73 MJ/ton, estimado por Cenicaña, a partir del volumen de RAC disponible en 2012 se tiene que en términos de energía primaria a partir de tal recurso, de poderse aprovechar todo con fines energéticos, su potencial teórico estaría en el orden de unos 120,9 PJ (o el equivalente a 33.583 GWh) por año.

Sin embargo, teniendo en cuenta que esta biomasa residual contiene nutrientes y minerales que normalmente le son aportados al suelo, contribuyendo en parte a mantener su productividad, de acuerdo con la opinión de expertos[10] una práctica sana para el aprovechamiento del RAC podría consistir en mantener entre un 30% y un 40% del RAC producido in situ, con lo cual, teniendo en cuenta igualmente limitaciones técnicas en el proceso de recolección (Smithers, 2013) podrían reducir el potencial en otro 10%. Luego, si tan solo el 50% del residuo pudiese ser aprovechado energéticamente se estaría hablando de un potencial "ambientalmente sostenible" del orden de 60,44 PJ (16.792 GWh) en energía primaria anual.

8 Posibilidad de entregar y comercializar excedente de energía conforme lo permite la resolución CREG 085 de 1996 para la figura de cogenerador, con el establecimiento de criterios técnicos habilitantes para el caso del bagazo y otros residuos de caña de azúcar según se determina en la resolución CREG 005 de 2010.

9 Prabhakar, et al, 2010; Botha, 2009; De Beer, et al, 1996. Referencias disponibles en Smithers (2013).

2.2 Alternativas tecnológicas para el aprovechamiento del RAC

Países pioneros en la utilización del RAC de la caña de azúcar, como lo son Australia y Brasil han conducido pruebas, estudios y análisis técnicos y económicos que han permitido concluir que la alternativa más económica y factible para disponer de estos residuos en un ingenio, para su aprovechamiento energético, consiste en implementar procesos mecánicos para la recolección de la caña y sus residuos en campo, los cuales son transportados conjuntamente y separados por medios físico-mecánicos (Smithers, 2013 y PNUD, 2005). En esa misma línea, en Colombia, Cenicaña ha estudiado la manera en la que el proceso de mecanización y la utilización de ventiladores dispuestos en las máquinas cosechadoras, bajo diferentes configuraciones, permite controlar los niveles de RAC recolectados junto con la caña de azúcar para ser transportados al ingenio.

La separación del RAC en el ingenio, en la etapa anterior a la alimentación de la caña a los molinos, requiere entonces de equipos e infraestructura que por efecto de densidades y medios físico-mecánicos separe las hojas y cogollos que tienen una densidad menor a la de la caña.

En Colombia, el Ingenio Providencia que cuenta con cerca de un 70% de mecanización en su proceso de cosecha (Cenicaña, 2012) es por el momento el único ingenio en tener un sistema de separación de RAC (un sistema instalado hace algo así como 15 años), por medio del cual los residuos transportados al ingenio son allí separados y utilizados junto con vinazas y cachaza para la producción de compost, mas no para efectos de aprovechamiento energético. A modo indicativo de los costos asociados a la implementación de un sistema de separación neumático de nueva generación (tecnología actual), de acuerdo con los expertos consultados, para el caso de un ingenio con capacidad de molienda de 20.000 toneladas/día en un país como Brasil se pueden manejar cifras del orden de entre 5 y 7 millones USD.

Entre tanto, en lo que al aprovechamiento energético del RAC se refiere, al igual que para otras biomasas, se tienen diferentes opciones a ser contempladas. A fin de determinar cuál de las alternativas tecnológicas de procesamiento puede resultar más conveniente en términos de la viabilidad técnica y económica de su implementación, Cenicaña ha venido trabajando en los últimos años en conjunto con algunos ingenios colombianos en la evaluación de cinco opciones principales que son las siguientes:

- Mezcla del RAC con bagazo en concentraciones de hasta 15-20% (límite considerado como máximo permisible para evitar problemas en las calderas) como combustible para ser quemado para cogeneración.
- Procesos de gasificación para producción de gas sintético utilizable para consumo propio o eventual tratamiento, distribución y comercialización.
- Pirólisis del RAC con el objeto de "purificarlo" produciendo como resultado biogás, bioaceites y biocarbón, tres productos aprovechables energéticamente con potencial de autoconsumo o comercialización.

10 Entrevista con Cenicaña realizada en marzo de 2014.

- Procesos de pretratamiento y separación de fracciones fermentables para la producción de alcohol carburante.
- Briquetización (o peletización) a fin de producir combustibles sólidos densificados para su almacenamiento, autoconsumo o posterior distribución y eventual comercialización.

Respecto a este último punto, vale la pena tener en cuenta que en contraste con el residuo directamente proveniente del campo que puede tener una densidad del orden de 160 a 180 kg/m^3, la densidad del material briquetizado puede estar en el orden de 600-1200 kg/m^3,[11] hecho junto con el cual se debe anotar la alta participación que el transporte puede constituir en términos de costos de estos residuos, representando junto con el proceso de picado un 80% de los costos asociados al manejo y aprovechamiento del residuo.

En el caso de la primera alternativa, consistente en mezclar el RAC con el bagazo de caña para su utilización como combustible en calderas para procesos de cogeneración, en Colombia el Ingenio Incauca ha venido implementando desde 2010 un proyecto MDL en el que un 1,3% del total del combustible quemado en sus calderas corresponde a tales residuos (cifra de 2013). Este esquema de combustión en mezcla es la alternativa más directa de aplicación teniendo en cuenta que los costos implicados conciernen únicamente a las inversiones en equipos e infraestructura para la separación y trituración del RAC, mientras que las calderas y el sistema de cogeneración como un todo no requieren de mayores cambios o alteraciones. Sin embargo, al representar el manejo de este residuo un costo que puede llegar a ser representativo, este hace que hoy en día el recurso no sea utilizado en una mayor proporción, teniéndose en cuenta que el bagazo (que no representa complicaciones en su manejo) suministra la energía requerida por el ingenio y permite adicionalmente la venta de excedentes.

A partir de pruebas e investigaciones desarrollada en los últimos años, Cenicaña ha logrado determinar, entre otras cosas, que para el caso colombiano es posible mezclar el RAC con bagazo en proporciones de hasta 20%:80%, produciendo trozos de tamaño menores a 14 mm (para evitar problemas de alimentación) y manteniendo una humedad del RAC menor del 54%, para su uso como combustible en las calderas convencionalmente utilizadas en los ingenios nacionales. Adicionalmente, los resultados obtenidos de los análisis y pruebas conducidos por este centro de investigación han permitido concluir que el aprovechamiento energético de estos residuos como combustible en calderas puede resultar económicamente viable para residuos con contenido de cenizas menor a 10% y una localización geográfica no mayor a 15 km del ingenio, siempre que los costos del manejo de residuos no superen valores de 6,6 USD/ton.

Por otra parte, en el caso de la segunda y tercera opción consistentes en procesos de gasificación y pirólisis, respectivamente, donde las experiencias internacionales de aplicación a nivel industrial y comercial de estas tecnologías son escasas, se percibe en una primera aproximación que se tratan estos de esquemas que requieren inversiones de mayor envergadura, asociadas tanto con el manejo del residuo (requerido bajo cualquier alternativa), como con la instalación de equipos para la pirólisis o gasificación de la biomasa. Adicionalmente, la utilización de estas tecnologías podría representar proyectos que impliquen también la compra o modificación de calderas, y en algunos casos la incorporación de turbinas de gas para operar con un ciclo Brayton complementario al ciclo Rankine usualmente utilizado, a fin de emplear el gas de síntesis producido de cualquiera de los dos procesos. Sin embargo, puede también considerarse que al hacer uso de esquemas de este tipo y turbinas de vapor a condensación, se podrían trabajar ciclos combinados

11 Cifras proporcionadas por expertos de Cenicaña en entrevista, marzo de 2014. Entre tanto, Smithers (2013) presenta cifras tan bajas como 50 kg/m^3 para el RAC, o 25 kg/m^3 para las hojas en bulto, con la posibilidad de compactarlos en campo (a través de equipo y maquinaria) hasta niveles de 306 kg/m^3.

en los que los ingenios aumentarían aún más la eficiencia del ciclo que hoy en día opera principalmente con turbinas de contrapresión.

De manera similar, en el caso del proceso de pirólisis debe tenerse en cuenta el valor agregado que este proceso representaría al permitir la obtención de combustibles líquidos, sólidos y gaseosos como son bioaceites, biocarbón (sustancia con propiedades similares a las del carbón vegetal) y el gas de síntesis, los cuales, además de ser utilizados para alimentar calderas y turbinas (caso del gas) para la generación de electricidad, pueden en parte ser utilizados como vectores energéticos (densificados y de relativo fácil manejo y transporte).

En este campo, Cenicaña establece que a partir de pruebas piloto realizadas a nivel de laboratorio, y la caracterización de subproductos obtenidos de someter RAC a este tipo de proceso, ha sido posible lograr la producción de bioaceite, biocarbón y gas de síntesis, en proporciones energéticas de 32%, 62% y 6%, respectivamente (Cenicaña, 2014).

Por otra parte, en el caso de la producción de biocombustibles de segunda generación a partir del RAC, durante los últimos años se ha venido trabajando a nivel mundial en el desarrollo de enzimas para la descomposición de material celulósico en azúcares simples para la producción de etanol, estando tales desarrollos aún en etapas demostrativas. Es así como a pesar de la existencia al año 2014 de algunos pocos proyectos que han pasado a la etapa productiva gracias a grandes subsidios del gobierno, la tecnología de producción de biocombustibles celulósicos aún representa costos elevados, haciendo de este un tema de continuada investigación. Sin embargo, la comunidad científica que trabaja en esta materia espera que en algunos años se concreten avances definitivos que reduzcan el costo de producción de estos biocombustibles que cuentan con la ventaja de utilizar una amplia gama de residuos celulósicos ampliamente producidos tanto por la agroindustria como por otros sectores.

En este frente, entre los años 2008 y 2012, Cenicaña, en conjunto con la Universidad del Valle y la Universidad Autónoma, cofinanciados por Colciencias, desarrollaron un programa de “Producción de etanol a partir de residuos de cosecha de caña de azúcar”, en el cual se exploraron las diferentes rutas físico-químicas para pretratamiento del RAC a fin de separar las fracciones fermentables (celulosa y hemicelulosa), obtener glucosa y fructosa a partir de estas y finalmente obtener etanol y xilitol, empleando microorganismos nativos. Sin embargo, los costos de estos procesos aún hacen que no sean comercialmente viables.

Finalmente, la briquetización y la peletización corresponden a alternativas de proceso que a diferencia de las otras consideradas no representan una transformación química o termodinámica del insumo energético, y que básicamente consisten en la producción de pequeños bloques del combustible densificado que ofrecen la ventaja de ser más fácil y económicamente manipulados y transportados. De esta manera, la producción de briquetas o pellets posibilita su comercialización o utilización en un lugar diferente al de su transformación, o también permiten su eficiente almacenamiento y su utilización para alimentación de calderas que pueden lograr un mayor rendimiento térmico al estar diseñadas para operar con este tipo de combustible (conforme desarrollos que se han llevado a cabo en torno a esta tecnología en países industrializados). A nivel nacional, Cenicaña ha abordado la producción de briquetización a partir de RAC, para su uso como combustible en calderas bagaceras (Cenicaña, 2014). A este respecto, se tienen referencias paralelas como es el caso de análisis realizados en Brasil (Fontoura C., 2011), en los que se ha contemplado la alternativa de usar la biomasa directamente para producir electricidad, y contar con la capacidad de producir briquetas en los momentos en los que la demanda de energía o las circunstancias hacen que

esto resulte económicamente conveniente para su posterior comercialización, lo cual arroja para el caso analizado que el proyecto sería más rentable al contar con tal capacidad de briquetización.

A modo de comparación, en lo que a las propiedades termodinámicas y la madurez de su implementación comercial como tecnologías se refiere, la tabla A3.10 presenta un cuadro comparativo entre las tres primeras opciones contempladas, correspondientes a la combustión, la gasificación y pirólisis.

Tabla A3.10. Comparación de tecnologías de transformación termodinámica.

Proceso	Aire	Temperatura (°C)	Productos	Estado
Combustión	Generalmente en exceso	800-1200	Calor	Tecnología madura, ampliamente desarrollada y comercial. Muchos proyectos a nivel nacional
Gasificación	Menor que nivel estequiométrico	800-1200	Calor, gas de síntesis, biochar (carbón vegetal)	Tecnología aun en desarrollo, comercialmente incipiente. Muy pocos proyectos piloto conocidos a nivel nacional
Pirólisis	Ausencia	300-600	Calor, bioaceite, gas combustible y biochar (carbón vegetal)	Tecnología aún en etapas piloto de desarrollo. Un par de proyectos piloto conocidos a nivel nacional

Fuente: adaptada de Bioenergynet (sf).

Por su parte, para los procesos de briquetización y peletización, (cuya variación está en el tamaño de los bloques producidos), aunque no pueden ser comparados con los otros tres procesos contemplados en los términos presentados en la tabla A3.10, sí se puede decir que corresponden a tecnologías de transformación física que han venido siendo utilizadas por décadas y no revisten mayor complejidad técnica, aunque sí implican costos a ser considerados.

Luego, teniendo en cuenta que especialmente en lo que se refiere a los procesos termoquímicos de pirólisis y gasificación, y a la producción de biocombustibles a partir de material celulósico, estas alternativas no han sido desarrolladas amplia y masivamente a nivel mundial y corresponden a tecnologías que requieren de etapas de investigación y perfeccionamiento, los resultados hasta el momento obtenidos en Colombia, tras el desarrollo de pruebas experimentales a nivel de muy pequeños pilotos, sugieren que al menos en uno o dos de los tres casos bajo referencia podrá resultar conveniente escalar este tipo de proyectos a etapas demostrativas, considerando que si bien por el momento se trata de alternativas cuyos costos resultan relativamente altos, estos podrían ser reducidos en la medida en que las tecnologías asociadas sean adoptadas y perfeccionadas conforme con las características y particularidades de las biomasas y los procesos productivos nacionales.

3. Residuos de la palma de aceite

Después de Indonesia, Malasia y Tailandia, Colombia es el cuarto productor mundial de aceite de palma, (Indexmundi, 2013), un producto utilizado para la producción de alimentos, químicos y biocombustibles, entre otros bienes de consumo. El aceite de palma se obtiene del procesamiento del fruto de la palma africana (especie Elaeis Guineensis), la cual se da en climas tropicales y es conocida por ser la planta oleaginosa más productiva existente, pues produce entre 6 y 10 veces la cantidad de aceite comparada con otras especies como la soya, la colza, el girasol o el maní, por hectárea cultivada (Fedepalma, 2013b). En Colombia, la productividad del cultivo de palma africana se encuentra en el orden de 3 a 4 toneladas de aceite por hectárea por año, es un cultivo de larga vida comercial productiva, alrededor de los 25 años, e inicia su ciclo de cosecha unos 3 años después de su siembra (Superintendencia de Industria y Comercio, 2011).

De un área total de 5,3 millones de ha, que hoy en día son empleadas con vocación agrícola en Colombia (cifras IGAC a 2012), aproximadamente 300.000 ha son usadas actualmente para cultivos productivos de palma africana, y otras 150.000 corresponden a hectáreas en fase de desarrollo (figura A3.4), sumando así una porción de tierras que equivale al 8,5% de las tierras cultivadas en el país. Adicionalmente, cabe mencionar que el porcentaje de tierras actualmente cultivadas a nivel nacional corresponden a cerca de un 24,1% del potencial de tierras con vocación agrícola (Fedesarrollo, 2013c). La figura A3.4 presenta cómo ha sido la evolución de tierras cultivadas con palma africana en los últimos 55 años.

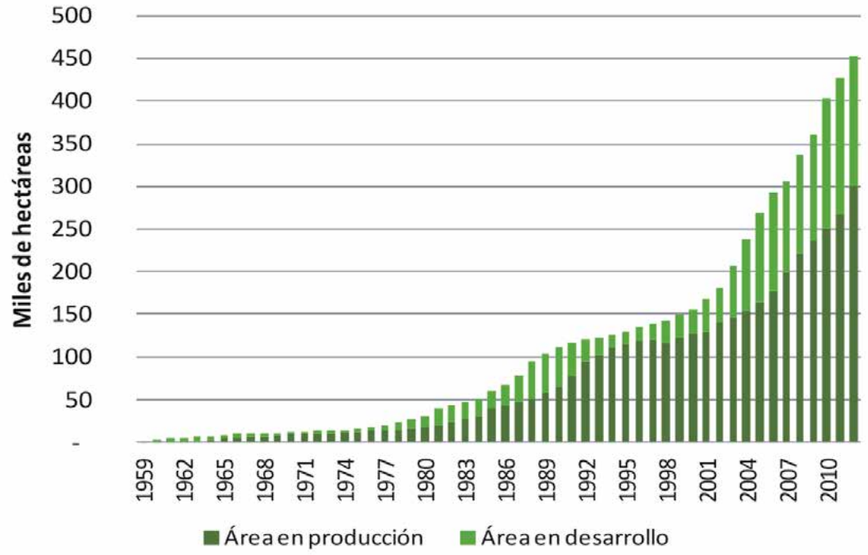


Figura A3.4. Evolución de área sembrada con cultivos de palma en Colombia.
Fuente: Tomada de Fedepalma, 2013a.

3.1 Potencial

A partir del fruto de la palma se producen, además del aceite crudo de palma, el aceite y la torta de palmiste, algunos subproductos o residuos los cuales no tienen un valor comercial que justifique su posterior uso salvo para la producción de abonos en algunos casos o para su quema como material combustible. Este es el caso de los racimos vacíos de fruto (o raquis / tusas), el cuesco (o cascarilla) y la fibra obtenida de la separación de la nuez del fruto. A estos se suman adicionalmente los efluentes líquidos provenientes de la esterilización del fruto y la clarificación del aceite crudo, los cuales son conocidos como POME (por sus siglas en inglés Palm Oil Mill Effluent), ricos en materia orgánica y fuente de alta producción de metano. A partir de áreas sembradas a 2010 y áreas actualmente en desarrollo, del proceso de extracción de aceite se proyecta obtener las cantidades de estos residuos presentados en la tabla A3.11, dando por resultado un potencial energético del orden de 37 PJ anuales.

Tabla A3.11. Potencial energético en el aprovechamiento de residuos de palma.

	Producción a 2010 (ton)	Producción proyectada* (ton)	Poder calorífico (kJ/kg)	Potencial energético proyectado (TJ/año)
Cuesco o cascarilla	189.239	403.684	18.000 @ 13% de humedad	7.266
Fibra	454.174	968.842	12.090 @ 35% de humedad	11.713
Racimos vacíos o tusas	794.805	1.695.473	9.170 @ 45% de humedad	15.547
Biogás de efluentes	68.126.166 m^3	145.326.240 m^3	22.480 kJ/m^3	3.267
			TOTAL:	**37.794**

*Con base en hectáreas en desarrollo a 2012 (153.000 ha).
Fuente: adaptada de Fedepalma 2013a y Villareal, 2015.

De acuerdo con cálculos de Fedepalma, (Fedepalma, 2013a), el aprovechamiento energético del total de los residuos anteriormente descritos ofrece el potencial de cogeneración de unos 590,26 kg de vapor[12] y unos 185 kWh de energía eléctrica por cada tonelada de fruto procesada.

Por otra parte, una planta de beneficio requiere tanto de energía térmica (vapor) para sus procesos de cocción o esterilización del fruto, como de energía eléctrica para efectos de producción de la fuerza motriz que se utiliza en el transporte, separación, prensado y bombeo de la materia prima y el aceite, entre otros. La demanda típica de una planta promedio con capacidad de procesamiento de 30 toneladas de fruto por hora, está alrededor de unos 500 kg de vapor y 20 kWh de energía eléctrica por tonelada procesada.

De este modo, el actual uso convencional de los residuos producto de la extracción del aceite de palma que en la mayoría de los casos se limita al aprovechamiento térmico del residuo, da lugar a la oportunidad de desarrollar esquemas de cogeneración de mayor eficiencia, bajo los cuales los residuos sólidos podrían ser utilizados en una porción predominante para combustión en calderas de alta eficiencia y turbogeneradores para la producción de energía térmica y eléctrica, manteniendo la producción de compost con parte de estos residuos (aquellos de mayor contenido de humedad), mientras que por otro lado el metano producido por las lagunas de oxidación de efluentes podría ser capturado y aprovechado igualmente para la producción de energía eléctrica y calor (a través de motogeneradores que operen con biogás, o calderas operadas con dicho energético sumados a los mismos turbogeneradores antes propuestos para ser operados con el vapor producido a partir de la combustión eficiente de los residuos sólidos).

Esquemas de cogeneración de este tipo han sido desarrollados durante los últimos 10 años en países como Honduras, Guatemala, Indonesia y Malasia. En Colombia, a fines del año 2014 ya existen varios proyectos produciendo energía eléctrica a partir del uso del biogás atrapado de las lagunas carpadas de efluentes de POME, que estarán en capacidad de entregar excedentes a la red.

Por otra parte, la distribución de las más de 60 plantas de extracción de aceite de palma existentes en las zonas de la Costa Atlántica, el noreste, centro y suroccidente del país, ubicadas principalmente en zonas rurales, permite pensar en que el potencial de cogeneración y entrega de amplios excedentes allí existente representa una oportunidad para el desarrollo de eventuales proyectos de energización rural en comunidades aledañas, o el establecimiento de posibles clústeres agroindustriales que pudieran realizar

12 Asumiendo que se utilice un esquema de cogeneración con turbinas de condensación (maximización de la producción eléctrica) con relación calor-electricidad 2:1, y tomando que en términos de la energía transformada por una caldera, 1 kWh equivale a 1,59 kg de vapor.

alguna actividad productiva diferente a la de la extracción de aceite de palma, haciendo uso de la energía producida de dicho proceso. En este sentido, Fedepalma viene trabajando desde hace ya varios años para materializar este tipo de proyectos en colaboración con el IPSE, el PTP, la UPME, diferentes gobernaciones y municipios, y programas de apoyo y cooperación nacional e internacional.

3.2 Viabilidad financiera de proyectos

En lo que a la viabilidad económica de proyectos de cogeneración a partir del uso de residuos de palma se refiere, los análisis conducidos por Silva (Silva, 2007) arrojan que aun cuando bajo las condiciones de 2005 no se lograba la factibilidad económica en los casos analizados por tal estudio (tres plantas en el centro y oriente del país), se observó que para costos de inversión específicos de entre 690 y 850 USD/kW (según la capacidad) tales proyectos de cogeneración serían económicamente viables si la tarifa de electricidad y el precio de comercialización del excedente de la misma oscilase entre 0,11 y 0,16 USD/kWh, conforme a la tasa de cambio y las tasas de interés vigentes a la fecha de realización de ese estudio (mayo de 2005), y para períodos de retorno de la inversión del orden de 4 años.

En línea con lo anterior, hoy en día Fedepalma, en cooperación con otras entidades y algunas plantas extractoras particulares ya han desarrollado nuevos estudios que dan luz sobre la viabilidad de estos proyectos, y la tarifa promedio de electricidad que paga la industria está precisamente en el orden de 0,11 USD/kWh (ECSIM, 2013), en tanto que el precio de bolsa para compra de electricidad puede oscilar entre 0,08 y 0,13 USD/kWh (precios de bolsa promedio mensuales marzo 2013 a febrero 2014 - SIMEC, 2014), lo cual permite pensar que este tipo de proyectos puede actualmente llegar a ser viable, dependiendo del riesgo que el inversionista esté dispuesto a asumir.

Por otra parte, cabe mencionar que si bien el mecanismo de desarrollo limpio ha sido o fue aliciente para el desarrollo de este tipo de proyectos en algunos países (contando el caso colombiano para el caso de la captura de metano de lagunas de oxidación de los efluentes) en momentos en que los certificados de carbono estaban en el orden de 5 o hasta 12 USD/ ton CO_2 eq., hoy en día, estando el precio de tales certificados en el orden de centavos de dólar, este no resulta ser un elemento que ayude a viabilizar este tipo de proyectos. Sin embargo, vale la pena también mencionar que algunos estudios de viabilidad económica para proyectos de generación eléctrica a partir de residuos de palma establecen desde años atrás que los bonos de carbono en este tipo de proyectos no son un elemento decisorio para la viabilidad de los mismos (Center for Research on Material and Energy-ITB, 2000), y en caso de llegar a recuperarse el mercado de bonos internacional, este podría constituirse solo en un factor de incremento de la rentabilidad para este tipo de iniciativas.

ANEXO 4

Referentes internacionales en la exploración y uso del recurso geotérmico

1. Introducción

A diferencia de la energía eólica, la biomasa y la energía solar que dependen esencialmente de la radiación solar y sus interacciones con la atmósfera y la biosfera del planeta Tierra, la energía geotérmica es el resultado del calor producido en el centro de la tierra a partir del decaimiento nuclear y la actividad que allí se desarrolla como producto del proceso mismo de su formación hace millones de años. Si bien ese calor que se desprende del núcleo y se transmite hacia la superficie terrestre es relativamente inagotable,la explotación del mismo en yacimientos particulares en los que confluyen las características requeridas para su aprovechamiento a bajas profundidades presenta restricciones que pueden hacer que el recurso sea agotable si este se explota a una tasa más rápida que aquella con la que este se recupera.

El potencial para el aprovechamiento de la energía geotérmica requiere de la confluencia de varios factores como son, en primer lugar, la presencia de una anomalía geotérmica cercana a la superficie, es decir, la presencia de una fuente de calor (magma o roca caliente) a una profundidad técnicamente explotable (de un par de kilómetros). A esto se suma la necesidad de contar con rocas porosas y permeables en el subsuelo que recubra tal anomalía, y con la presencia de agua en forma líquida o gaseosa que facilite el flujo de ese calor, bien sea para ser utilizado directamente o cedido a otro fluido de trabajo que permita conducir procesos de generación termoeléctrica similares a los empleados en el caso de plantas térmicas operadas con combustibles.

Otro de los aspectos que diferencian al recurso geotérmico y sus proyectos asociados de otras FNCER, radica en las etapas previas a la explotación comercial del recurso, que requieren de procedimientos que abarcan diferentes fases de reconocimiento del terreno para la identificación de potenciales genéricos y posteriormente una etapa invasiva de exploración en la que es necesario perforar pozos que involucran altos costos y un alto nivel de riesgo, ya que el nivel de incertidumbre frente a la viabilidad de aprovechamiento del yacimiento es muy alta en tal etapa. En este sentido, la actividad de la identificación y exploración de yacimientos con potencial para el aprovechamiento del recurso geotérmico se asemeja en gran medida a la actividad exploratoria de hidrocarburos. Para efectos ilustrativos, estas y las otras etapas que comprenden el desarrollo de un proyecto geotérmico se presentan en la figura A4.1.

Figura A4.1. Fases del desarrollo de un proyecto geotérmico.
Fuente: Adaptada de IGA, 2013.

Como es de notar entonces, la etapa crítica en el desarrollo de un proyecto geotérmico corresponde a la etapa de exploración y perforación que determina las características reales del recurso e involucra altos costos (estimados en el orden de unos 5 millones de dólares USD por pozo) que pueden representar aproximadamente el 10% del total de la inversión, y revisten un alto riesgo teniendo en cuenta que las probabilidades de éxito pueden ser inferiores al 50%.Ante tales condiciones adversas, la financiación de este tipo de proyectos puede resultar costosa, siendo necesario atraer inversionistas propensos al riesgo, no siendo posible contar con capitales de bajos costos financieros para este tipo de actividad. Para efectos ilustrativos, la figura A4.2 presenta las curvas típicas de riesgo y ejecución de costos a través del desarrollo de un proyecto geotérmico.

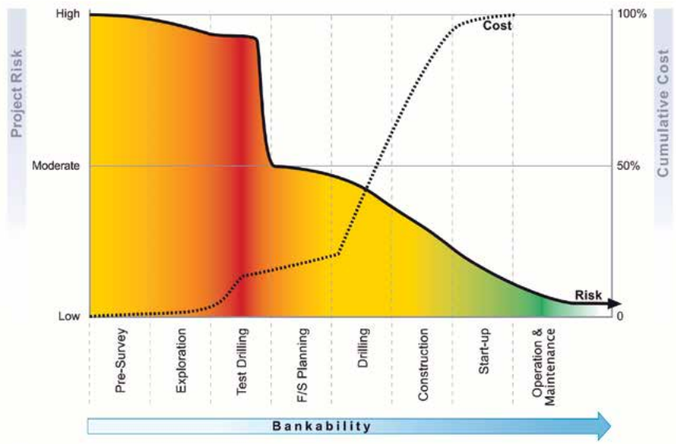


Figura A4.2. Comportamiento de costos y niveles de riesgo para la energía geotérmica.
Fuente: Tomada de ESMAP, 2012.

Una vez superada la fase exploratoria,incluyendo las perforaciones de prueba,en caso de lograrse resultados exitosos de esta etapa, el diseño del proyecto para la perforación de pozos productivos y la construcción de la planta debe tener en cuenta un dimensionamiento adecuado que garantice un manejo sostenible del recurso para permitir que el proyecto pueda operar por la vida útil proyectada, sin incurrir en un agotamiento prematuro del recurso que lleve a reducir la disponibilidad o la confiabilidad de la planta. De lograrse un buen diseño, este tipo de plantas puede operar con factores de capacidad de alrededor del 90% por períodos de vida útil cercanos a 35 años y con costos operacionales relativamente bajos, por lo que son una excelente alternativa para suplir energía firme a bajos costos de operación. Sin embargo, a fin de superar las primeras etapas de altos costos y riesgo,resulta necesario contar con condiciones favorables en términos del apoyo normativo y regulatorio por parte del Estado, lo mismo que con inversionistas conocedores dispuestos a incurrir en el riesgo planteado.

Dadas estas características particulares asociadas con el proceso que lleva a la explotación comercial exitosa de la energía geotérmica, algunos de los países que, contando con buenos potenciales de este recurso, han avanzado en su desarrollo y aprovechamiento han sido por ejemplo Estados Unidos, Italia, Nueva Zelanda, Islandia, y Japón, entre otros países desarrollados, lo mismo que países centroamericanos como México, El Salvador, Costa Rica, Nicaragua y Guatemala, algunos de los cuales han implementado esquemas legales y regulatorios particulares, los cuales vale la pena analizar y comparar con miras a la elaboración de un marco normativo específico para la exploración y uso del recurso geotérmico en Colombia. Con tal objeto, a continuación se presenta la descripción de los esquemas adoptados por algunos de estos países.

2. Marcos legales y regulatorios en algunos países desarrollados

2.1 Estados Unidos

Estados Unidos es el país con la mayor capacidad instalada en energía geotérmica a nivel mundial, la cual sumaba 3.442 MW a 2014 (NREL, 2014a). Su primera planta geotérmica, ubicada en el campo geotérmico The Geysers, en California,inició operaciones en 1960 con la producción de 11 MW de potencia neta (Departamento de Energía de Estados Unidos, 2014), complejo que hoy en día aún se mantiene operativo. A pesar de contar con la mayor capacidad instalada a nivel municipal, para el año 2010 la energía geotérmica representó para Estados Unidos tan solo el 3% de la generación de electricidad procedente de plantas de energías renovables y el 0,48% de la generación total.

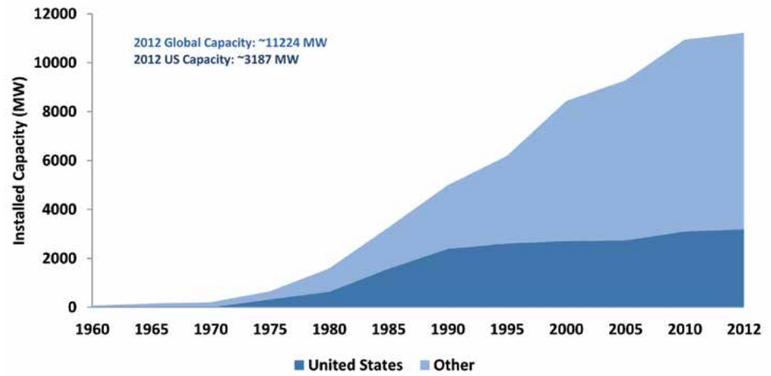


Figura A4.3. Capacidad instalada en el contexto global 1960-2012.
Fuente: Jennejohn, Hines, Gawell y Blodgett, 2012.

Posterior al desarrollo de los primeros proyectos en la década de los 60, la crisis energética de los 70 instó al Departamento de Energía de Estados Unidos a impulsar el desarrollo de la energía geotérmica con el principal objetivo de hacer de esta una fuente costo-competitiva, lo cual se logró en gran parte haciendo viable múltiples proyectos tanto para usos eléctricos como térmicos. Sin embargo, tras haber logrado el desarrollado de esta capacidad durante las últimas cinco décadas, a 2012 los nuevos posibles proyectos enfrentan barreras normativas y estructurales que obstaculizan el continuo desarrollo de esta fuente (Jennejohn, Hines, Gawell y Blodgett, 2012).

De manera similar a lo que se verá, ocurre en el caso de la mayoría de países; buena parte de los recursos geotérmicos de los Estados Unidos se encuentran en áreas protegidas, las cuales por pronunciamiento del Congreso no pueden ser utilizadas para la explotación geotérmica (Servicio de Parques Nacionales - Departamento de Interior de Estados Unidos, 2003). Por otra parte, en el caso de zonas con especiales potenciales geotérmicos que rodean los parques nacionales se exigen medidas de mitigación especiales a fin de obtener la autorización federal para su uso, lo cual dificulta que estas lleguen a ser desarrolladas.

En Estados Unidos, las tierras a ser usadas para el desarrollo de proyectos geotérmicos pueden ser de propiedad federal, estatal, privada o tribal, y dependiendo de esto, la obtención de permisos para la construcción de plantas y el uso del recurso puede diferir, en tanto que los requisitos para la obtención de los permisos ambientales y operacionales, así como la coordinación entre las autoridades federales, estatales y agencias locales varían ampliamente de un estado a otro.

Es importante señalar que bajo la ley federal, los recursos geotérmicos en este país son tratados como derechos mineros, en tanto que el organismo encargado de arrendar tierras federales y revisar las solicitudes de permisos para el desarrollo geotérmico es la Oficina de Administración de Tierras -BLM- que forma parte del Departamento del Interior, conforme lo establece la Ley de vapor geotérmico de 1970.

Por otra parte, mientras que el Gobierno Federal es dueño de los derechos mineros para el caso de los recursos geotérmicos en terrenos públicos, si el agua se evapora o se consume como parte del uso del recurso (que suele ser el caso en los proyectos geotérmicos) el desarrollador también puede requerir obtener un permiso de la agencia estatal de agua. Además de obtener tales permisos, todos los solicitantes deben presentar una garantía o fianza personal con el BLM, bonos que van desde USD 5.000 hasta USD 150.000 dependiendo del número, tipo y ubicación de las operaciones.

Cuando las tierras a ser usadas son propiedad del estado, el promotor del proyecto debe trabajar con las agencias estatales para desarrollar el uso del recurso geotérmico. Sin embargo, es de anotar que muchas veces la ley estatal también exige que aun cuando el recurso se encuentre en tierras federales, se reciba un permiso de parte de las agencias estatales para poder acceder a su uso. Adicionalmente, en el caso de tratarse de tierras de propiedad privada, el desarrollador o propietario de las tierras no puede ejercer derechos de propiedad sobre los minerales del subsuelo o el agua, por lo cual requiere igualmente obtener los permisos de uso de parte de las agencias estatales.

En adición a lo anterior, el desarrollador de proyectos también debe ponerse en contacto con las agencias locales como son las juntas locales de uso del suelo, las comisiones locales de planificación, juntas de zonificación, y otras, siendo necesario contar igualmente en estos casos con un permiso de uso por parte del condado o entidad territorial donde se realice el proyecto.

Por último, para el caso de las tierras tribales, se requiere contar con la aprobación de la respectiva tribu a fin de poder usar o arrendar sus recursos, y dado que las tribus no están sujetas a las regulaciones estatales, estas pueden negociar con las agencias gubernamentales estatales y locales directamente.

Algunas políticas federales que han sido implementadas por Estados Unidos para reducir las barreras para el desarrollo de proyectos de energía renovable, entre las que se cuentan las de energía geotérmica, son la Ley de política energética (Energy Policy Act de 2005) y el PURPA (Public Utility Regulatory Policies Act) que establecen garantías de préstamos para este tipo de proyectos, créditos de impuestos sobre la producción de energía y Bonos de energía renovable limpia -CREBs- para la financiación de proyectos por parte de entidades públicas, entre otros. Otros incentivos financieros y oportunidades de financiación ofrecidos por el Gobierno incluyen subvenciones y préstamos federales a través del Programa de energía rural para América -REAP- del Departamento de Agricultura y créditos fiscales federales por el 10% a la inversión para todos los gastos en equipos geotérmicos, con excepción de la inversión requerida para la construcción de redes de transmisión (NERL, 2009).

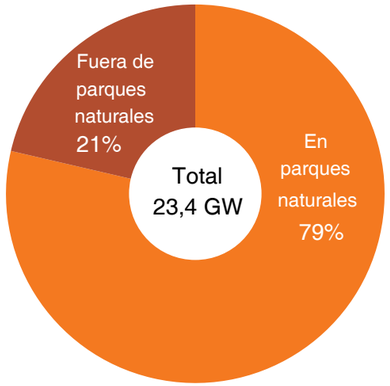
A nivel estatal, las políticas de reducción de barreras incluyen programas de I + D y en algunos casos los RPS establecidos por algunos estados. Otros incentivos financieros pueden incluir incentivos fiscales como la exención de impuestos a las ventas y exención de impuestos sobre la propiedad, y otros no fiscales como son subvenciones estatales, préstamos y garantías de préstamos.

2.2 Japón

Japón también empezó a desarrollar el aprovechamiento de la energía geotérmica en la década de los 60, llegando a tener una capacidad instalada del orden de 536 MW al año 2009 (ANRE, 2013; IPCC 2011). Sin embargo, la última planta geotérmica se construyó en el año 1999 y desde ese momento no se adelantaron nuevos desarrollos teniendo en cuenta que la mayor parte de los recursos aun inexplotados se encontraban en zonas protegidas de parques naturales (aproximadamente el 80% de tales recursos). No obstante, a raíz del incidente nuclear de Fukushima sucedido en el año 2011, la regulación cambió y nuevamente se despertó el interés en la explotación del recurso geotérmico para reemplazar plantas nucleares para la producción de electricidad, habiendo sido inaugurada la primera nueva planta geotérmica en el año 2014, tras un período de 15 años de ausencia de proyectos (The Telegraph, 2014).

Dada la anterior situación, los incentivos que Japón había implementado durante el siglo anterior con el objeto de promover el desarrollo de la energía geotérmica habían sido desmontados ya para 2011, con lo cual, ante el cambio de estrategia del Gobierno, en 2013 el país decidió reactivar mecanismos de promoción adoptando una reforma regulatoria e institucional que principalmente facilitaría y daría viabilidad a la evaluación y asignación de licencias ambientales para el desarrollo de nuevos proyectos geotérmicos.

Uno de los aspectos más relevantes a destacar en el caso japonés para el planeamiento y el ordenamiento en la explotación del recurso geotérmico consiste en la clara delimitación realizada de las zonas con potenciales y la determinación de su viabilidad para explotación, de manera que los procedimientos y licenciamientos ambientales se diferencian dependiendo de la zona de localización del recurso. La gráfica presentada en la figura A4.4 muestra la división realizada para tal efecto.



Clasificación de parques naturales	Potencial energético (MW)
Zona especial de protección	7000
Zona especial (I ~ III)	10300
Zona ordinaria	1100
Diferentes a parques naturales	5000
Total	23400

Figura A4.4. Distribución del potencial geotérmico en Japón.
Fuente: Adaptada de ANRE, 2013.

El esquema de soporte para el desarrollo geotérmico aprobado por Japón en 2013 incluye adicionalmente subsidios para las etapas de consultas públicas y análisis de suelos, aporte de fondos públicos hasta por el 50% de la inversión en la fase exploratoria, garantías de préstamos para la construcción de las plantas y esquemas de precios garantizados para la energía generada a partir de estos proyectos, acompañado todo esto de un eje transversal basado en apoyo a la investigación y el desarrollo.

Adicionalmente, Japón es uno de los principales productores de maquinaria y equipos para la generación de energía a partir del recurso geotérmico, por lo que además de promover el uso de esta tecnología como estrategia para su abastecimiento doméstico también promueve convenios y estrategias de cooperación internacional para el fomento y desarrollo de la energía geotérmica en otros países.

2.3 Nueva Zelanda

Nueva Zelanda inició su desarrollo de la energía geotérmica con el apoyo gubernamental a la investigación en las décadas de los 60-70 y para 2012 esta fuente contribuía con el 13,6% de la generación eléctrica del país. Entre tanto, si bien la matriz eléctrica de Nueva Zelanda está compuesta de aproximadamente un 72% por energías renovables (principalmente hidroelectricidad con un 52,8% a 2012), la meta fijada por el país para el 2025 es aumentar dicho porcentaje hasta un 90%, y, para cumplir con tal objetivo, desde 2011 existe una declaración de política nacional con el mandato de apoyar proyectos de generación con energía renovables en todas sus etapas de desarrollo.

Un punto importante a ser destacado en el caso de Nueva Zelanda consiste en que la regulación que gobierna el uso del recurso geotérmico en todo el país no es centralizada sino que se hace en el orden regional, y son entonces las autoridades regionales las encargados de regular a las empresas de generación que desarrollan este tipo de proyectos.

El principal potencial de desarrollo geotérmico del país se encuentra localizado en una región conocida como Waikato, en donde confluyen la explotación del recurso geotérmico con áreas urbanas en expansión y la presencia de las comunidades maoríes que son los pobladores nativos de esas tierras y para quienes

el recurso tiene un significado ancestral especial, por lo que la planeación para el desarrollo de nuevos proyectos ha representado desafíos complejos y un buen caso de estudio a analizar para el logro de consensos.

En al año 1991, Nueva Zelanda estableció una ley de manejo de recursos en la que se definieron la ubicación y requisitos para el uso de los recursos naturales, incluyendo el recurso geotérmico. En el marco de esta ley, Nueva Zelanda otorga permisos para la utilización de dicho recurso, los cuales pueden tener una duración por hasta 31 años, y en los que no se otorga la propiedad sobre el recurso como tal. Las condiciones de otorgamiento están sujetas a revisiones periódicas y su obtención se da en procesos públicos y abiertos, en los que se busca se presenten diferentes alternativas de utilización que reduzcan los posibles impactos a derivarse de su explotación.

La ley igualmente estable un sistema de clasificación de los sistemas que los identifica bien sea como protegidos, o como aptos para investigación, para desarrollo limitado o para desarrollo. Como se muestra en la figura A4.5, esta clasificación agiliza la obtención de permisos y asegura la protección de algunas áreas. De igual forma, existen planes de largo plazo con el fin de garantizar la disponibilidad del recurso en el futuro y de promover la eficiencia en los desarrollos, buscando siempre asegurar la protección de las características geomorfológicas propias de los sistemas geotérmicos.

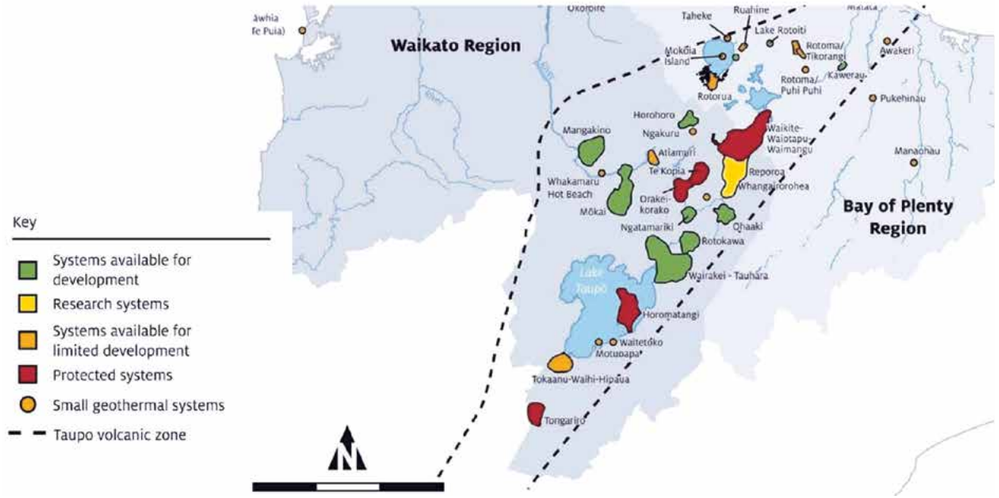


Figura A4.5. Clasificación de sistemas geotérmicas en la región de Waikato
Fuente: Tomada de Waikato, 2013.

Además de la delimitación de las zonas y la definición de zonas protegidas o con explotación limitada, los permisos también incluyen reglamentación referente a la sostenibilidad del yacimiento; teniendo en cuenta la cantidad de fluido que puede extraerse y la obligación de su reinyección, entre otros aspectos.

De igual forma el país ha desarrollado herramientas para la gestión de los impactos ambientales y sociales. En primer lugar existe un comité de revisión conformado por tres expertos técnicos y un representante de la comunidad Maorí que realizan una evaluación independiente de los proyectos y que deben reportar a los consejos regionales,realizando estudios que son financiados por los desarrolladores de los proyectos.

Adicionalmente,la regulación exige requisitos de modelamiento, monitoreo y reporte del desempeño de los sistemas y los yacimientos, siendo necesario definir una línea base y monitorear la realizando escenarios de proyecciones para 5, 10 y 20años, información que debe ser producida por los agentes y dada a conocer públicamente.

2.4 Islandia

Islandia es un país con una larga historia de aprovechamiento de la energía geotérmica, principalmente para usos térmicos como son el acondicionamiento de espacios, el calentamiento de agua, la piscicultura y la agricultura bajo techo, entre otras, aplicaciones que vienen siendo implementadas allí desde la década de los 40. Para tal desarrollo han confluido las condiciones de frío extremo que se viven en ese país y la disponibilidad del recurso para su explotación. Como se puede ver en la figura A4.6, en la medida en que se evidencia un crecimiento sostenido de la participación de tal fuente a través de los años, a 2010 la energía geotérmica contribuía con aproximadamente el 65% del consumo de energía primaria del país.

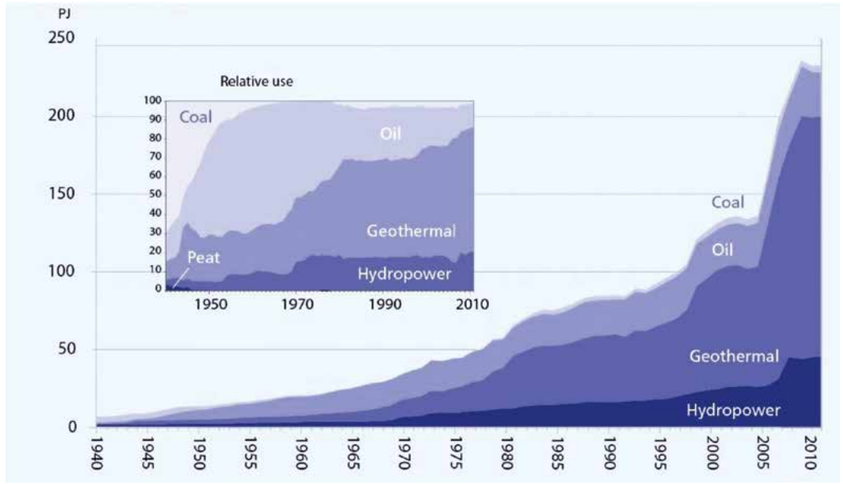


Figura A4.6. Consumo de energía primaria en Islandia
Fuente: Tomada de Orkustofnun, 2013.

Los desarrollos para generación de electricidad a partir de la energía geotérmica en Islandia empezaron en la década de los 80, con lo que al año 2010 la participación de tal fuente en la canasta eléctrica nacional había alcanzado una participación del 20%, complementando una matriz predominantemente hidroeléctrica y reemplazando así la generación a partir de combustibles fósiles que daban respaldo a la generación hídrica antes de tales desarrollos.

En Islandia, la autoridad encargada de regular la explotación de la energía geotérmica es la Autoridad Nacional de Energía (el Orkustofnun en islandés), entidad que está a cargo del sector energético en general y del otorgamiento de permisos para la exploración y explotación del recurso geotérmico. Por instrucción del gobierno, en 1997 tal autoridad fue encargada de desarrollar el “Plan maestro para protección y desarrollo de los recursos energéticos”, el cual hizo una evaluación de los recursos hídricos y geotérmicos así como de posibles proyectos para su aprovechamiento, determinando un escalafón de proyectos prioritarios. A partir de ese momento, el plan es actualizado por el parlamento cada 4 años y es implementado con carácter de mandatorio cumplimiento por parte de los municipios, no pudiendo estos oponerse a la ejecución de tales proyectos prioritarios.

Adicionalmente, existen una serie de regulaciones que determinan aspectos relacionados con la exploración y explotación del recurso, estableciendo por ejemplo que el derecho de la exploración es exclusivo para un área determinada una vez otorgada la licencia, y que en el caso de concederse una licencia de explotación en un área cuya licencia de exploración pertenezca a otro agente, el desarrollador deberá pagar por los derechos de exploración al dueño de la licencia exploratoria. De igual manera, las normas en Islandia determinan que los recursos naturales son propiedad del Estado y no pueden ser vendidos,y en el caso del recurso geotérmico pueden ser licenciados por un período de hasta 65 años. También se establece que la autoridad puede entregar licencias de exploración a personas diferentes a los dueños del terreno, en cuyo caso se deben realizar acuerdos con el propietario o los propietarios para la utilización de la tierra. Adicionalmente, la autoridad exige el monitoreo permanente del recurso que sea explotado y establece que la licencia puede ser revocada si las condiciones establecidas en esta no se cumplen.

3. Marcos legales y regulatorios en América Latina y el Caribe

América Latina y el Caribe comprenden un buen número de países con matrices eléctricas muy diferentes, entre los que algunos presentan una alta participación de generación hidroeléctrica y otros cuentan con una matriz predominantemente termoeléctrica,en tanto que se combinan sectores eléctricos privados, públicos, público-privados, monopólicos o competitivos. Es así que mientras países como Brasil, Paraguay, Colombia y Perú se cuentan dentro del grupo de los países predominantemente hidroeléctricos, Ecuador, Bolivia, Chile y México presentan una participación mayoritariamente térmica en sus canastas eléctricas (figura A4.7).

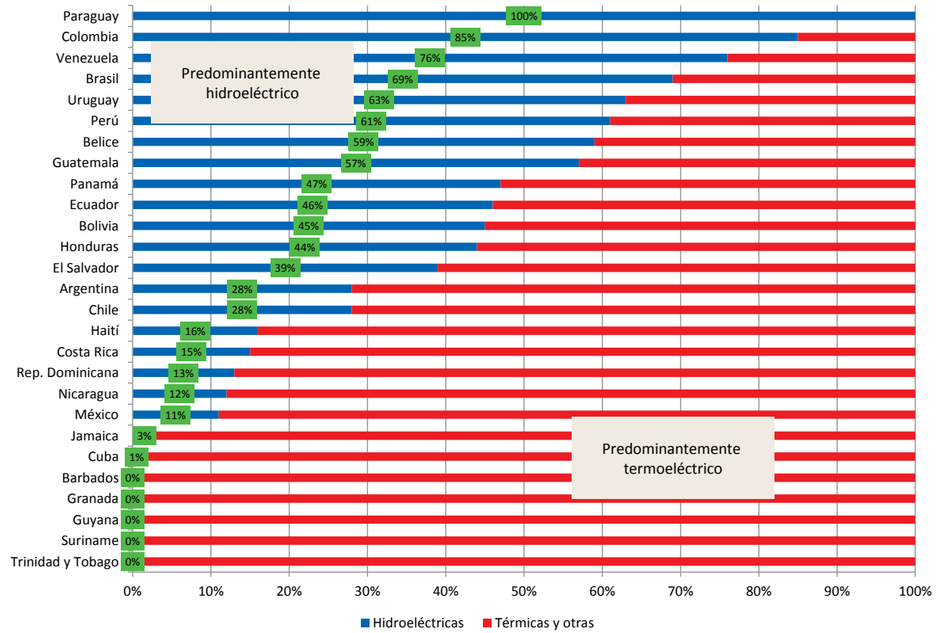


Figura A4.7. Generación eléctrica en América Latina y el Caribe.
Fuente: Adaptada de OLADE, 2013.

Las condiciones particulares de cada país han hecho que el desarrollo de las energías renovables y en particular el de la energía geotérmica se hayan dado en diferentes escalas en algunos de estos, teniéndose que el uso de este último recurso ha estado liderado por los países centroamericanos que no cuentan con tan alta disponibilidad del recurso hídrico y han logrado incorporar el uso del recurso geotérmico que tienen dentro de sus matrices termoeléctricas. De entre estos países, México cuenta con la mayor capacidad instalada (958 MW) seguido de El Salvador (204 MW) y Costa Rica (166 MW). Entre tanto,la región Andina, si bien presenta un alto potencial, hasta el momento no se caracteriza por haber desarrollado el recurso como se puede apreciar de la tabla A4.1. En total, entre los cinco países de la región Andina (Colombia, Ecuador, Perú, Bolivia y Chile) se suma un potencial estimado de 11740 MW, siendo Perú aquel con mayor potencial con 2990 MW y estimándose en el caso de Colombia un potencial del orden de 2210 MW (OLADE, 2013).

Si se agregan las regiones de América Latina y el Caribe, el potencial estimado en energía geotérmica asciende al orden de los 38 GW, del cual se ha aprovechado hasta el momento tan solo un 4,1%, por lo que es claro que existe un potencial importante por ser desarrollado en la región, siendo precisamente esta situación la que ha motivado iniciativas de promoción de la energía geotérmica en la región, particularmente lideradas por IRENA que busca contribuir al logro de condiciones propicias para el desarrollo de este recurso.

Tabla A4.1. Generación geotérmica en América Latina y el Caribe 2011

	Potencia (MW)	Capacidad instalada (MW)	% aprovechado
Argentina	2.010	0	0%
Bolivia	2.490	0	0,0%
Brasil	115	0	0,0%
Chile	2.350	0	0,0%
Colombia	2.210	0	0,0%
Costa Rica	2.900	166	5,7%
Ecuador	1.700	0	0,0%
El Salvador	2.210	204	9,2%
Granada	1.110	0	0,0%
Guatemala	3.320	49	1,5%
Honduras	990	0	0,0%
Jamaica	100	0	0,0%
México	6.510	965	14,8%
Nicaragua	3.340	88	2,6%
Panamá	450	0	0,0%
Perú	2.990	0	0,0%
Venezuela	910	0	0,0%
Total	35.705	1.472	4,1%

Fuente: OLADE, 2013.

En general, de entre los países de la región Andina,aun cuando a 2014 no cuenta con proyectos en operación, Chile es el país que presenta la normativa y regulación más desarrollada en el campo de la geotermia,a través mecanismos claros y explícitos para el registro de proyectos tanto en las etapas de exploración como de explotación, seguido de Perú que ha avanzado en la legislación y en el establecimiento de procedimientos para el licenciamiento de proyectos. Es de resaltar que en el caso de estos dos países se manejan mercados de energía competitivos como el de Colombia, en tanto que en el caso de países como Ecuador y Bolivia en los que han sido sus gobiernos como cabeza de los sectores eléctricos públicos que allí existen quienes han mostrado algún interés en desarrollar proyectos geotérmicos, en materia de normativa y regulación aún no se presentan avances representativos.

3.1 Chile

La legislación para la concesión del recurso geotérmico en Chile corresponde ala Ley 19657 de 2000 sobre concesiones de energía geotérmica, posteriormente reglamentada en el año 2004 y modificada mediante el Decreto 114 de 2012. Cabe aclarar que el proceso de concesión ratifica que la propiedad del recurso es del Estado y garantiza el derecho de exploración y explotación del mismo, pero no contempla el licenciamiento ambiental ni los requerimientos de consultas previas exigidos para el desarrollo de este y otro tipo de proyectos energéticos. A pesar de esta situación, a 2014 no existen en Chile proyectos comerciales productivos, debido entre otras razones a limitaciones en los sistemas de transmisión, pero se espera que con el marco legal de RSP implementado desde 2008, que busca incrementar la participación de las energías renovables en la generación eléctrica del país a un margen cercano al 20% para 2024, se dé un impulso a estos proyectos en los próximos años.

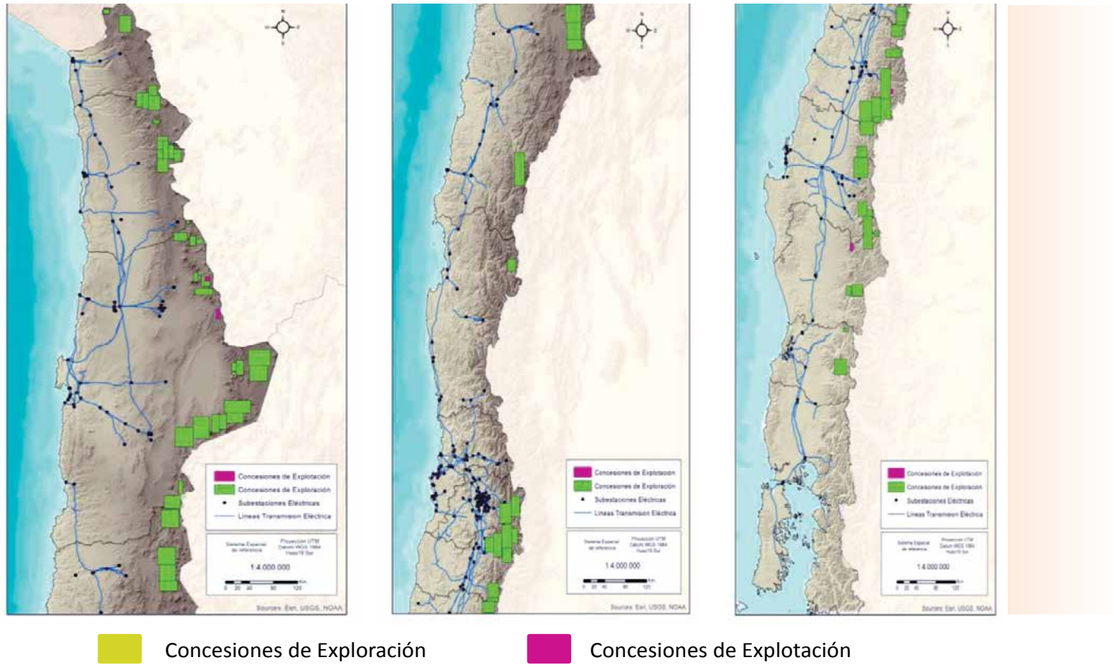


Figura A4.8. Áreas en concesión para explotación y exploración en Chile
Fuente: Tomada de Godoy, 2013.

A pesar de no contar aún con proyectos en operación, al año 2012 el Ministerio de Energía de Chile había expedido 67 licencias de exploración vigentes a ese año y 6 licencias de explotación para proyectos de energía geotérmica, estando en estudio otras 82 licencias para exploración y una licencia más para explotación (Piensa en geotermia, 2012).

La normatividad para el licenciamiento de proyectos geotérmicos en Chile establece que una vez vencida la licencia de exploración que es concedida por un período de 2 años, con posibilidad de prórroga por 2 años más, el agente cuenta con un período de 2 años más con derechos exclusivos sobre el campo explorado para su explotación, vencido el cual otros agentes pueden acceder a obtener licenciamientos para el uso del recurso en esa determinada área. La concesión para explotación del recurso es de duración indefinida, y paga un canon anual en proporción a la extensión del área intervenida, siendo adicionalmente exigido por el Ministerio de Energía realizar reportes periódicos sobre los avances realizados sobre la concesión.

Para efectos ilustrativos, la figura A4.8 presenta las áreas objeto de licencias para la exploración y explotación geotérmica en Chile, teniéndose que al año 2013, 28 áreas licenciadas para exploración se encontraban en período de derecho exclusivo de uso por parte de agentes que ya habían culminado la etapa exploratoria (Godoy, 2013).

3.2 Perú

En Perú existe desde 1997 una ley orgánica de recursos geotérmicos, que fue modificada en 2010 con la introducción de un nuevo reglamento a través del cual se definen las actividades relacionadas con el desarrollo de proyectos geotérmicos de la siguiente manera:

- Reconocimiento - (libre, no requiere de licenciamiento): se limita a observar si la zona de interés puede ser fuente de recursos, a través de procedimientos no invasivos.

- Exploración -(autorización de recursos geotérmicos): determina las dimensiones, posición, características y magnitud de los recursos geotérmicos.

    - Fase I: para la realización de estudios previos a la perforación de pozos exploratorios profundos, la cual no requiere estudios de impacto ambiental.

    - Fase II: para la realización de perforación de pozos exploratorios profundos, para la cual se deben hacer estudios de impacto que podrán ser simplificados, semidetallados o detallados, dependiendo de los impactos ambientales generados que se determinen a través del uso de una matriz de impacto.

- Explotación (concesión de recursos geotérmicos): consiste en la obtención de energía útil por medio del aprovechamiento comercial del fluido geotérmico.

En caso que la explotación sea solicitada y esté superpuesta con un área de protección, es posible pedir una opinión técnica de compatibilidad emitida por el Servicio Nacional de Áreas Protegidas por el Estado -SERNANP- para determinar si es factible la expedición de la concesión.

3.3 Costa Rica

Desde la década de los 50, Costa Rica ha trabajado en el desarrollo de energías renovables para la generación de su electricidad, y a partir del año 1994 inició el aprovechamiento de la energía geotérmica con la instalación de sus primeros 55 MW de capacidad con dicha fuente (Moya y Rodríguez, 2010). Posteriormente, tras el desarrollo continuado de la geotermia, para el 2012 el país alcanzó una potencia instalada de 217,5 MW, pudiendo suministrar más del 12% de la demanda eléctrica nacional, y convirtiéndose en el mayor productor de energía geotérmica en Centroamérica (GIZ, 2014).

Para llegar a este punto, el desarrollo de la energía geotérmica en Costa Rica se inició en 1973, cuando el aumento de los precios del petróleo impulsó el interés por otras fuentes de energía (Moya y Rodríguez, 2010), seguido de algunos estudios a finales de los años 80 conducidos por el Instituto Costarricense de Electricidad -ICE- con los cuales se logró obtener un reconocimiento de los recursos y las reservas geotérmicas nacionales (Mainieri, 2006).Tales estudios establecieron que el país se dividía en tres zonas geotérmicas amplias de acuerdo con las temperaturas altas, moderadas y bajas del recurso.

Hoy en día, el ICE, empresa estatal que dirige el sector energético en Costa Rica, es propietaria y operadora de los primeros campos geotérmicos desarrollados en el país (Miravalles y Las Pailas). La ley 5961 de 1976 establece que esta empresa tiene la exclusividad para el desarrollo geotérmico, aunque esta puede subcontratar las actividades de exploración y explotación. A su vez, la compañía cuenta con amplia experiencia en el desarrollo de proyectos geotérmicos, teniendo en cuenta que está involucrada en su desarrollo desde hace un par de décadas.

Por otra parte, el 25% del territorio nacional de Costa Rica corresponde a áreas de protección ambiental, y coinciden la mayor parte de sus parques nacionales con las zonas geotérmicas de mayor potencial (figura A4.9a) que se encuentran ubicadas a lo largo del cinturón volcánico del país, (figura A4.9b). En respuesta a este hecho, la Ley 6084 de 1977 prohíbe la exploración o explotación del recurso en estas áreas, con lo cual el desarrollo geotérmico está ciertamente limitado y controlado por las autoridades.

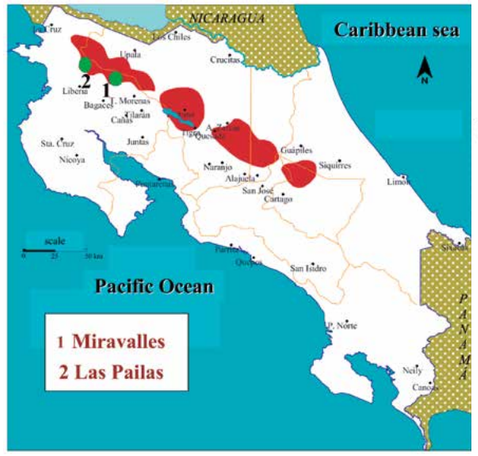


Figura A4.9a. Zonas geotérmicas
Fuente: Tomada de Guido Sequeira, 2010b.

Figura A4.9b. Parques nacionales
Fuente: Tomada de SINAC, 2014.

Paralelamente, una serie de proyectos de ley han sido presentados en el Congreso, sin éxito,con el objeto de permitir la operación geotérmica en los parques nacionales, siendo este un tema de amplia controversia interna, en el que las principales razones aducidas se sustentan en la protección del medio ambiente, la biodiversidad y el bienestar común (R. Salazar, 2014).

Entre tanto, Costa Rica se plantea una ambiciosa meta para producir un cien por ciento de su electricidad a partir de energía renovable y llegar a ser el primer país en el mundo con huella neutra de carbono (en su sector eléctrico) para el año 2021 y para lograr tal propósito, el país implementa incentivos como son exenciones a impuestos de consumo, IVA y renta, y utiliza igualmente un mecanismo de precios garantizados. Por otro lado, siendo una de las preocupaciones del gobierno la disminución esperada y evidenciada en los niveles de agua que afectan a las plantas hidroeléctricas, el país está buscando alternativas para disminuir ese riesgo, lo cual puede representar una oportunidad para incrementar la voluntad política hacia el desarrollo geotérmico (Matek, 2013).

Como es común también en otros países, la realización de todo proyecto geotérmico en Costa Rica requiere de un permiso ambiental otorgado por la autoridad ambiental que es en este caso el Ministerio de Medio Ambiente y Energía -MINAE-, para lo cual esta entidad evalúa la importancia del proyecto y exige el desarrollo un programa de gestión ambiental o un EIA (estudio de impacto ambiental) parcial o total, lo mismo que la realización de un depósito económico para posibles eventualidades de no conformidad. En caso de presentarse un evento tal, la empresa puede perder tal depósito y el proyecto puede llegar a ser detenido completamente (Guido-Sequeira, 2010a).

3.4 El Salvador

Siendo el país más pequeño y más densamente poblado de Centroamérica, El Salvador es conocido como uno de los mayores productores de energía geotérmica en la región (Herrera, Montalvo & Herrera, 2010), habiendo desarrollado su primer campo geotérmico en el año 1975 con 30 MW de capacidad instalada (La Geo, 2014a) y alcanzando a 2012una potencia instalada de 204 MW a partir de tal fuente (GIZ, 2014), los cuales proporcionaban aproximadamente el 25% de las necesidades de electricidad domésticas.

En El Salvador, los servicios de generación, transmisión y distribución se desagregan en diferentes empresas. Hoy en día, La Geo es una asociación público-privada dedicada al desarrollo de proyectos geotérmicos,de la que las empresas INE (Inversiones energéticas), CEL (ahora una compañía hidroeléctrica) y ENEL-Italia son accionistas.

La Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones -SIGET- es en El Salvador la encargada de otorgarlos permisos de exploración, seguido eventualmente por las concesiones para el desarrollo de la energía geotérmica, las cuales no pueden superar una extensión de 200 ha como máximo, siendo tales concesiones otorgadas a través de procesos de licitación pública (Herrera, Montalvo & Herrera, 2010).

Por otra parte, aun cuando el desarrollo de todo proyecto geotérmico en El Salvador requiere contar con un permiso ambiental,la legislación salvadoreña no parece impartir prohibiciones específicas para el desarrollo de plantas geotérmicas en los parques nacionales. Los permisos ambientales son otorgados por el Ministerio del Medio Ambiente y Recursos Naturales -MARN-.

A manera de incentivo para la promoción de proyectos geotérmicos, El Salvador otorga una exención fiscal sobre derechos de importación para maquinaria, equipos y líneas de transmisión destinados a tal fin por

hasta 20 MW de capacidad instalada, durante 10 años. Adicionalmente la ley concede exenciones de impuestos de renta por cinco años en proyectos de 10 a 20 MW, y durante diez años para proyectos menores de 10 MW. Adicionalmente, se conceden exenciones de IVA aplicables a todos los ingresos generados por la venta de Certificados de reducción de emisiones bajo el mecanismo de desarrollo limpio -MDL- (Herrera, Montalvo & Herrera, 2010).

3.5 Nicaragua

Nicaragua tiene uno de los mayores potenciales de energía geotérmica de Centroamérica (CNE, 2005) y está entre el grupo que inició el aprovechamiento de tal recurso hace más de tres décadas, habiendo comenzado actividades exploratorias desde 1969 y desarrollado su primera planta comercial en 1983 con 35 MW de potencia instalada. Posteriormente, para el 2012, el país había alcanzado una capacidad instalada de 164 MW geotérmicos (GIZ, 2014), que cubren aprox. un 10% de la demanda interna, y al año 2013 continuaba trabajando en su desarrollo como lo refleja una solicitud de financiamiento presentada ante el Banco Mundial y otros actores internacionales, por USD 15-20 millones, para determinar la viabilidad de realizar proyectos en diez nuevas áreas potenciales (Matek, 2013).

Adicionalmente, Nicaragua es el único país de la región que cuenta con una ley específica sobre energía geotérmica, ley que fue adoptada en 2002, y por la cual se designa a la Comisión Nacional de Energía -CNE- como la entidad encargada de proponer nuevas áreas para la exploración geotérmica, sujetas a aprobación presidencial. Una vez que la presidencia ha aprobado y declarado estas áreas como aptas para su exploración o explotación, el INE (Instituto Nicaragüense de Energía que hace las veces de ente regulador) se encarga de abrir un proceso de licitación para la solicitud de ofertas.

Cabe resaltar que todas las áreas geotérmicas en Nicaragua se encuentran dentro de las áreas protegidas en la cordillera volcánica de Los Maribios, teniéndose que el derecho ambiental fue anteriormente modificado para permitir el desarrollo de este tipo de proyectos en las áreas protegidas. De esta manera se tienen diez zonas debidamente identificadas,adecuadas para el desarrollo geotérmico, todas ellas distribuidas a lo largo de la cadena volcánica del Pacífico, con un potencial que se estima en el orden de 1,520 MW. Al mismo tiempo, todos los proyectos geotérmicos están sujetos a la Ley de Evaluación de impacto ambiental (Decreto 76 a 2006) y las áreas protegidas son objeto de una regulación especial (Decreto 01-2007) que define las categorías de reservas naturales y da herramientas para gestionar las actividades que pueden ser desarrolladas dentro de estas áreas.

Los procesos de concesión del recurso geotérmico se surten en dos etapas, la primera de las cuales corresponde con la concesión de exploración otorgada por concurso de ofertas y por una duración de dos años. Luego, de tenerse éxito en esta etapa, el desarrollador puede solicitar la concesión para el uso del recurso que de acuerdo con la Ley 443, Ley de Geotermia, puede ser otorgada por 25 años, con la opción de ser extendida hasta por 10 años más (Argüello, 2010).

En ambos casos, antes de iniciar las actividades de exploración o explotación, el desarrollador debe contar con un EIA y un “Permiso ambiental”expedido por el Ministerio del Ambiente y los Recursos Naturales -MARENA-, permiso que debe ser presentado ante el Ministerio de Energía y Minas. Adicionalmente, el 4% de los costos estimados del EIA y el permiso ambiental deben ser pagados al MARENA como fondos para ser utilizados exclusivamente en el proceso de seguimiento y supervisión de la ejecución de estos estudios. Por otro lado, los resultados obtenidos deben ser discutidos con las organizaciones competentes y las autoridades municipales, en complemento a la realización de consultas públicas para la consideración de los proyectos.

Por otra parte, el Gobierno tiene la potestad de llevar a cabo negociaciones directas, lo cual es visto como peligroso por algunos desarrolladores, aunque no así por el Banco Interamericano de Desarrollo. El Ministerio de Energía y Minas el MARENA y el INE son entonces solidariamente responsables de regular, supervisar y controlar las actividades de exploración y utilización del recurso geotérmico. Finalmente, aunque existen algunos incentivos fiscales para incentivar este tipo de proyectos, como son una exención del impuesto sobre la renta durante siete años, estos son difíciles de materializar debido a los procesos burocráticos implicados.

3.6 Honduras

En comparación con los anteriores países considerados, el desarrollo geotérmico en Honduras está cursando las primeras etapas de aprendizaje, mientras que su potencial es bajo en comparación con sus países vecinos. De manera similar al caso colombiano, instituciones públicas y privadas han venido trabajando en el estudio y reconocimiento del recurso geotérmico desde la década de los 80, y desde entonces las oportunidades para el desarrollo de este recurso han estado en manos del sector privado, ante todo porque la capacidad institucional en esta materia es muy limitada. De esta manera la empresa privada Geo Platanares ha comenzado la exploración en Platanares, una zona considerada como la de mayor potencial en ese país (Rodríguez, 2007), previéndose el desarrollo de un proyecto de 35 MW de capacidad instalada. Por su parte, otras entidades como la empresa Geopower están estudiando el potencial de otras áreas. No obstante, por el momento no se cuenta con proyectos productivos en operación.

Como otras características asociadas al esquema implementado en Honduras para el desarrollo de la energía geotérmica, el Decreto 70 de 2007 establece una serie de normas para el desarrollo de proyectos de energía renovable menores de 50 MW, e incentivos consistentes en la exención del pago de impuestos, lo cual ha aumentado considerablemente la inversión de las empresas privadas en el sector energético. Un último hecho a resaltar en el caso de este país es el uso común de la modalidad de contratos de compra de energía de largo plazo o PPAs (power purchase agreements) por duración de 20 años donde el comprador por defecto es la Empresa Nacional de Energía Eléctrica -ENEE- (Ormad, 2012).

4. Recomendaciones para el caso colombiano

En Colombia, la exploración del recurso geotérmico comenzó a finales de la década de los años 70 con una serie de estudios realizados con el fin de identificar el potencial geotérmico de algunas zonas del país. Tras contar con la participación de diferentes entidades y empresas nacionales, con la colaboración de múltiples organizaciones, entidades y compañías extranjeras,[1] en la actualidad se gestiona en Colombia el desarrollo de los primeros proyectos geotérmicos productivos, estando ad portas de iniciarla etapa de exploración con perforaciones, específicamente en el área del macizo volcánico del Ruiz.

En lo que a la legislación y normatividad existente se refiere, el Código de Recursos Naturales correspondiente con el Decreto 2811 de 1974 establece que la nación se reserva el dominio de los recursos geotérmicos, y que estos podrán ser destinados entre otros usos a la producción de energía o a la producción de calor directo para fines industriales, de refrigeración o calefacción, para cuyo propósito se manejará el concepto de concesión, en cuyo caso la concesión de uso de aguas para explotar una fuente geotérmica

1 Entidades públicas como Ingeominas (hoy en día el Servicio Geológico Colombiano), Colciencias, el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL,que pasó a ser el IPSE), la Universidad Nacional de Colombia y empresas como la CHEC, EPMe ISAGEN, junto con entidadesde cooperación como OLADE, el BID, el Fondo Japonés del Carbono, el Centro Internacional de Física -CIF-,y otras entidades extranjeras como la Corporación Eléctrica del Ecuador -CELEC EP-, el Instituto Ecuatoriano de Electrificación -ICEL-, la Agencia para el Comercio y el Desarrollo de los Estados Unidos de América -USTDA-, la Universidad Nacional Autónoma de México -UNAM- y Geocónsul, entre otras.

será otorgada con la concesión del recurso geotérmico. Adicionalmente, el estatuto establece de manera genérica que los permisos para el estudio de recursos naturales cuyo propósito sea proyectar obras o trabajos para su futuro aprovechamiento podrán tener duración hasta de dos años, según la índole de los estudios, y que los titulares tendrán prioridad sobre otros solicitantes de concesión, mientras esté vigente el permiso de estudio y, así mismo tendrán exclusividad para hacer los estudios mientras dure el permiso. Sin embargo, ni el código ni posteriores actos administrativos reglamentarios se pronuncian más allá respecto a los términos de la duración que las concesiones de uso o explotación del recurso han de tener o respecto a la posibilidad de extender la prioridad o la exclusividad en el uso de los recursos más allá del tiempo de estudio o exploración de los recursos.

Por otro lado, a partir de la Ley 697 de 2001 la energía geotérmica es considerada como una FNCE, y como tal es interpretada igualmente como una fuente alternativa virtualmente contaminante, según lo cual la normativa ambiental establecida por la Ley 99 de 1993 y reglamentada por el Decreto 2041 de 2014 requiere la expedición de una licencia ambiental para desarrollar cualquier proyecto geotérmico cuya capacidad a ser instalada exceda el límite de 10 MW. Tal licencia es expedida por la autoridad ambiental competente según el tamaño y la jurisdicción del proyecto, la cual en el caso de proyectos que afecten las áreas del Sistema de Parques Nacionales Naturales corresponde con la ANLA, independientemente de la escala del proyecto. La licencia ambiental es evaluada y expedida o denegada por la autoridad con base en la realización de estudios por parte del desarrollador interesado, los cuales deben basarse y responder a términos de referencia expedidos por la misma autoridad.

Del análisis de los marcos legales y regulatorios existentes en la muestra de países con recursos y desarrollos geotérmicos considerada, se encuentra que se tienen casos de países con fuertes mandatos de protección en torno a sus Sistemas de Parques Nacionales que no permiten la explotación de los recursos geotérmicos dentro de estas áreas, como es el caso de Costa Rica y los Estados Unidos, mientras que otros países manejan cierta flexibilidad permitiendo desarrollos en áreas protegidas siempre que se apliquen medidas de mitigación de impacto como es el caso de Japón y Nicaragua, en tanto que hay países que parecen no tener ningún tipo de restricción respecto al desarrollo de proyectos en este tipo de áreas, como es el caso de El Salvador.

Entre tanto, aunque no todos los países considerados cuentan con una ley expresa que trate sobre el aprovechamiento de los recursos geotérmicos y defina explícitos lineamientos para su concesión de exploración y uso, países con importantes desarrollos como Costa Rica, Nicaragua y Estados Unidos sí cuentan con marcos legales explícitos en torno a la temática, al igual que sucede en el caso de algunos países que aún no han puesto en funcionamiento proyectos pero se encuentran trabajando en las etapas previas a su construcción, como Chile y Perú.

En línea con lo anterior, para efectos del marco normativo a ser complementado y consolidado en el caso colombiano para ofrecer claridad y transparencia tanto a los potenciales desarrolladores e inversionistas en proyectos geotérmicos como a la comunidad en general, se recomienda tener en cuenta la experiencia de los países anteriormente relacionados, y otros posibles, y con base en esta y las consideraciones del contexto nacional establecer determinaciones que contemplen lo siguiente:

- Condiciones para el acceso y uso del suelo en áreas a ser destinadas a la exploración del recurso geotérmico, teniendo en cuenta la propiedad y derechos sobre las tierras a ser utilizadas. Esto debe comprender la extensión máxima de las áreas a ser autorizadas para la realización de estudios con tal propósito.

- La definición de áreas y condiciones para las cuales la exploración y uso del recurso geotérmico es posible, teniendo en cuenta especialmente el caso de áreas protegidas como lo son zonas de páramo y parques naturales, y los límites condichas áreas.
- Limitaciones regulatorias para la utilización del recurso geotérmico a fin de garantizar la sostenibilidad de ese uso. En línea con esto, se debe requerir al desarrollador el reporte de información tanto de una línea base como del posterior y regular monitoreo de las condiciones de los yacimientos explotados.
- La definición de los tiempos de concesión para la explotación del recurso, previendo la conveniencia de otorgar largos plazos que incentiven el desarrollo de proyectos sostenibles y productivos con tal horizonte. Esto, asumiendo que las licencias de exploración se darán por un término de 2 años conforme lo establecido por el Código de Recursos Naturales; cobijando igualmente la posibilidad de habilitar la extensión de dicho período hasta por cierta cantidad de tiempo adicional, aun en casos diferentes a los de retrasos por motivos de fuerza mayor (según si lo establece el Código).
- La definición de los términos de exclusividad en la explotación por parte de agentes que desarrollen la exploración, especialmente contemplando los años inmediatamente posteriores a la etapa con licenciamiento de exploración.
- Condiciones para el desarrollo de las instalaciones necesarias y la infraestructura asociada a estos proyectos (ej.: vías de accesos, drenajes, campamentos, etc.), contemplando igualmente el consumo de agua, la utilización de químicos y materiales (lodos, concreto, acero),las emisiones de ruido, la afectación del paisaje,la emisión, tratamiento y vertimiento o reinyección de fluidos.
- Condiciones mínimas en términos de seguridad, en especial en lo referente a la mitigación de riesgos como son posibles explosiones o la contaminación de fuentes hídricas.
- Consideraciones de índole social para los casos en que haya comunidades que se puedan ver afectadas según el área de influencia del proyecto (procesos de consulta previa, etc.).

Por otra parte, se recomienda igualmente contemplar la posibilidad de elaborar un plan maestro para el desarrollo de recursos geotérmicos y más que establecer barreras ambientales predefinidas que impidan el desarrollo de proyectos geotérmicos, definir altos estándares de protección y mitigación de impactos para el desarrollo de proyectos geotérmicos en las áreas que sea posible como lo han implementado países como Japón y Nueva Zelanda.

ANEXO 5

Análisis de alternativas de generación para la isla de San Andrés

Resumen

La isla de San Andrés, como capital del Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, es el territorio insular más extenso y uno de los más representativos en términos de patrimonio natural y cultural para Colombia, ubicado a unos 720 km al noroeste de la costa Caribe. Allí habitan poco más de 75.000 habitantes que viven principalmente del turismo y el comercio, conformando una demanda energética basada casi 100% en combustibles fósiles tanto para la generación de energía eléctrica como para actividades de transporte y usos térmicos como son la cocción de alimentos y el calentamiento de agua. Si bien todos estos frentes de consumo presentan oportunidades para la penetración de energías renovables que sustituyan principalmente el uso de diésel, la generación de energía eléctrica a partir de dicho combustible representa una oportunidad prioritaria para la integración de FNCE dados los altos costos que el uso del diésel representa hoy en día para la isla y para el Estado a través de subsidios en la prestación del servicio eléctrico, y los beneficios tanto económicos como ambientales que estas fuentes alternativas pueden ofrecer. Por consiguiente, esta sección presenta el análisis de diferentes posibilidades de sustitución del combustible diésel con fuentes de energía alternativas, para la generación de energía eléctrica en la isla. Para esto se consideran las opciones de gas natural, GLP y energías renovables con miras a conformar la solución de menor costo posible, reduciendo el impacto en términos de emisiones de carbono y manteniendo la confiabilidad del sistema.

1. Introducción

El departamento de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, es el único del país que no cuenta con territorio continental; está constituido por un archipiélago de islas, cayos e islotes, que se localizan sobre una plataforma volcánica del Caribe suroccidental, a unos 720 km al noroeste de la costa colombiana. El archipiélago cuenta con una extensión de 35.000 km^2, el más extenso del país (Gobernación SAI, 2014), teniéndose en cuenta la superficie marítima. Sin embargo, la extensión superficial es de tan solo 52,2 km^2, siendo la más pequeña del país. Las principales islas del archipiélago son San Andrés, capital departamental con 27 km^2, Providencia con 19 km^2 y Santa Catalina con 1 km^2. El departamento cuenta con una población de 75.167 habitantes (DANE, 2014), y una densidad poblacional de 1.439 hab/km^2.

Las islas cuentan con pequeñas elevaciones, la mayor es el alto Pick con una altura de 550 metros sobre el nivel del mar, en la isla de Providencia. El archipiélago no tiene corrientes de agua dulce a excepción de una en Providencia, y tiene un clima intertropical con una temperatura promedio anual de 27 °C. La figura A5.1 muestra la ubicación geográfica.

La actividad económica del archipiélago está basada principalmente en el turismo y el comercio, en tanto que se desarrollan también actividades de agricultura y pesca de subsistencia, que no son suficientes para abastecer a la isla en su totalidad, por lo que una gran cantidad de alimentos y víveres son transportados desde el interior del país. Desde mediados del siglo XX San Andrés fue declarado puerto libre, lo que incentivo la migración de personas hacia la isla, así como su desarrollo comercial y turístico.

Figura A5.1. Ubicación geográfica del Archipiélago de San Andrés.
Fuente: UPME-CORPOEMA, 2010.

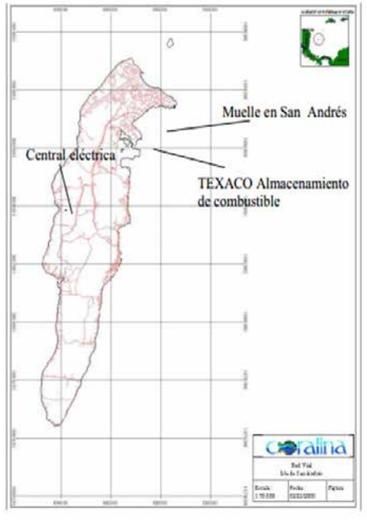


Figura A5.2. Localización central eléctrica Punta Evans.
Fuente: GTZ-MME, 2005.

2. Prestador del servicio de energía eléctrica

El Archipiélago de San Andrés se constituye como una zona no interconectada para la cual, desde el año 1995, la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica S.A. E.S.P –CORELCA S.A. E.S.P– estaba encargada de la prestación del servicio de energía eléctrica. En ese entonces, tal corporación suscribió un contrato con la Sociedad Productora de Energía de San Andrés y Providencia S.A. E.S.P SOPESA para el suministro de energía y disponibilidad de potencia en las islas, contrato que inició en mayo de 1996. Paralelamente, CORELCA S.A E.S.P suscribió un contrato con la empresa Archipielago´s Power & Light CO S.A. E.S.P. para que realizara las actividades de distribución y comercialización de esa energía. En septiembre del año 2007, esta última empresa fue liquidada pasando CORELCA a ser responsable de estas actividades.

Entre tanto, mediante el CONPES 3453 del año 2006, el Gobierno Nacional estipula la creación de una empresa con visión integral para garantizar la prestación del servicio en el archipiélago, creando así en diciembre de 2007 la Empresa de Energía del Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina S.A. E.S.P EEDAS, empresa de servicios públicos domiciliarios mixta cuyo objeto es la prestación del servicio público de energía eléctrica en la zona no interconectada de las isla de San Andrés (EEDAS, 2014).

Los contratos firmados previamente entre CORELCA y SOPESA vencían en 2010 y el Ministerio de Minas y Energía, mediante convocatoria pública en el año 2009, abrió el proceso de elección de un nuevo concesionario, que tendría la responsabilidad de prestar el servicio de energía eléctrica con exclusividad en el departamento durante los siguientes 20 años. El ganador de la convocatoria fue el mismo SOPESA, con lo cual EEDAS entregó todos los bienes conexos al servicio de energía eléctrica, pasando a ejercer la función de interventor del contrato de concesión desde el inicio en mayo de 2010.

3. Demanda eléctrica

La demanda de energía eléctrica en San Andrés se concentra principalmente en dos sectores que son el sector residencial y el sector comercial y de servicios. Sin embargo, este último puede dividirse en tres grandes grupos, que son el hotelero, el público y el de servicios. Al año 2013, la demanda estaba compuesta por cerca de 19.000 usuarios que consumieron un total de cerca de 200 GWh año y una potencia máxima de 31,40 MW. De acuerdo con la tendencia histórica se estima que dicha demanda puede incrementarse a una tasa del 2,2% anual.

4. Capacidad instalada

La generación eléctrica en San Andrés a 2014 se produce exclusivamente con generadores diésel, ubicados en la planta de generación Punta Evans (figura A5.2). Para 2010, la isla contaba con un parque generador compuesto por 16 generadores divididos en tres grupos: el grupo A que cuenta con dos unidades Mirrlees Blackstone - MB 430, el grupo B que está constituido por 6 unidades GM - EMD - L16-710G4b y el grupo C conformado por 8 unidades GM - EMD 16 y 20, para un capacidad instalada total de 54.874 MW. Adicionalmente, en el año 2012 entraron en funcionamiento dos nuevas unidades MAN de 14,4 MW cada una, adquiridas por SOPESA en cumplimiento de las obligaciones contractuales, con lo que en la actualidad la isla cuenta con una capacidad total de 83.674 MW. Un resumen con los detalles de capacidad, disponibilidad y factor de planta de cada unidad que conforma el parque generador se muestran en la tabla 1. Por su parte, las islas de Providencia y Santa Catalina cuentan a 2014 igualmente con unidades de generación diésel con una capacidad total de 4,6 MW. En adelante, las consideraciones y análisis planteados tendrán por objeto el caso de la isla de San Andrés únicamente, dejando el caso de Providencia y Santa Catalina fuera del alcance de esta sección.

La operación normal del parque generador que muestra la tabla A5.1 representa, según cifras de SOPESA a 2014, el consumo de cerca de 12 millones de galones de diésel al año y un costo de generación de 0,372 USD/kWh que incluye todos los gastos de inversión aún por ser recuperados, los costos de combustible y los costos de AOM (operación y mantenimiento).

Por otra parte, dentro del contrato de concesión que actualmente ejecuta SOPESA, quedaron establecidos compromisos según los cuales debe ejecutar dos proyectos más de expansión en capacidad instalada, adicionales a la de las dos unidades MAN que entraron en operación en el año 2012 con una capacidad de 28,6 MW. El primero de esos proyectos corresponde a una planta de incineración de RSU (residuos sólidos urbanos) de 1 MW de capacidad (instalada en 2013, pero que a 2014 no cuenta con licencia para operación) y el segundo proyecto consiste en un parque eólico de 7,5 MW de capacidad, el cual no ha sido construido a 2014, y se estima se ejecute para entrar en operación en el año 2016.

5. Red de distribución

Las redes de distribución de San Andrés son operadas por EEDAS y SOPESA. El conjunto de grupos electrógenos inyecta potencia a un barraje de 13,8 kV, al cual se conectan dos transformadores elevadores 13,8/34,5 kV de 25 MVA, que alimentan las líneas del SDL (sistema de distribución local). Este sistema está compuesto por un doble circuito de 34,5 kV de 5,8 km de longitud entre la central de Punta Evans y la subestación de distribución Bight, y un segundo doble circuito de 34,5KV de 3,1 km que conecta Punta Evans con la subestación School House. La subestación Bight cuenta con dos transformadores 34,5/13,2

kV de 25 MVA y la subestación School House con uno de 34,5/13.2 kV 25 MVA. Adicionalmente, las dos subestaciones de distribución están interconectadas por un circuido sencillo de 34,5 kV de 2.1 km de longitud.

Tabla A5.1. Parque generador de San Andrés.

Grupo	Unidad generadora	Capacidad nominal MW	Disponibilidad (%)	Factor de planta (%)
A	Mirrlees Blackstone MB430	9,69	98,7	77,7
	Mirrlees Blackstone MB431	9,69	92,0	79,0
Subtotal grupo A (en operación a 2014)		19,38		
B	GM-EMD L16-710G4b	2,85	65,1	78,9
	GM-EMD L16-710G4b	2,85	31,6	75,8
	GM-EMD L16-710G4b	2,85	26,3	75,4
	GM-EMD L16-710G4b	2,85	62,0	79,0
	GM-EMD L16-710G4b	2,85	6,7	67,0
	GM-EMD L16-710G4b	2,85	88,6	81,8
Subtotal grupo B (en operación a 2014)		17,10		
C	GM-EMD 16-645	2,10	7,7	97,8
	GM-EMD 16-645	2,10	1,2	87,8
	GM-EMD 16-645	2,10	1,9	94,4
	GM-EMD 20-645	2,50	3,9	86,9
	GM-EMD 20-645	2,50	1,2	81,1
	GM-EMD 20-645	2,50	0,0	0,0
	GM-EMD 20-645	2,10	0,4	70,4
	GM-EMD 20-645	2,50	0,4	74,9
Subtotal grupo C (salen de operación)		18,40		
Nuevas	MAN	14,40	NA	NA
	MAN	14,40	NA	NA
Subtotal plantas nuevas		28,80		
Subtotal plantas antiguas		54,88		
GRAN TOTAL		**83,68**		

Fuente: UPME-CORPOEMA, 2010.

El resto del SDL de la isla está compuesto por 14 circuitos de distribución, 7 que salen del barraje de baja tensión de la S/E Bight, 5 del barraje de baja tensión de la S/E School House, y 2 de la S/E Punta Evans.

6. Alternativas de generación

Teniendo en cuenta los altos costos de operación que representa la prestación del servicio de energía eléctrica con diésel, e igualmente el factor de emisiones de GEI asociadas al uso de dicho energético en la isla, se justifica la incorporación de alternativas que representan ahorros para el Estado a través de la disminución de los subsidios requeridos para la prestación de ese servicio, y que permitan lograr reducciones en las emisiones de GEI, entre otros posibles beneficios sociales y ambientales, a ser logrados a través del uso de combustibles más limpios como el GN (gas natural) y el GLP (gas licuado de petróleo), y la integración de FNCER.

Con tal objeto, a continuación se presenta el análisis de diferentes alternativas consideradas y propuestas con base en planteamientos desarrollados por SOPESA, EEDAS, el MME, el IPSE y la UPME, teniendo en cuenta adicionalmente diferentes cotizaciones que proveedores y oferentes presentaron al operador. Tales análisis fueron realizados utilizando la herramienta HOMER (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources), la cual permite la simulación y optimización técnico-económica de soluciones energéticas híbridas incorporando FNCER como solar FV, eólica y biomasa, especialmente para sistemas aislados como es el caso presentado en islas y Zonas no interconectadas.

Los escenarios considerados corresponden entonces a los siguientes tres conjuntos:

Escenario base (2014)

Escenario basado en las características de demanda y oferta actuales del sistema, las cuales fueron ingresadas al modelo en HOMER, seguido de su calibración para que el costo nivelado de energía, la participación de cada conjunto dentro de la generación total del sistema y el consumo de combustible coincidiesen o estuviesen muy cercanos a los datos reales conocidos para el año 2013.

Escenarios alternativos (2016)

Para el año 2016, se consideraron tres escenarios principales, cada uno de los cuales cobija la entrada en operación de una alternativa diferente de nueva generación, partiendo todas del caso base (2014):

1. Alternativa 1: escenario base + instalación de 3 unidades motogeneradoras operadas con GN, las cuales suman 20 MW, a través de un contrato “take or pay” por 14,4 GWh/mes, con costos fijos mensuales de 623.000 USD sin incluir el combustible.
2. Alternativa 2: escenario base + reconversión de las dos plantas MAN existentes a plantas duales diésel - GN, sumadas a la adquisición de una planta dual adicional de 13,6 MW, para una capacidad dual instalada de 42,4 MW.
3. Alternativa 3: escenario base + instalación de tres turbinas para GLP, de 16,2 MW cada una, para un capacidad instalada de 48,8 MW.

Adicionalmente, para cada una de estas tres alternativas se consideraron dos posibles casos de participación de FNCER a 2016 que fueron:

a) Caso A: caso contractual (según contrato de SOPESA) en el que se asumen como operativas a partir de 2016 una capacidad instalada de 0,9 MW correspondiente a la planta de RSU más 7,5 MW de energía eólica.

b) Caso B: caso contractual (caso A) + una capacidad adicional de 5.0 MW de energía eólica y 4,6 MW de energía solar, dando por resultado capacidades totales en FNCER de 0,9 MW correspondientes a la planta de RSU, 12,5 MW eólicos y 4,6 MW solares.

Escenarios alternativos (2020)

Finalmente, para el año 2020, partiendo de las mismas tres alternativas consideradas en los escenarios 2016 conjugadas con el caso B, se buscó maximizar la penetración de FNCER sin producir excedentes representativos de energía que significaran inversiones adicionales en almacenamiento. De igual manera se buscó reducir, o cuando menos evitar incrementos notables sobre el costo nivelado de energía (en adelante referido como LCOE por sus iniciales en inglés), lo cual daría como resultado la instalación de 7,5 MW y 2 MW adicionales en energía eólica y solar, respectivamente, dando lugar a capacidades totales en FNCER de 0,9 MW correspondientes a la planta de RSU, 20 MW de energía eólica y 6,6 MW de energía solar.

Supuestos generales

Como elementos y supuestos generales utilizados en el modelamiento y la simulación de todos los escenarios anteriormente descritos, se tomaron los siguientes:

- Un horizonte de planeación máximo hasta el año 2029 (año en el que finaliza la actual concesión de SOPESA).
- Una tasa de descuento de 10%.
- Costos todos aplicados en dólares, suponiendo una TRM de 1 USD = 1.900 COP (los análisis fueron realizados entre agosto y septiembre de 2014).
- Un costo de USD 59.551.978 para las inversiones contempladas en el contrato de SOPESA, las cuales corresponden al capital invertido en las plantas diésel MAN, la planta RSU y la planta eólica por ser construida.
- Precios constantes supuestos para el GN, diésel y GLP a lo largo de la vida del proyecto (hasta 2029) por valores de 17,0 USD/MBTU, 23,0 USD/MBTU y 13,8 USD/MBTU, respectivamente, en línea con algunos de los valores manejados por BID, 2014.
- Para todas las plantas térmicas a diésel y la RSU se tomó un costo de mantenimiento de 0,122 USD/kWh, con base en datos reportados por SOPESA en 2014.
- Para simular cada uno de los escenarios en HOMER se corrió un modelo complementario en Excel con el fin de calcular y sumar las anualidades ajustadas según nuevas inversiones y costos incurridos en 2016 y 2020, y también se ajustaron las vidas útiles de los equipos para alimentar el modelo de manera concurrente.
- Finalmente, el análisis de los diferentes escenarios se realizó de acuerdo con los tres períodos de tiempo presentados en la figura A5.5, suponiendo la entrada de las nuevas capacidades instaladas o modificaciones en los años 2016 y 2020, y sumando las anualidades de la manera en que allí se presenta.

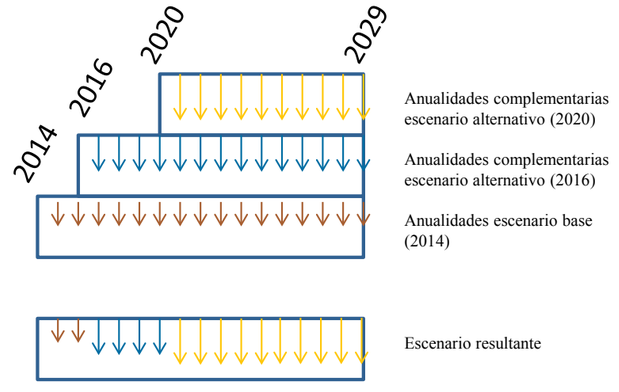


Figura A5.5. Manejo de anualidades para el análisis de escenario temporales.
Fuente: elaboración propia

6.1 Escenario base 2014

Demanda

Para simular el caso base vigente al año 2014 en la isla de San Andrés, se partió de datos disponibles para el año 2013, teniendo en cuenta la información suministrada por diferentes estudios (BID, 2014; USAENE, 2014; SOPESA, 2014). De esta manera se simuló en HOMER la demanda actual de la isla, considerando los datos de carga diaria entregados por el estudio "Evaluación del cambio de combustible diésel por gas natural para generación de energía eléctrica en la isla de San Andrés, Colombia" (BID, 2014), y asumiendo una variación horaria y estacional del 10% respecto a la curva típica disponible, conforme se presenta en la figura A5.6. El valor del 10% fue determinado teniendo en cuenta igualmente los promedios mensuales de la demanda registrada, los cuales indican una baja variación estacional como lo muestra la figura A5.7.

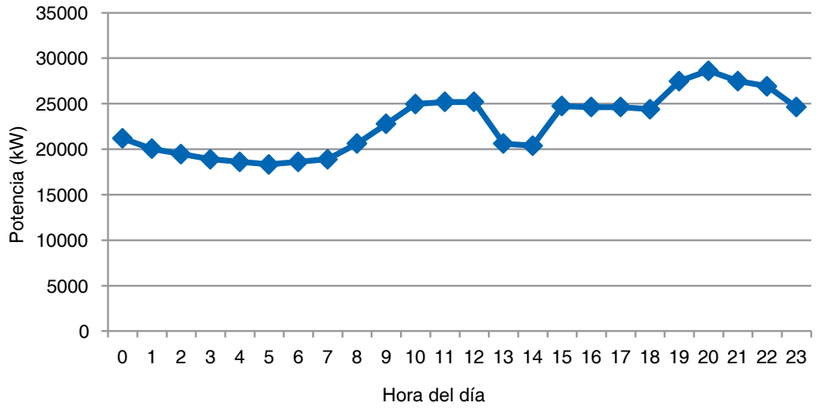


Figura A5.6. Curva diaria de demanda.
Fuente: elaboración propia

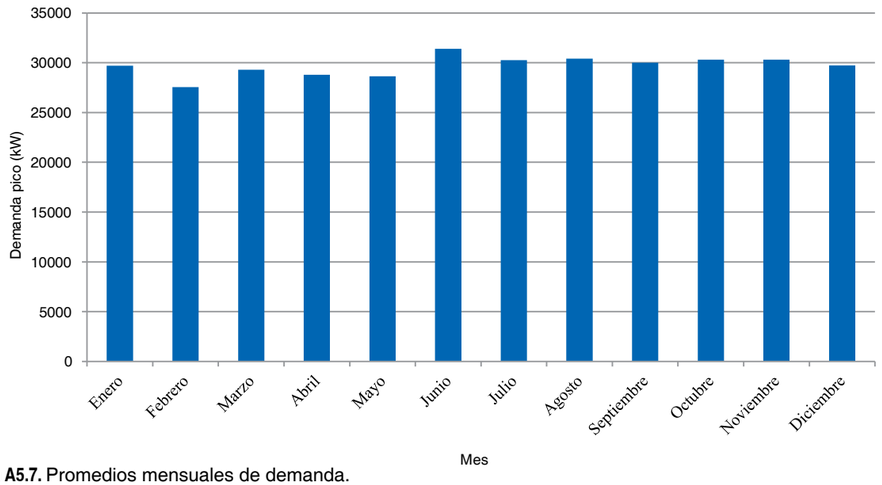


Figura A5.7. Promedios mensuales de demanda.
Fuente: elaboración propia

Oferta

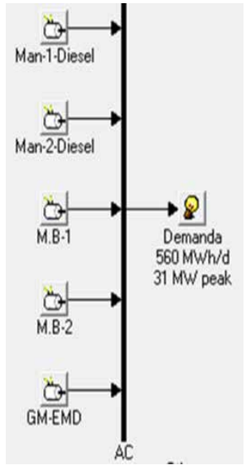


Figura A5.8. Configuración escenario base (2014).
Fuente: HOMER

Como se presentó anteriormente en la tabla 1, a 2014 la isla cuenta con tres grupos electrógenos con más de 5 años de operación, sumados a dos plantas MAN nuevas que entraron en operación en 2012, dando lugar a una capacidad instalada que supera en un factor mayor que 2 la demanda máxima de la isla (83,68 vs. 31,40 MW). Según lo reporta SOPESA a 2014, uno de los grupos electrógenos del listado (Grupo C con 18,40 MW) ya cumplió su vida útil, por lo que ha salido de operación, contándose entonces principalmente con las nuevas unidades MAN como principal grupo generador (con 28,8 MW) más el grupo A de unidades Mirrlees Blackstone (en adelante referidas como plantas Mirrlees) y el grupo B de unidades GM-EMD (en adelante referidas como plantas GM) que complementan la oferta para suplir el 100% de la demanda. También, de acuerdo con la información proporcionada por SOPESA, al año 2014 estas unidades se repartían la generación anual en porciones del 70%, 19% y 11%, respectivamente.

Por otra parte, como se mencionó anteriormente, la generación de los aproximadamente 200 GWh que demanda anualmente la isla (a 2013) representa un consumo de 12 millones de galones de diésel año y un LCOE de 0,372 USD/kWh.

Basado en lo anterior, la oferta de generación en HOMER para este primer escenario base (2014) fue modelada a través de un sistema con 5 generadores, tomando cada una de las plantas MAN (2) y cada una de las plantas Mirrlees (2) como unidades independientes, y las 6 unidades GM como una sola (teniendo en cuenta las limitaciones del software para manejar un número mayor a 10 unidades generadoras). El esquema de este modelo base se muestra en la figura A5.8.

Luego, a través de una configuración adecuada, lograda a través del despacho forzado de algunas de las unidades generadoras, se calibró que el despacho producido por el modelo (que de no forzarse arrojaría un resultado optimizado que incrementaría la participación de las unidades MAN) coincidiese, de la manera más cercana posible, con las participaciones reales antes descritas, al tiempo que el LCOE y la cantidad de combustible consumido no variasen en gran medida con respecto a las cifras proporcionadas por SOPESA, para lo cual se obtuvieron los resultados de generación, participación y otros parámetros presentados en la tabla A5.2.

Tabla A5.2. Resultados de calibración caso base (2014)

Unidad	Modelo			Participación reportada por SOPESA
	Generación (kWh/yr)	Participación unidad	Participación conjunto	
Man 1	15,704,661	8%	70%	70%
Man 2	123,996,896	62%		
Mirrlees 1	34,830,676	17%	18%	19%
Mirrlees 2	2,684,160	1%		
GM-EMD	22,565,786	11%	12%	11%
Total	199,782,176	100%		
Otros parámetros				
COE ($/kWh)			0,371	0,372
Consumo de diésel (galones)			13.257.237	12.417.422

Fuente: SOPESA

Como se puede observar, los porcentajes de generación obtenidos del modelo se asemejan en gran medida a los reportados por el operador, a la vez que el LCOE coincide muy aproximadamente, en tanto que la diferencia en materia del consumo de combustible sí es algo representativa (cerca de un 6,8%). Esto último se explica principalmente por el hecho de haber tenido que agrupar las 6 unidades GM en una sola unidad (lo cual penaliza la eficiencia del conjunto en comparación con la eficiencia de despachar unidades independientes) y en parte también a las aproximaciones realizadas en las curvas de eficiencia de cada máquina (que pueden no ajustarse completamente a la realidad de la operación).

Por otra parte, como se puede notar, aun cuando las plantas MAN generan la mayor cantidad de energía, los resultados de estas dos unidades indican que mientras que una de las dos opera supliendo la carga base (con 62% de la generación), la otra tiene una participación de tan solo el 8%, pudiéndose considerar que esta estaría en capacidad de incrementarse (lo cual sucedería si a HOMER se le permitiese optimizar el despacho sin condiciones forzadas). Sin embargo, debe tenerse en cuenta que en la práctica real, se suelen tener restricciones técnicas y operacionales que ocasionan, por ejemplo, que ante incrementos en la demanda que no superen cierto nivel de carga, resulte más conveniente la entrada en operación tanto de las unidades Mirrlees como de las GM por su carácter modular.

No obstante, considerando igualmente los mayores costos de operación asociados con las menores eficiencias relacionadas con las unidades Mirrlees y GM (tabla A5.3), se podría considerar la posibilidad de

reemplazar tales máquinas por unidades más eficientes, preferiblemente operando con combustibles de menor costo que el del diésel.

Tabla A5.3. Eficiencias de las diferentes tipos de unidad generadora.

Equipo	Heat Rate (BTU/kWh)	Eficiencia (%)
MAN (Diesel)	7,653	44,5%
Mirrlees Blackstone	9,110	37,4%
GM-EMD	10,095	33,8%

Fuente: BID, 2014.

Finalmente, con relación al relativo alto valor del LCOE en el escenario base (0,372 USD/kWh comparado con costos convencionales por debajo de 0,1 USD/kWh para sistemas interconectados), vale la pena mencionar que sobresale, además del costo del diésel, el caso de los costos asociados a AOMs, tomados como 0,122 USD/kWh conforme lo reportado por SOPESA, y que podrían ser mucho más bajos según lo relata normalmente la literatura para este tipo de plantas a través de cifras en el orden de 0,01 USD/kWh.

6.2 Escenarios alternativos 2016

A continuación se presenta la manera en la que se modelaron en HOMER los seis escenarios resultantes de considerar cada una de las tres alternativas de nuevas capacidades generadoras con combustibles diferentes al diésel (alternativas 1, 2 y 3), en conjunción con los dos posibles casos (casos A y B) de participación de FNCER. Para efectos de facilitar la comprensión de estos escenarios, en la medida que se presenta el detalle de estos a continuación, se harán corresponder con las palabras clave a las que cada uno se encuentra asociado.

Para estos escenarios, en adición a los supuestos generales planteados anteriormente, se supuso la aplicación de medidas de eficiencia energética cuya implementación tendría un costo de USD 4.129.263, y cuyo efecto a partir del año 2016 sería la reducción en un 3,7% de la demanda total proyectada para ese año.

Aclarado esto, a continuación se presentan uno a uno los 6 escenarios alternativos obtenidos para el año 2016:

6.3 Escenario 1.A (2016): GN + FNCER contractual

Para este escenario se parte del escenario base (2014) y se le adicionan 20 MW de capacidad instalada a través de 3 motores de combustión interna que operan con GN. Esto, bajo la modalidad de un contrato "take or pay" que presta el servicio de suministro de una cantidad máxima de 14,4 GWh/mes, a un costo fijo de 623.000 USD/mes, sin incluir el costo de combustible que debe ser calculado por aparte y se asume como 17,0 USD/MBTU. Adicionalmente, para este escenario se consideran como operativas al año 2016 las capacidades instaladas de 0,9 MW correspondientes a la planta de RSU y 7,5 MW de energía eólica (de acuerdo con la obligación contractual de SOPESA).

El anterior planteamiento con respecto al GN está basado en una propuesta comercial preliminar recibida por el concesionario SOPESA, la cual plantea el pago mencionado, que equivale a una anualidad de 7.584.000 USD, que cubrirían tanto el valor de las inversiones en infraestructura como los costos de AOM, a cambio del suministro máximo de 172,8 MWh año que representarían aproximadamente el 85% de la demanda actual de la isla. Sin embargo, es de tener en cuenta que para cumplir con tal cantidad de generación anual a partir de la capacidad instalada propuesta de 20 MW, las instalaciones a ser utilizadas tendrían que operar con un factor de planta del 98,6% lo cual resulta técnicamente inviable (o por lo menos muy improbable), siendo de esperar que la generación normalmente esté por debajo de lo establecido en tal propuesta.

La configuración de esta primera alternativa para 2016 se muestra a continuación en la figura A5.9.

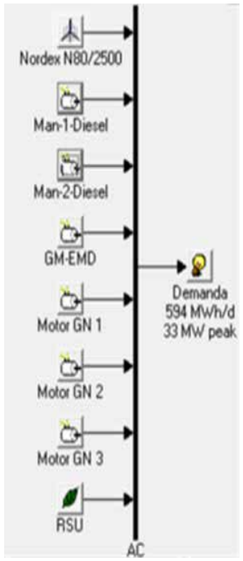


Figura A5.9. Configuración escenario 1.A (2016).
Fuente: HOMER

Por tratarse de un contrato tipo "take or pay" los costos de inversión y AOMs en este caso son nulos, y el costo anual del contrato fue ingresado en HOMER como un costo fijo del proyecto. Con base en esto, se obtuvieron los resultados económicos y de despacho planteados en la figura A5.10, en donde es posible observar cómo el flujo de mayor costo, en la barra "other" representa precisamente esos costos fijos, sumados a los de inversión inicial supuestos en el escenario base (es decir, los costos de las plantas diésel, eólica y solar establecidos como compromiso contractual, aún por ser recuperados, más los costos anuales del contrato "take or pay" de este escenario).

Por otra parte, en la figura A5.10 también se puede observar cómo el segundo mayor componente del flujo de caja está representado por la suma de los nuevos motores de gas natural (3) cuyo costo asociado corresponde en este caso al consumo de GN. En la tabla A5.4, se nota cómo con la entrada de las plantas a GN, dicho energético pasa a suministrar el 78,4% de la generación total del sistema, desplazando ampliamente el consumo de diésel, y dejando una participación remanente de dicho combustible (14,0%) principalmente a través de la operación de las unidades GM, que a pesar de su menor eficiencia presentan la ventaja de la modularidad que les permite flexibilidad para atender rampas de demanda que las unidades MAN no pueden atender. Entre tanto, mientras que una de las unidades MAN continúa contribuyendo con una fracción de la generación a lo largo del año, la otra unidad es despachada mínimamente (seguramente cuando la otra está fuera por mantenimiento), indicando que el sistema seguramente podría operar de igual manera si decidiera prescindirse de dicha unidad para destinarla a otro uso (ej.: venderla).

De otros resultados presentados en la tabla A5.4, resulta relevante indicar cómo a partir de esta alternativa, el LCOE se reduce en comparación con el escenario base en casi un 34%, lo que muestra una alternativa con un potencial impacto en términos de ahorros a ser logrados, principalmente a través de la reducción en el consumo de diésel y en los costos de AOM ligados a dichas plantas que para efectos del modelo se consideran pagaderos por cada kWh generado (algo que tiene que ser tenido en cuenta según se ejerza la remuneración de estos costos de acuerdo con el contrato de SOPESA). Por último, para esta primera alternativa considerada, la participación de FNCER en la generación total del sistema asciende a 7,6%.

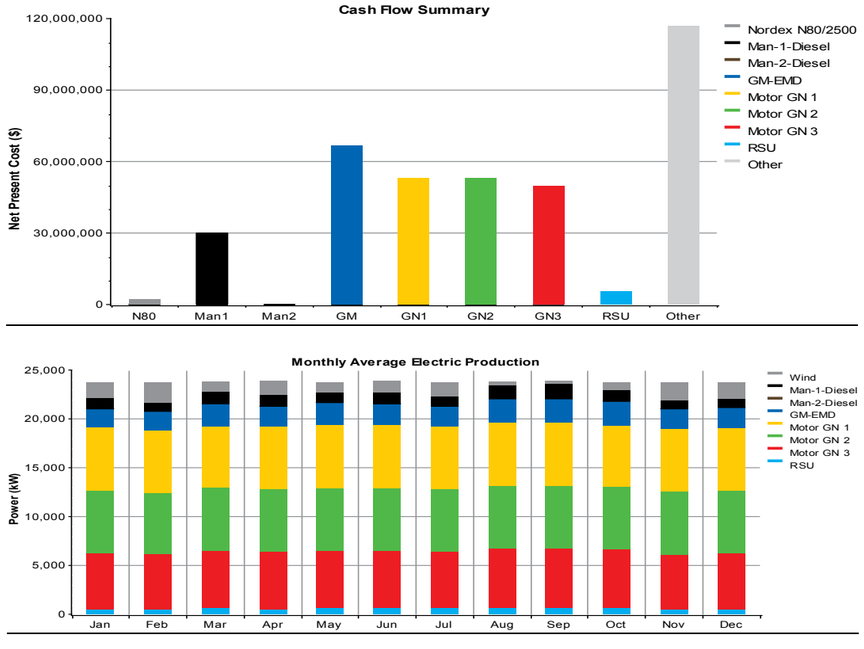


Figura A5.10. Flujo de caja y generación escenario 1.A (2016).
Fuente: HOMER

Tabla A5.4. Resumen resultados escenario 1.A (2016).		
Resultados caso GN + FNCER contractual		
LCOE (USD/kWh)		0,246
Costo neto total (USD)		376.862.464
Costo operativo anual (USD)		42.985.392
Generación (MWh)		
Diésel	29.072.514	14,0%
Gas natural	163.379.936	78,4%
GLP	-	0,0%
RSU	5.204.700	2,5%
Eólica	10.615.262	5,1%
Solar	-	0,0%
TOTAL	**208.272.412**	**100,0%**

Fuente: elaboración propia

6.4 Escenario 1.B (2016): GN + FNCER Plus

Este segundo escenario contemplado para el año 2016 se basa en el mismo escenario anterior 1.A (2016), al cual se le adicionan nuevas capacidades de 5 MW en energía eólica y 4,6 MW en energía solar, con un costo de inversión asociado de 8.000.000 USD. La configuración resultante de este esquema se presenta en la figura A5.11.

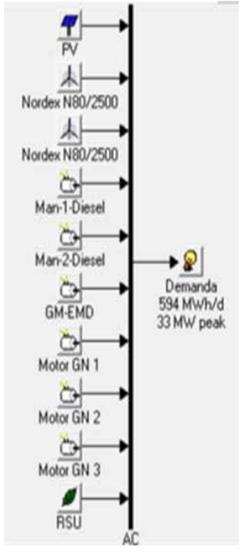


Figura A5.11. Configuración escenario 1.B (2016).
Fuente: HOMER

Los resultados obtenidos bajo este escenario presentan por una parte, como lo ilustra la figura A5.12, que el costo en inversiones contractuales y fijas se mantiene igual que en el escenario 1.A (2016), en tanto que los costos y la generación de las plantas GM decrecen drásticamente y se asignan nuevos costos anuales a la planta solar incorporada y surgen otros para un segundo conjunto de unidades eólicas. Estos últimos costos corresponden en este caso a la anualidad de las nuevas inversiones incurridas en estas plantas, sumados a los AOMs respectivos.

A su vez, la tabla A5.5 presenta cómo la generación eólica adicional y la nueva generación solar pasan a sumar para conformar un aporte total de 14,5% de las FNCER, mientras que la contribución del diésel se reduce aún más, a 10,5% y el GN también pierde participación pero manteniéndose en un nivel alto de 75%. El LCOE se reduce un 1% adicional con respecto al escenario 1.A (2016), es decir, 35% menos que el escenario base.

Otra particularidad que vale la pena anotar es que conforme lo presenta la figura A5.12, en esta ocasión una de las dos unidades MAN ya no es despachada por el sistema, confirmando la posibilidad y conveniencia de prescindir de ella.

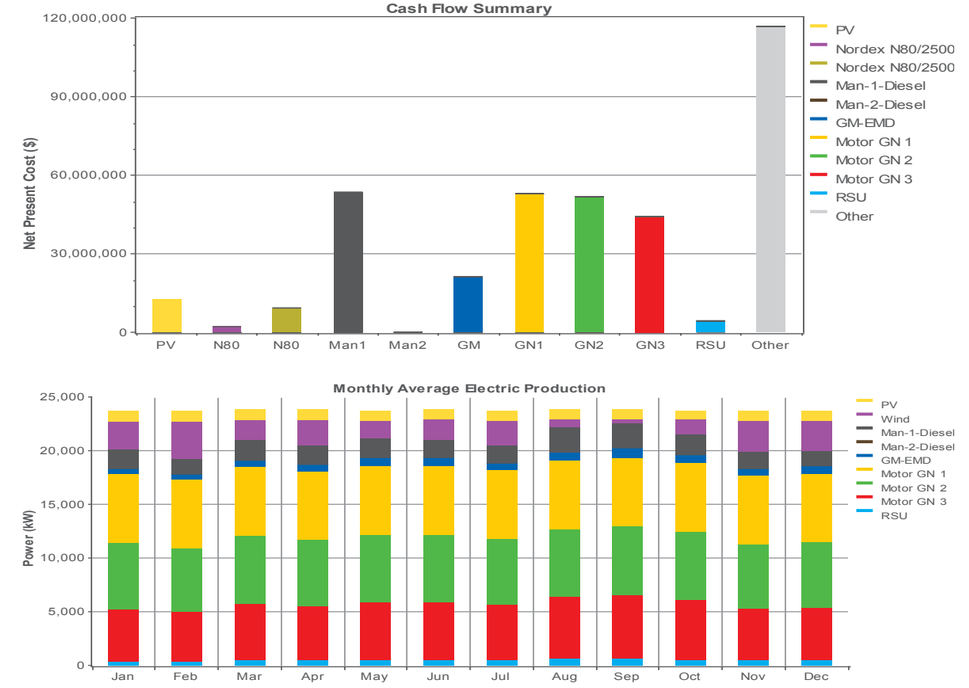


Figura A5.12. Flujo de caja y generación escenario 1.B (2016).
Fuente: HOMER

Tabla A5.5. Resumen resultados escenario 1.B (2016).

Resultados caso GN + FNCER Plus		
LCOE (USD/kWh)		0,241
Costo neto total (USD)		369.638.560
Costos operativos anual (USD)		39.357.724
Generación (MWh)		
Diésel	21.782.203	10,5%
Gas Natural	156.166.592	75,0%
GLP	-	0,0%
RSU	4.436.100	2,1%
Eólica	17.692.016	8,5%
Solar	8.193.282	3,9%
TOTAL	**208.270.193**	**100,0%**

Fuente: elaboración propia

6.5 Escenario 2.A (2016): duales GN-Diésel + FNCER contractual

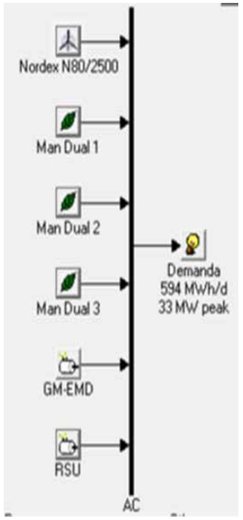


Figura A5.13. Configuración escenario 2.A (2016).
Fuente: HOMER

Para este tercer escenario, se parte nuevamente del escenario base (2014) y en esta ocasión se considera la reconversión de las dos plantas MAN existentes a plantas duales diésel - GN, las cuales se plantea operarán sobre una base de consumo de 85% GN y 15% diesel. A lo anterior se suma la adquisición de una planta dual adicional de 13,6 MW, dando por resultado una capacidad dual instalada de 42,4 MW. Por otra parte, para este nuevo escenario también se consideran como operativas a 2016 las capacidades instaladas contractuales de 0,9 MW de la planta RSU y 7,5 MW de energía eólica. La figura A5.13 presenta la configuración resultante.

Una gran ventaja representada por esta alternativa radica en el hecho que se aprovechan los equipos ya instalados que tienen poco tiempo de uso, para procurar la sustitución de combustible diésel a través de su reconversión. Sin embargo, dicha transformación igualmente requiere unas inversiones importantes para poder llevarse a cabo, que ascienden a USD 10.286.000 (por las dos máquinas), y como se menciona va acompañada igualmente de la adquisición de una nueva máquina dual que tiene un costo de USD 15.331.500 de acuerdo a información proporcionada por el equipo de trabajo del BID (Ramírez, 2014) del cual se deriva este escenario.

Para este caso, los AOM representan una variable importante sobre la que debe definirse si asumen un costo igual o similar al hoy en día aplicado por SOPESA para todas sus plantas térmicas, o un valor más cercano a lo que sugiere la literatura han de ser los costos de unidades diésel o a GN operadas para la generación de energía eléctrica. Ante tal incertidumbre representada por un rango de costos de AOM que puede variar entre un mínimo que se escogió como 0,022 USD/kWh y un máximo de 0,122 USD/kWh, se definió correr en el sistema HOMER una sensibilidad de costos, para obtener resultados que definieran un rango de posibilidades basado en estas dos cotas.

Partiendo de esta base, los resultados obtenidos son los que se presentan en la figura A5.14 y la tabla A5.6, las cuales indican lo siguiente: por una parte, como se puede ver en la barra “other” de las dos gráficas de flujos en la figura A5.14, parte de los costos que antes se habían ingresado como costos fijos de inversión contractual, pasaron a ser reasignados a las unidades MAN individualmente. Por tanto, los flujos ocasionados por estas unidades dominan los costos del esquema, los cuales representan tanto pago de la inversión anualizada como costos de combustible (GN + diésel) y costos de AOM. Entre tanto, en la medida en que los costos de AOM se desplazan de costos bajos (0,022 USD/ kWh) a costos casi seis veces por encima (0,122 USD/kWh), el LCOE aumenta drásticamente, como lo presenta la tabla A5.6, pasando de 0,205 a 0,311 USD/kWh.

Como se puede apreciar, el impacto de la incertidumbre en los costos de AOM tiene un efecto considerable (un incremento del 51%), a la vez que, como es de esperar, se ve reflejado aún más fuertemente sobre el costo operativo anual. Adicionalmente, la variación en dichos costos de AOM afecta el despacho de las máquinas duales, viéndose este disminuido en la medida en que los AOMs aumentan (lo que se evidencia en un incremento en el consumo de gas natural), y el sistema opta por despachar mayor capacidad de las plantas GM y la planta RSU (térmicas hoy en día existentes, que curiosamente también se encuentran ligadas a altos costos de AOMs).

Entre tanto, la participación de FNCER para este escenario toma valores entre 6,7% y 7,3%, mientras que el GN alcanza una participación de entre 75,3% y 78,1%, obteniéndose igualmente importantes reducciones en el consumo de diésel que pasa a participar con 15,2% y 17,4% (reducciones que son superadas por las reducciones obtenidas en los escenarios 1.A y 1.B (2016)).

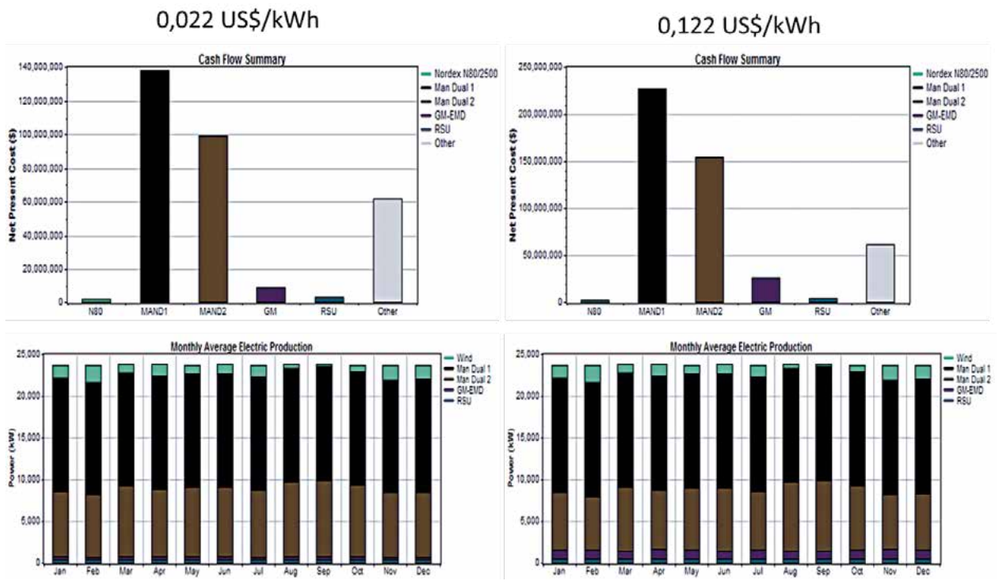


Figura A5.14. Flujo de caja y generación escenario 2.A (2016).
Fuente: HOMER

No obstante lo anterior, como resultado global de este escenario alternativo, cabe observar que el LCOE del sistema, aun bajo el caso en que se consideran altos costos de AOM, es menor en al LCOE del caso base (2014), indicando que esta alternativa representa una reducción del LCOE, que puede ser de hasta el 45% o tan baja como el 16%, dependiendo del costo real del mantenimiento y operación de las máquinas duales.

Por otra parte, independientemente del costo del AOM, debe notarse que la unidad dual adicional (MAN Dual 3) no es despachada en ninguno de los dos casos, lo cual indica que la compra de tal unidad resulta innecesaria y puede incrementar los costos totales de operación del sistema.

Tabla A5.6. Resumen resultados escenario 2.A (2016).

Resultados caso duales GN-Diésel + FNCER contractual				
Costo AOM (entrada)	**0,022 USD/kWh**		**0,122 USD/kWh**	
LCOE (USD/kWh)	0,205		0,311	
Costo neto total (USD)	313.906.176		476.491.584	
Costo operativo anual (USD)	33.045.554		55.115.912	
Generación (MWh)				
Diésel	31.654.372	15,2%	36.287.842	17,4%
Gas natural	162.632.302	78,1%	156.825.381	75,3%
GLP	-	0,0%	-	0,0%
RSU	3.325.500	1,6%	4.500.900	2,2%
Eólica	10.615.262	5,1%	10.615.262	5,1%
Solar	-	0,0%	-	0,0%
TOTAL	**208.227.436**	**100,0%**	**208.229.385**	**100,0%**

6.6 Escenario 2.B (2016): duales GN-Diésel + FNCER Plus

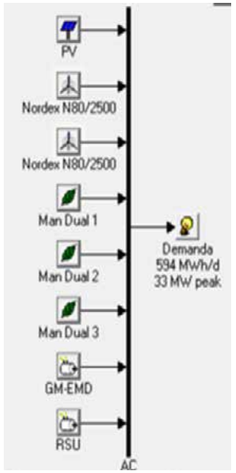


Figura A5.15. Configuración escenario 2.B (2016).
Fuente: HOMER

Este cuarto escenario corresponde al mismo escenario 2.A (2016) más la adición de 5 MW de energía eólica y 4,6 MW de energía solar, con el mismo costo de inversión mencionado anteriormente de USD 8.000.000. La figura A5.15 presenta la configuración correspondiente.

Al igual que para el anterior escenario, en esta oportunidad se consideran los casos supuestos para costos de AOM bajos y altos, a fin de determinar el efecto que tiene la incertidumbre que existe alrededor de dicho valor. Como lo muestran la figura A5.16 y la tabla A5.7, en este caso las FNCER incrementan su participación en la generación del sistema para alcanzar entre el 14,0 y el 14,7% (más del doble que en el escenario anterior), en tanto que la participación de GN se reduce respecto al escenario 2.A (2016) a niveles entre el 68,4% y el 72%, al tiempo que el consumo de diésel también se reduce para participar con niveles entre el 14,0 y 16,9%.

Como factor relevante en cuanto al comportamiento del LCOE, se puede observar que al incrementar la participación de la FNCER con respecto al escenario anterior, para el caso de AOMs bajos el LCOE aumenta ligeramente (en un 1,5%), en tanto que para el caso de AOMs altos el LCOE decrece ligeramente (en un 1,6%). Esto sugiere que la integración de renovables adicionales atenúa un poco la incidencia del costo de los AOMs, lo cual se evidencia en una reducción en el rango de posibles LCOE, aun cuando tal efecto resulta casi imperceptible.

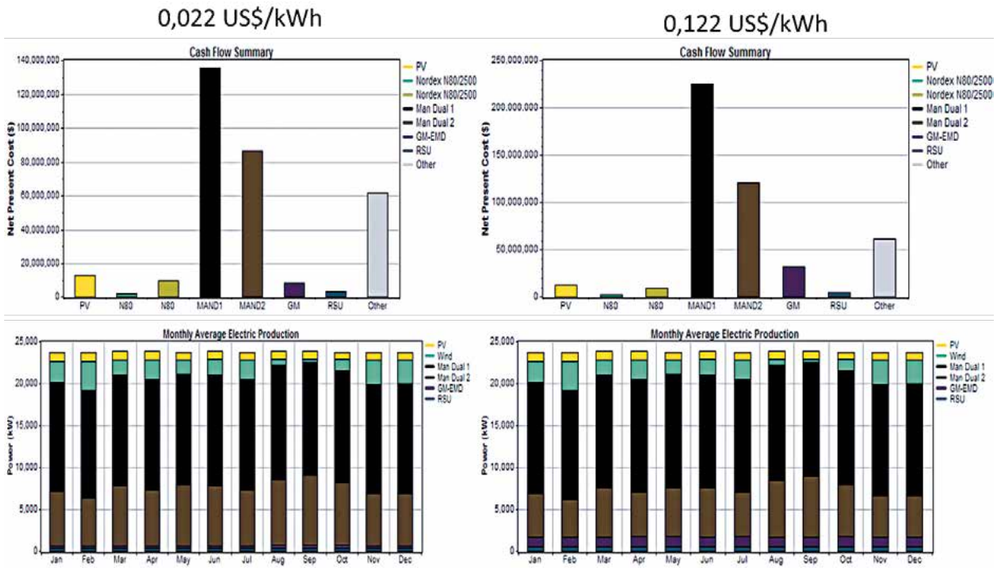


Figura A5.16. Flujo de caja y generación escenario 2.B (2016).
Fuente: HOMER

Tabla A5.7. Resumen resultados escenario 2.B (2016).

Resultados duales GN-Diésel + FNCER Plus				
Costo AOM (entrada)	**0,022 USD/kWh**		**0,122 USD/kWh**	
LCOE (USD/kWh)	0,208		0,306	
Costo neto total (USD)	319.610.976		469.229.824	
Costo operativo anual (USD)	31.172.908		51.483.100	
Generación (MWh)				
Diésel	29.168.712	14,0%	35.169.272	16,9%
Gas natural	149.835.144	72,0%	142.365.249	68,4%
GLP	-	0,0%	-	0,0%
RSU	3.339.756	1,6%	4.810.500	2,3%
Eólica	17.692.016	8,5%	17.692.016	8,5%
Solar	8.193.282	3,9%	8.193.282	3,9%
TOTAL	208.228.910	100,0%	208.230.319	100,0%

Fuente: elaboración propia

Finalmente, a partir de los resultados evidenciados ante la sensibilidad analizada para el caso de los costos de AOM, se puede concluir la alta relevancia que este parámetro tiene sobre los costos totales del sistema, los cuales se han de ver reflejados sobre el LCOE. Es así como comparado con los escenarios 1.A.1 y 1.B (2016), los escenarios 2.A y 2.B pueden resultar ser opciones de menor o mayor costo, dependiendo de si se tiene un bajo o un alto costo de AOM. Esto resalta la importancia de poder determinar con certeza cuáles son los costos reales de operación y mantenimiento en que puede incurrir el sistema.

6.7 Escenario 3.A (2016): GLP + FNCER contractual

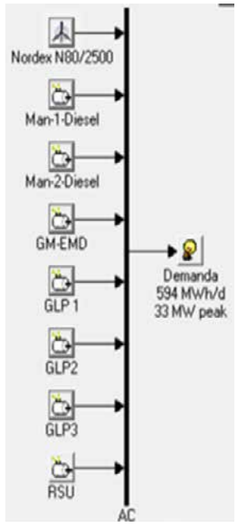


Figura A5.17. Configuración escenario 3.A (2016).
Fuente: HOMER

Este quinto escenario alternativo para el año 2016 parte, al igual que todos los demás del escenario base (2014), adicionando a este la instalación de tres conjuntos turbogeneradores operados con GLP, con capacidad de 16,2 MW cada uno, para una capacidad total instalada de 48,8 MW a partir de tal combustible. Dicha instalación representa un costo de inversión de USD 56.340.192. Además, para este escenario se consideran como operativas a 2016 capacidades instaladas de 0,9 MW correspondientes a la planta de RSU y 7,5 MW de energía eólica, establecidas en el contrato de SOPESA. La figura A5.17 presenta la configuración correspondiente a este escenario.

De la misma manera que se consideró en el caso de los escenarios 2.A y 2.B (2016), a raíz de la incertidumbre existente alrededor de los costos de AOM, en este caso asociados con la operación de sistemas de turbogeneración a partir de GLP, se analiza la sensibilidad causada por variaciones en estos costos, tomando como rango de interés en esta oportunidad costos entre los 0,004 USD/kWh y los 0,011 USD/kWh (rango menor que el que se tenía para el caso de las plantas duales). En comparación con los resultados obtenidos de los escenarios 2.A y 2.B (2016), resulta relevante observar cómo esta incertidumbre en el costo de AOM no tiene incidencia sobre el despacho del sistema, el cual se conserva invariante en los dos casos, conforme lo muestra la tabla A5.8.

A la vez, como se puede observar de la figura A5.18, de los flujos anuales obtenidos para ambos casos (independientemente de los costos de AOM), los mayores costos del proyecto se atribuyen de lejos a la suma de las tres turbinas instaladas, las cuales a su vez hacen posible, según lo indica la tabla A5.8, que el GLP asuma una participación en la generación de 91,8%.

Por su parte, las FNCER, que en este caso participan con 7,0% en tanto que el diésel con tan solo 1,2%, representa la menor contribución (mayor sustitución) obtenida hasta el momento de los cinco escenarios analizados. Al tenerse tal reducción en el consumo de diésel, se puede observar igualmente que la capacidad generadora hoy en día instalada quedaría prácticamente inutilizada, siendo de resaltar especialmente el caso de las unidades MAN, con lo cual se estaría reconociendo una inversión improductiva que sugiere sería conveniente destinar a otro uso en tal caso (ej.: vender las plantas).

Entre tanto, en contraste con los amplios efectos observados en la incertidumbre de los AOM sobre el caso de los escenarios 2.A y 2.B (2016), bajo este escenario la incertidumbre manejada sobre dichos costos tiene un efecto menor sobre el LCOE, lo que causa en este caso una variación no mayor a un 4% (0,241 vs. 0,250 USD/kWh). Estos LCOE representan a su vez reducción en el orden de 33 a 35% sobre el LCOE del escenario base (2014).

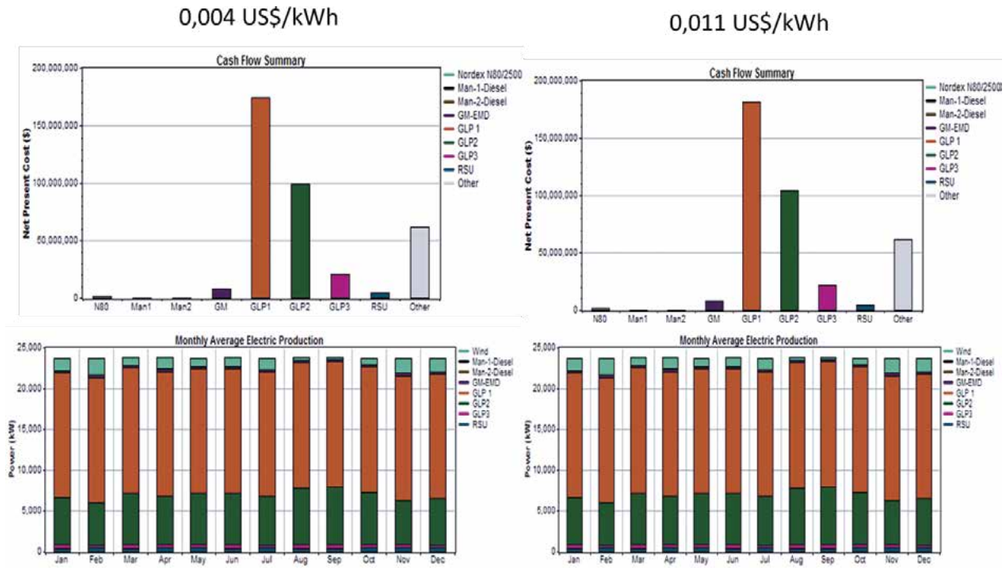


Figura A5.18. Flujo de caja y generación escenario 3.A (2016).
Fuente: HOMER

Tabla A5.8. Resumen resultados escenario 3.A (2016).				
Resultados caso GLP + FNCER contractual				
Costo AOM (entrada)	**0,004 USD/kWh**		**0,011 USD/kWh**	
LCOE (USD/kWh)	0,241		0,250	
Costo neto total (USD)	369.906.816		382.925.568	
Costo operativo anual (USD)	34.393.224		36.160.464	
Generación (MWh)				
Diésel	2.499.943	1,2%	2.499.943	1,2%
Gas natural	-	0,0%	-	0,0%
GLP	191.204.367	91,8%	191.204.367	91,8%
RSU	3.937.500	1,9%	3.937.500	1,9%
Eólica	10.615.262	5,1%	10.615.262	5,1%
Solar	-	0,0%	-	0,0%
TOTAL	208.257.072	100,0%	208.257.072	100,0%

Fuente: elaboración propia

Adicionalmente, se puede observar en la figura A5.18 cómo en el conjunto de turbogeneradores a GLP, mientras que la primera y la segunda turbina absorben casi la totalidad de la carga (la primera un 58% y la segunda un 44%), la tercera participa con tan solo aproximadamente un 8%, de lo cual se entiende que esta podría ser eliminada, transfiriendo así su carga a la segunda. Sin embargo, habría que revisar contractualmente en caso de ser posible, tomando como base lo formulado por USAENE en referencia a la propuesta sobre la que se basa este escenario.

Por otra parte, a modo de observación complementaria, cabe resaltar que un punto importante a ser tenido en cuenta en una eventual licitación para la compra de GLP corresponde a la calidad y homogeneidad del combustible a ser suministrado para la operación de este tipo de unidades turbogeneradoras. A fin de poder operar las unidades sin inconvenientes técnicos u operacionales debe garantizarse un determinado poder calorífico y homogeneidad en tal calidad, pues se han presentado experiencias previas en ZNI (ej.: Isla Fuerte) en las que el GLP no ha podido ser suministrado con tales características, presentándose eficiencias tan bajas como del 12%, y provocando inconvenientes técnicos al sistema.

6.8 Escenario 3.B (2016): GLP + FNCER Plus

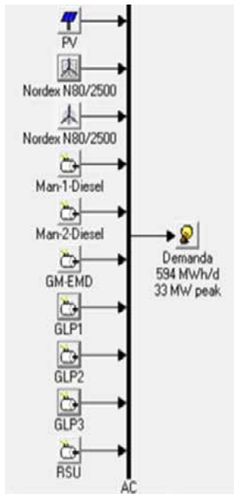


Figura A5.19. Configuración escenario 3.B (2016).
Fuente: HOMER

Este sexto y último escenario alternativo para 2016 toma como base el escenario 3.A (2016) y le suma 5 MW de energía eólica y 4,6 MW de energía solar adicionales, con costos de inversión asociados de 8.000.000 USD. La figura A5.19 presenta la configuración correspondiente.

Para este escenario, la figura A5.20 y la tabla A5.9 presentan los resultados obtenidos, los cuales resultan similares a los del escenario 3.A (2016), pero esta vez evidencian un incremento de la participación de FNCER en la generación a 14,4% (más del doble del escenario anterior), en tanto que la participación del GLP disminuye al 84,2% y el consumo de diésel llega a su mínima expresión aportando tan solo un 1,3% de la generación total del sistema, participación que representa la más baja de todos los escenarios analizados para 2016.

Por otra parte, el LCOE se mantiene casi igual, por no decir que existe la posibilidad que se incremente ligeramente, pasándose de un rango de 0,241 - 0,250 USD/kWh a uno de 0,242 - 0,250 USD/kWh, dependiendo si se cuenta con bajos o altos costos de AOM.

De acuerdo con la participación de costos y generación sobre las tres turbinas, se reitera la conclusión de la factibilidad técnica y económica sugerida de eliminar una de las tres unidades propuestas a ser instaladas, para determinar si es posible lograr una reducción mayor de costos.

Nuevamente, tratándose esta de una solución que podría no ser la mejor a la luz de los resultados obtenidos para el caso de la conversión de unidades a operación dual GN-diésel con bajos AOMs o aun en comparación con la alternativa de implementar generación con GN a partir de motores de combustión interna y un contrato “take or pay”, el LCOE obtenido representa en todo caso una reducción del orden de 35% con respecto al escenario base (2014), lo cual hace que esta pueda ser considerada como una alternativa atractiva a ser analizada más a fondo.

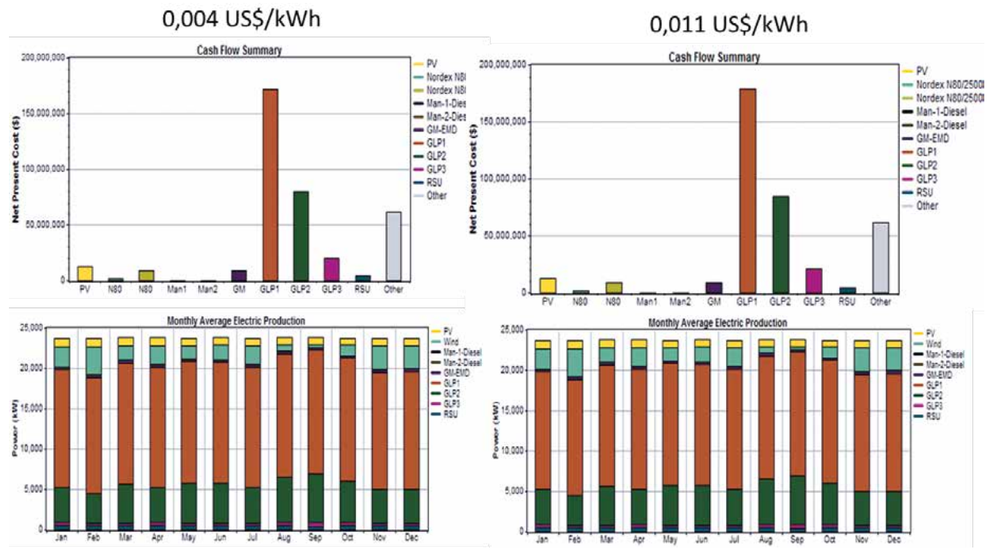


Figura A5.20. Flujo de caja y generación escenario 3.B (2016).
Fuente: HOMER

Tabla A5.9. Resumen resultados escenario 3.B (2016).

Resultados caso GLP + FNCER Plus				
Costo AOM (entrada)	0,004 USD/kWh		0,011 USD/kWh	
LCOE	0,242		0,250	
Costo neto total	371.792.576		383.637.088	
Costo operativo anual	32.002.154		33.610.000	
Generación (MWh)				
Diésel	2.806.658	1,3%	2.806.658	1,3%
Gas natural	-	0,0%	-	0,0%
GLP	175.411.085	84,2%	175.411.085	84,2%
RSU	4.158.752	2,0%	4.158.752	2,0%
Eólica	17.692.016	8,5%	17.692.016	8,5%
Solar	8.193.282	3,9%	8.193.282	3,9%
TOTAL	208.261.793	100,0%	208.261.793	100,0%

Fuente: elaboración propia

Resumen configuración de escenarios para el año 2016

A modo de resumen, la tabla A5.10 sintetiza las configuraciones y costos manejados para los seis escenarios considerados para el año 2016.

Tabla A5.10. Datos de las alternativas caso 2016.

Planta	UNIDAD	Escenarios 1.A (2016) GN + FNCER contractual	1.B (2016) GN + FNCER Plus	2.A (2016) Dual + FNCER contractual	2.B (2016) Dual + FNCER Plus	3.A (2016) GLP + FNCER contractual	3.B (2016) GLP + FNCER Plus
MAN (diésel)	MW (total)	26,8	26,8	0	0	26,8	26,8
	Inversión (USD)	32.692.211	32.692.211	32.692.211	32.692.211	32.692.211	32.692.211
	AOM (USD/kWh)	0,122	0,122	0	0	0,122	0,122
	No. Unidades	2	2	0	0	2	2
GM EMD	MW (total)	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8
	Inversión (USD)	0	0	0	0	0	0
	AOM (USD/kWh)	0,122	0,122	0,122	0,122	0,122	0,122
	No. Unidades	6	6	6	6	6	6
GN	MW (total)	20	20	0	0	0	0
	Inversión (USD)	7.476.000	7.476.000	0	0	0	0
	AOM (USD/kWh)			0	0	0	0
	No. Unidades	3	3	3	3	3	3
MAN (dual)	MW (total)	0	0	42,2	42,2		
	Inversión (USD)	0	0	25.617.500	25.617.500	0	0
	AOM (USD/kWh)	0	0	0,022-0,122	0,022-0,122	0	0
	No. Unidades	0	0	3	3	0	0
GLP	MW (total)	0	0	0	0	48,8	48,8
	Inversión (USD)	0	0	0	0	56.340.192	56.340.192
	AOM (USD/kWh)	0	0	0	0	0,004-0,011	0,004-0,011
	No. Unidades	0	0	0	0	3	3
RSU	MW (total)	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
	Inversión (USD)	12.082.023	12.082.023	12.082.023	12.082.023	12.082.023	12.082.023
	AOM (USD/kWh)	0,122	0,122	0,122	0,122	0,122	0,122
	No. Unidades	1	1	1	1	1	1
Eólica	MW (total)	7,5	12,5	7,5	12,5	7,5	12,5
	Inversión (USD)	11.299.021	19.299.021	11.299.021	19.299.021	11.299.021	19.299.021
	AOM (USD/kWh)	300.000	500.000	300.000	500.000	300.000	500.000
	No. Unidades	3	5	3	5	3	5
Solar	MW (total)	0	4,6	0	4,6	0	4,6
	Inversión (USD)	0	11.500.000	0	11.500.000	0	11.500.000
	AOM (USD/kWh)	0	225.000	0	225.000	0	225.000
Sistema contractual	Inversión (USD)	56.073.255	56.073.255	56.073.255	56.073.255	56.073.255	56.073.255
	AOM (USD/kWh)	7.476.000	7.476.000	0	0	0	0

Fuente: elaboración propia

Priorización de alternativas para 2016

La tabla A5.11 presenta el orden de las alternativas analizadas, clasificadas con base en el menor LCOE obtenido, seguido del menor costo neto local (en casos en los que el LCOE coincide entre escenarios).

Tabla A5.11. Priorización de resultados 2016.

	(2016)	LCOE (USD/kWh)	Costo neto total (USD)	Costo operativo anual (USD)	Generación (MWh) Fósil	Generación (MWh) Renovable
1	Caso 2.A (AOM bajo) Dual + FNCER contrato	0,205	313.906.176	33.045.556	194.286.674	13.940.762
					93,3%	6,7%
2	Caso 2.B (AOM bajo) Dual + FNCER Plus	0,208	319.610.976	31.172.908	179.003.856	29.225.054
					86,0%	14,0%
3	Caso 1.B GN + FNCER Plus	0,241	369.638.560	39.357.724	177.948.795	30.321.398
					85,4%	14,6%
4	Caso 3.A (AOM bajo) GLP + FNCER contrato	0,241	369.906.816	34.393.224	193.704.310	14.552.762
					93,0%	7,0%
5	Caso 3.B (AOM bajo) GLP + FNCER Plus	0,242	371.792.576	32.002.154	178.217.743	30.044.050
					85,6%	14,4%
6	Caso 1.A GN + FNCER contrato	0,246	376.862.464	42.985.392	192.452.450	15.819.962
					92,4%	7,6%
7	Caso 3.A (AOM alto) GLP + FNCER contrato	0,250	382.925.568	36.160.464	93.704.310	14.552.762
					93,0%	7,0%
8	Caso 3.B (AOM alto) GLP + FNCER Plus	0,250	383.637.088	33.610.000	178.217.743	30.044.050
					85,6%	14,4%
9	Caso 2.B (AOM alto) Dual + FNCER Plus	0,306	469.229.824	51.483.100	177.534.521	30.695.798
					85,3%	14,7%
10	Caso 2.A (AOM alto) Dual + FNCER contrato	0,311	476.491.584	55.115.912	193.113.223	15.116.163
					92,7%	7,3%

Fuente: elaboración propia

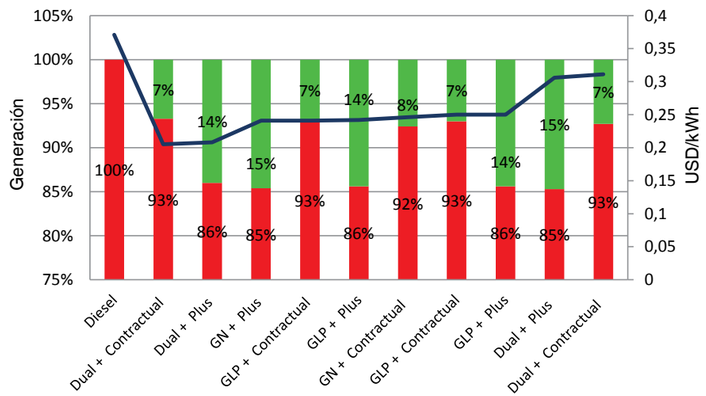


Figura A5.21. Resultados de escenarios alternativos 2016.
Fuente: HOMER

De la tabla A5.11 se tiene que de los seis escenarios considerados para el año 2016, con base en los supuestos manejados, la alternativa que permitiría obtener el mínimo LCOE sería la del escenario 2.A (2016) en el caso de poderse lograr costos de AOM bajos, del orden de 0,022 USD/kWh. Dicha alternativa consistiría en la reconversión de las dos plantas MAN existentes a un modo de operación dual, en principio

sumada a la adquisición de una tercera planta dual, la cual sugiere el modelo no sería bajo un esquema de despacho optimizado, con lo cual resultaría recomendable evitar la adquisición de tal planta adicional. Entre tanto, si los costos de AOM de esta opción correspondiesen con los mismos niveles de costos de AOM manejados hoy en día (0,122 USD/kWh), el LCOE radicalmente pasaría a ser el más alto de las seis alternativas consideradas, lo que convierte a los costos de AOM en un factor determinante que es necesario esclarecer para saber a ciencia cierta cuál es la alternativa más conveniente. Por otra parte, si el costo de AOM se ubicase en un nivel intermedio, del orden de 0,066 USD/kWh, el LCOE obtenido sería muy similar a las alternativas de GN y GLP (en el orden de 0,250 USD/kWh).

Entre tanto, en un segundo lugar de conveniencia, se sitúa la alternativa del escenario 2.B (2016) bajo el supuesto de bajos costos de AOM, la cual corresponde al mismo planteamiento anterior sumado a la incorporación de 5 MW de capacidad eólica y 4,6 MW de capacidad solar a 2016, en cuyo caso el LCOE sería de 0,208 USD/kWh (una reducción del 44% respecto del escenario base 2014), lográndose a la vez una participación del 14,0% de FNCER en la generación total del sistema. Luego, le seguiría la alternativa de utilizar unidades turbogeneradoras operadas con GLP con la capacidad contractual de FNCER (escenario 3.A 2016), suponiendo costos bajos de AOM, presentándose en este caso un LCOE equivalente al del escenario 2.B (2016), pero diferenciándose este por presentar un costo neto total ligeramente superior al de la alternativa 2.B (2016) (369.906.816 vs. 369.638.560 USD).

Por otra parte, vale la pena notar que en cualquier caso, bajo las seis alternativas consideradas para el año 2016, las condiciones de LCOE obtenidas resultan ser más favorables que las del escenario base (2014) por lo cual es recomendable optar por alguna de estas opciones en lugar de mantener el esquema de generación actualmente concebido dependiente en un 100% de combustible diésel.

7. Escenarios 2020

Tras haber considerado los escenarios anteriormente planteados para el año 2016, y realizar nuevas corridas basadas en estos, con el propósito de permitir que HOMER evaluase la conveniencia de incorporar mayores capacidades instaladas de FNCER, se observaron en algunos casos nuevas reducciones del LCOE que condujeron al ejercicio de buscar maximizar la penetración de estas fuentes en la canasta de generación para el año 2020, a fin de obtener el máximo beneficio ambiental con la sustitución de combustibles fósiles, pero a la vez reducir o mantener bajos LCOE sin incurrir en excesos representativos de energía generada y, por tanto, evitando la necesidad de contar con sistemas de almacenamiento que incrementarían los costos. En este ejercicio también se cuidó de no sobrepasar ampliamente el límite en el que la herramienta de HOMER establece alertas que sugieren el análisis detallado del sistema eléctrico, al contar con índices de penetración de fuentes variables que conllevan a complejidades operativas en el balance del sistema. No obstante, es necesario resaltar que en todo caso, para los escenarios presentados para 2020, e igualmente para los escenarios anteriores presentados para 2016, resulta necesario conducir análisis que se enfoquen en la determinación de los efectos operacionales que la penetración de fuentes variables como la eólica y la solar pueden ocasionar sobre el sistema eléctrico de la isla y así determinar las medidas que son necesarias para controlar tales efectos.

Siguiendo los anteriores criterios, se obtuvo como resultado de óptima maximización de capacidades en FNCER a ser incorporados en la isla (sin requerir sistemas de almacenamiento) una capacidad de 20 MW eólicos y 6,6 MW solares, más los 0,9 MW de RSU ya construidos a 2014. Basado en ello, las configuraciones consideradas para los escenarios 2020 corresponden a las mismas consideradas en los escenarios 1.B, 2.B y 3.B tratados para el año 2016, sumando la instalación de 7,5 MW y 2 MW adicionales, en tecnología eólica y solar, respectivamente.

A partir de esto, el ejercicio en HOMER para 2020 consistió en actualizar los valores de inversión conforme las nuevas adiciones en FNCER y correr los tres escenarios descritos. Los supuestos manejados en este caso continuaron siendo los mismos supuestos generales inicialmente planteados en esta sección, introduciéndose en este caso medidas de eficiencia aplicadas con un costo de $ 7.573.489 para lograr un ahorro del 7,3% sobre la demanda proyectada a 2020, considerando que tal demanda consistiría de una potencia pico de 36 MW y una demanda acumulada anual de 236 GWh.

7.1 Escenario 1 (2020): GN + FNCER maximizadas

En la figura A5.22 y la tabla A5.12 se puede observar cómo bajo el escenario de instalación de unidades motogeneradoras con GN y la maximización de FNCER, el GN pasa a ser el energético con mayor participación sobre la generación de la isla (con un 68,3%) seguido en este caso, ya no del diésel (como se tenía para el escenario 1.B 2016) sino de la energía eólica (con un 12,9%) y una participación total de renovables del 22,4%. Sin embargo, el diésel sí continua representando el segundo mayor costo (incluidas la inversión y la operación) del sistema, en tanto que el costo anual acumulado de las FNCER resulta ser menor. De igual manera, como se presentó para el escenario 1.B 2016), el resultado del despacho sugiere que se podría prescindir de una de las unidades MAN, destinándola a otro uso o a su venta.

Por otra parte, aun cuando se busca evitar la producción de excesos de energía, bajo este escenario se producen finalmente 0,04% de excedentes en la generación, que es una fracción muy reducida.

Con lo anterior, también se observa la obtención de un LCOE de 0,245 USD/kWh, que no difiere en mucho del logrado bajo el escenario 1.B (2016) (0,241 USD/kWh) o el 2.B (2016) (0,246 USD/kWh), en tanto que se maximiza la sustitución de combustibles fósiles, con la reducción en emisiones de GEI que esto representa.

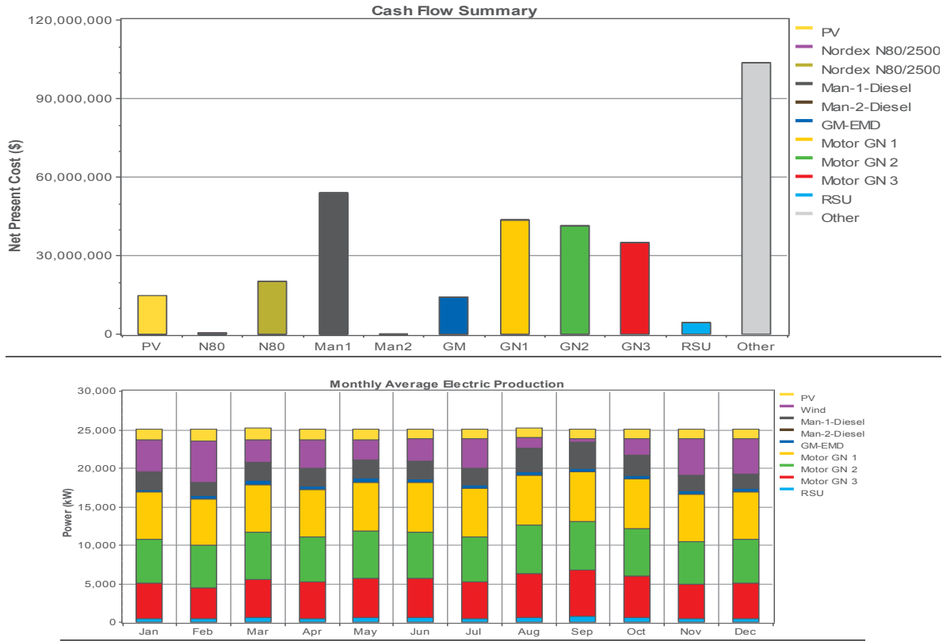


Figura A.22. Flujo de caja y generación escenario 1 (2020).
Fuente: HOMER

Tabla A5.12. Resumen resultados escenario 1 (2020).		
Resultados caso GN + FNCER maximizadas		
LCOE (USD/kWh)		0,245
Costo neto total (USD)		330.646.048
Costo operativo anual (USD)		39.553.048
Generación (MWh)		
Diésel	24.879.828	11,3%
Gas natural	150.318.384	68,3%
GLP	-	0,0%
RSU	4.764.892	2,2%
Eólica	28.307.202	12,9%
Solar	11.755.589	5,3%
TOTAL	220.025.895	100,0%
Exceso	78.269	0,04%

Fuente: elaboración propia

7.2 Escenario 2 (2020): duales GN-diésel + FNCER maximizadas

En el caso de la reconversión de unidades MAN para operación dual con GN y diésel sumado a una máxima penetración de energías renovables bajo las premisas anteriormente establecidas, se tiene en cuenta la misma sensibilidad de costos de AOM que se consideró bajo los escenarios 2.A y 2.B (2016), obteniendo los resultados presentados en la figura A5.23 y la tabla A5.13.

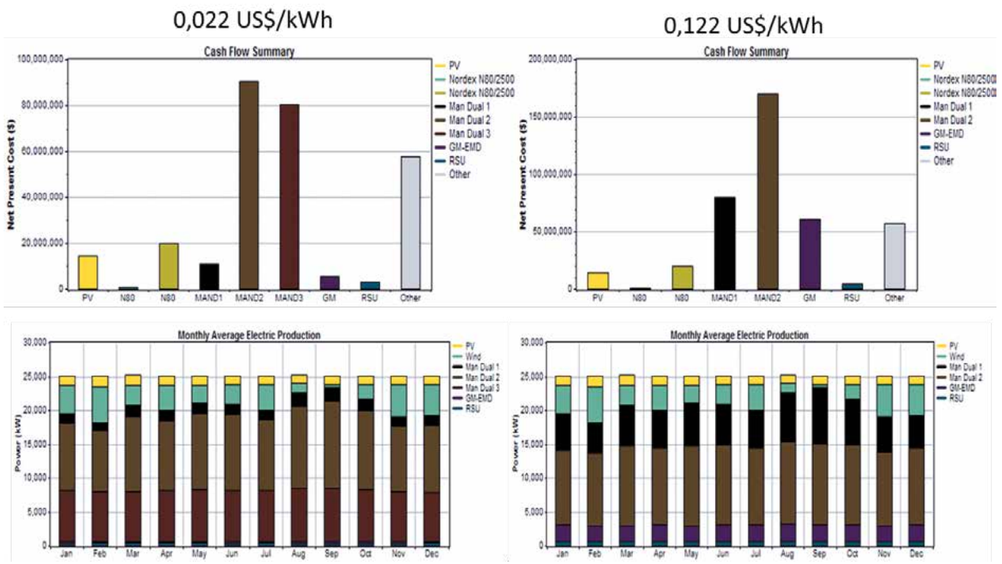


Figura A5.23. Flujo de caja y generación escenario 2 (2020).
Fuente: HOMER

Como se puede apreciar nuevamente, los costos de AOM influyen representativamente sobre el flujo de caja del proyecto y por consiguiente sobre el LCOE (que varía entre 0,210 y 0,302 USD/kWh), lo mismo que sobre la composición del despacho (sustituyendo la operación de las plantas duales en parte por la operación de las plantas diésel y la RSU). La tabla 13 muestra el resumen de tales resultados.

Tabla A5.13. Resumen resultados escenario 2 (2020).				
Resultados caso duales GN-diésel + FNCER maximizadas				
Costo AOM (entrada)	**0,022 USD/kWh**		**0,122 USD/kWh**	
Costo neto total (USD/kWh)	283.137.952		408.199.072	
COE (USD)	0,210		0,302	
Costo operativo anual (USD)	28.349.238		50.782.744	
Generación (MWh)				
Diésel	28.273.236	12,8%	44.029.803	20,0%
Gas natural	148.351.249	67,4%	130.335.403	59,2%
GLP	-	0,0%	-	0,0%
RSU	3.342.657	1,5%	5.607.587	2,5%
Eólica	28.307.202	12,9%	28.307.202	12,9%
Solar	11.755.589	5,3%	11.755.589	5,3%
TOTAL	220.029.933	100,0%	220.035.584	100,0%
Exceso	96.985	0,04%	96.985	0,04%

Fuente: elaboración propia

También se puede notar para este caso, que ante la mayor penetración de FNCER que se refleja en una participación en la generación entre 19,7 y 20,7%, la variación en el LCOE por efecto de la incertidumbre en los costos de AOM se reduce ligeramente, aunque en mayor medida a lo anteriormente observado en el caso del escenario 2.B (2016) que contaba con un incremento menor en renovables.

Para este caso, los excedentes de energía mantienen el nivel de 0,04% generado igualmente bajo el escenario 1 (2020).

7.3 Escenario 3 (2020): GLP + FNCER maximizadas

Finalmente, para el caso del esquema basado en turbogeneradores operados con GLP y una penetración máxima costo-efectiva de renovables, los resultados del flujo de caja, las participaciones en generación e indicadores de costos se presentan en la figura A.5.24 y la tabla A5.14.

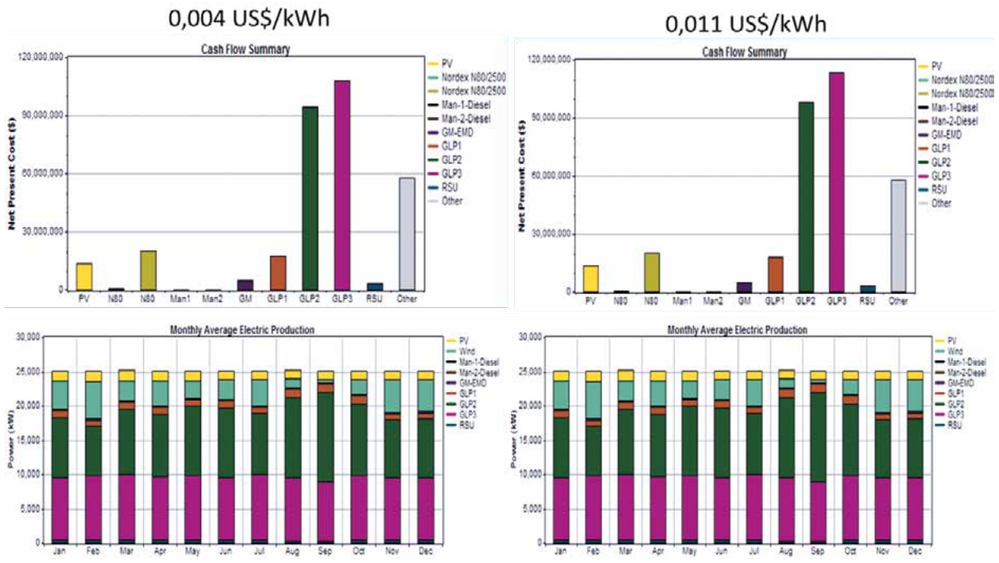


Figura A5.24. Flujo de caja y generación escenario 3 (2020).
Fuente: HOMER

En la figura 24 se refleja la misma situación observada bajo los escenarios 3.A y 3.B (2016) en cuanto al papel protagónico que pasan a jugar las unidades de GLP, con una participación en generación del 79,5%. También se ve que las FNCER logran alcanzar una participación de 19,8%, en tanto que el diésel alcanza la mínima participación lograda entre todos los escenarios considerados, con tan solo un 0,8% sobre la generación total del sistema. Por otra parte, los índices de utilización de las tres unidades de GLP sugieren conveniente revisar la posibilidad de eliminar una de las tres turbinas instaladas (en este caso la unidad GLP1).

Por otra parte, al igual que para los escenarios 3.A y 3.B (2016), la incertidumbre en los costos de AOM no tienen un fuerte impacto sobre el LCOE, el cual varía solo entre 0,237 y 0,244 USD/kWh.

Tabla A5.14. Resumen resultados escenario 3 (2020).

Resultados caso GLP + FNCER maximizadas				
Costo AOM (entrada)	0,004 USD/kWh		0,011 USD/kWh	
Costo neto total	319.794.944		329.823.040	
COE	0,237		0,244	
Costo operativo anual	30.136.880		31.768.908	
Generación (MWh)				
Diésel	1.680.426	0,8%	1.680.426	0,8%
Gas natural	-	0,0%	-	0,0%

Continuación Tabla A5.14. Resumen resultados escenario 3 (2020).

GLP	174.859.975	79,5%	174.859.975	79,5%
RSU	3.470.965	1,6%	3.470.965	1,6%
Eólica	28.307.202	12,9%	28.307.202	12,9%
Solar	11.755.589	5,3%	11.755.589	5,3%
TOTAL	220.074.157	100,0%	220.074.157	100,0%
Exceso	137.135	0,062%	137.135	0,062%

Fuente: elaboración propia

Finalmente, en este caso se obtiene un ligero pero mayor exceso de energía, comparado con el de los dos escenarios anteriores (0,06% de la generación).

Se puede apreciar el impacto positivo que tiene la penetración de renovables reflejado no solo en la sustitución de combustibles fósiles sino en la reducción de los costos operativos frente a escenarios equivalentes con menor participación de renovables.

Resumen configuración de escenarios para el año 2020

A modo de resumen, la tabla A5.15 sintetiza las configuraciones y costos manejados para los tres escenarios considerados para el año 2020.

Tabla A5.15. Datos de las alternativas caso 2020.

		Escenarios		
Planta	Unidad	1 (2020) GN	2 (2020) Dual	3 (2020) GLP
MAN (diésel)	MW (total)	26,8	0	26,8
	Inversión (USD)	27.268.631	27.268.631	27.268.631
	AOM (USD/kWh)	0,122	0	0,122
	N° unidades	2	0	2
GM EMD	MW (total)	13,8	13,8	13,8
	Inversión (USD)	0	0	0
	AOM (USD/kWh)	0,122	0,122	0,122
	N° unidades	6	6	6
GN	MW (total)	20	0	0
	Inversión (USD)	7.476.000	0	0
	AOM (USD/kWh)		0	0
	N° unidades	3	3	3

Continuación Tabla A5.15. Datos de las alternativas caso 2020.

		Escenarios		
Planta	Unidad	1 (2020) GN	2 (2020) Dual	3 (2020) GLP
MAN (dual)	MW (total)	0	42,2	0
	Inversión (USD)	0	21.334.464	0
	AOM (USD/kWh)	0	0,022-0,122	0
	N° unidades	0	3	0
GLP	MW (total)	0	0	48,8
	Inversión (USD)	0	0	47.007.168
	AOM (USD/kWh)	0	0	0,004-0,011
	N° unidades	0	0	3
RSU	MW (total)	0,9	0,9	0,9
	Inversión (USD)	10.077.637	10.077.637	10.077.637
	AOM (USD/kWh)	0,122	0,122	0,122
	N° unidades	1	1	1
Eólica	MW (total)	20	20	20
	Inversión (USD)	28.097.349	28.097.349	28.097.349
	AOM (USD/kWh)	800.000	800.000	800.000
	N° unidades	8	8	8
Solar	MW (total)	6,6	6,6	6,6
	Inversión (USD)	14.592.173	14.592.173	14.592.173
	AOM (USD/kWh)	2.211	2.211	2.211
	N° unidades	322.826	322.826	322.826
Sistema contractual	Inversión (USD)	46.770.802	46.770.802	46.770.802
	AOM (USD/kWh)	7.476.000	0	0

Fuente: elaboración propia

Priorización de alternativas para 2020

La tabla A5.16 presenta el orden de las alternativas analizadas, clasificadas con base en el menor LCOE obtenido.

Tabla A5.16. Resumen de resultados 2020.

					Generación (MWh)		
	(2020)	LCOE (USD/kWh)	Costo neto total (USD)	Costo operativo anual (USD)	Fósil	Renovable	Exceso
1	Caso 2 (AOM bajo) Dual	0,210	283.137.952	28.349.238	174.365.206	45.670.378	96.985
					79,2%	20,8%	0,04%
2	Caso 3 (AOM bajo) GLP	0,237	319.794.944	30.136.880	176.540.401	43.533.756	137.135
					80,2%	19,8%	0,06%

Continuación Tabla A5.16. Resumen de resultados 2020.

					Generación (MWh)		
	(2020)	LCOE (USD/kWh)	Costo neto total (USD)	Costo operativo anual (USD)	Fósil	Renovable	Exceso
3	Caso 3 (AOM alto) GLP	0,244	329.823.040	31.768.908	176.540.401	43.533.756	137.135
					80,2%	19,8%	0,06%
4	Caso 1 GN	0,245	330.646.048	39.553.048	175.198.212	44.827.683	78.269
					79,6%	20,4%	0,04%
5	Caso 2 (AOM alto) Dual	0,302	408.199.072	50.782.744	176.624.485	43.405.448	96.985
					80,3%	19,7%	0,04%

Fuente: elaboración propia

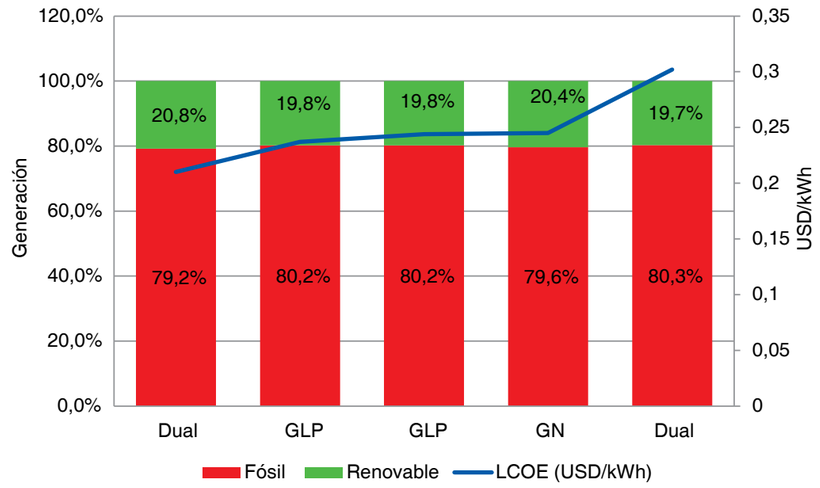


Figura A5.25. Resultados de escenarios alternativos 2020.
Fuente: elaboración propia

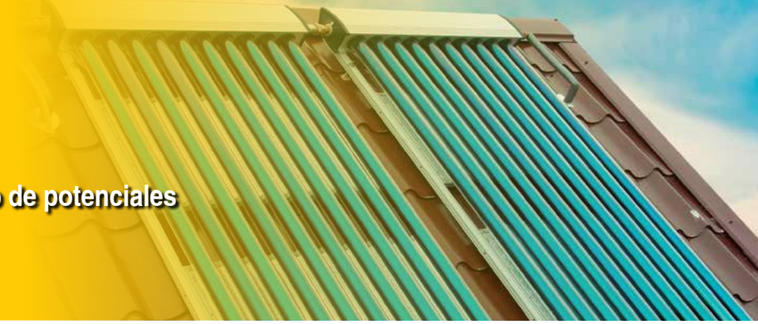
En la tabla A5.16 se pude observar que entre los escenarios alternativos considerados para el año 2020, con el objetivo de maximizar la participación de FNCER, el escenario 2 (2020), correspondiente a la reconversión de las unidades MAN para su operación como máquinas duales GN-diésel, representa la opción económicamente más atractiva siempre y cuando se puedan obtener costos de AOM del orden de 0,022 USD/kWh. Adicionalmente, este mismo escenario corresponde al que mayor participación de FNCER aporta al sistema, con 20,8% y pérdidas de 0,04%. Resulta entonces relevante notar que este resultado es consistente con los obtenidos para los escenarios 2016, donde el que sirve como base para este escenario 2 (2020) es considerado como la opción más económica de entre las evaluadas.

Por otra parte, a diferencia de los escenarios (2016) que arrojan como segunda mejor opción (en términos de reducción del LCOE) la generación con GN a partir de plantas contratadas bajo un esquema de “take or pay”, para 2020 la segunda mejor opción la representa el caso 3 (2020) que corresponde a la instalación de unidades turbogeneradoras con GLP. Sin embargo, vale la pena tener en cuenta que en este caso, los LCOE de esta opción (bajo supuestos de bajos y altos costos de AOM), lo mismo que la del esquema “take

or pay" para generación con GN presentan valores no muy disímiles que hacen considerar las dos opciones como posibles alternativas en caso que los costos de AOM de las plantas duales estén en el rango superior de los valores supuestos para este análisis.

Recomendaciones

- Con base en los resultados obtenidos de este análisis se observa que existen alternativas económicamente viables para la sustitución del consumo de diésel en la isla de San Andrés, las cuales representarían reducciones importantes en el LCOE de llegarse a implementar.
- Si se logran obtener garantías de costos de AOM del orden de 0,022 USD/kWh o costos relativamente bajos por debajo de hasta unos 0,5 USD/kWh, la opción económicamente más conveniente consiste en la reconversión de las plantas diésel MAN a plantas duales, sin necesidad de comprar nuevos equipos.
- Adicionalmente, se recomienda incluir por lo menos 4,6 MW de energía solar FV, o hasta el orden de 6,6 MW a 2020, lo cual representaría no solo una reducción en el LCOE del orden de 0,210 USD/kWh sino la máxima sustitución de combustibles fósiles posible, conforme se obtuvo de todos los escenarios analizados en este estudio. Se calcula que la instalación de tal capacidad en paneles solares FV requeriría de un área de aprox. 13 Ha.
- También se recomienda para 2016 incluir 12,5 MW de eólica, que a pesar de una inversión adicional comparada con los 7,5 MW del contrato de SOPESA, representa una reducción del LCOE. Para esto se calcula que se requeriría un área aproximada de 300 Ha, la cual se incrementaría a 480 Ha en el año 2020 de optarse por llegar a una instalación de 20 MW eólicos a fin de maximizar la penetración de FNCER en la isla.
- Debe tenerse en cuenta que si bien la introducción de FNCER como la eólica, solar y RSU representan una reducción en los costos de energía, tal impacto en costos no es tan significativo ya que también aumentan las altas inversiones requeridas en un principio.
- No obstante lo anterior, si se tiene por propósito avanzar hacia la concepción de una isla con suministro de energía renovable y uso de energía eficiente, deben considerarse y valorarse las externalidades de esta iniciativa, e igualmente correr análisis de detalle técnico para determinar los posibles efectos de la participación de fuentes de generación variable sobre el sistema.
- En la inclusión de las medidas de eficiencia energética únicamente se están contemplando los costos propios de la medida. Sin embargo, podrían incluirse costos transaccionales asociados a remover las barreras para su aplicación.
- Una mayor penetración de FNCER a la planteada bajo los escenarios propuestos, requeriría sistemas de almacenamiento, y se reitera la necesidad de realizar análisis eléctricos más detallados (estabilidad de la red), para recibir esta cantidad de energía renovable.
- También se debe tener en cuenta que una variable de altísima relevancia en la operación de esquemas de generación térmica como en el caso de plantas duales GN-diésel la representan los costos de AOM, los cuales pueden ser determinantes para obtener un alto o bajo LCOE. Por esto se recomienda tener este factor muy en cuenta en posibles licitaciones a ser efectuadas.
- Finalmente, como aspecto complementario en caso de considerarse la alternativa de utilizar equipos de turbogeneración con GLP, se recomienda revisar aspectos técnicos relacionados con la calidad y homogeneidad del combustible a ser suministrado a fin de asegurar la correcta y eficiente operación de los equipos.
- Para cualquiera de las alternativas que se seleccione, es muy importante señalar que se debe profundizar en los análisis e ir mucho más al detalle de los costos de inversión asociados a cada una de ellas; los costos de AOM, las tasas, y en general una revisión de los supuestos considerados en este estudio.



ANEXO 6

Estrategia para aprovechamiento de potenciales en usos no eléctricos de FNCER

1. Introducción

Aunque tradicionalmente el sector energético puede ser interpretado como sinónimo del sector eléctrico, es necesario distinguir que este comprende no solo la producción, transporte, comercialización y uso de la energía eléctrica, sino que a su vez agrupa las mismas actividades para otros energéticos diferentes a la electricidad, como es el caso de los combustibles, que representan el 83% del consumo energético nacional y son principalmente utilizados por el sector transporte, la industria y el sector residencial, sumando el 86% de la demanda energética nacional.

Conforme lo presentan las figuras A6.1 a 4, la canasta energética de cada uno de estos sectores se compone entonces principalmente de combustibles como el petróleo y sus derivados, el gas natural, el carbón y la biomasa, entre otros. De esta manera, mientras que en el caso del transporte los combustibles derivados del petróleo representan alrededor del 90% del consumo de este sector, la participación de la energía eléctrica es casi despreciable, en tanto que en el sector industrial la energía eléctrica participa con un 24% de la demanda y el restante 76% está basado en combustibles destinados principalmente a usos térmicos. Entre tanto, en el caso del sector residencial, las proporciones del uso de energía eléctrica y combustibles (ej.: gas natural, leña, GLP, kerosene y carbón) son de 36% y 64% respectivamente, teniendo por otro lado que el sector comercial y público es el único sector representativo cuyo consumo principal lo constituye la energía eléctrica con una participación del 62% contra 38% de energéticos combustibles.

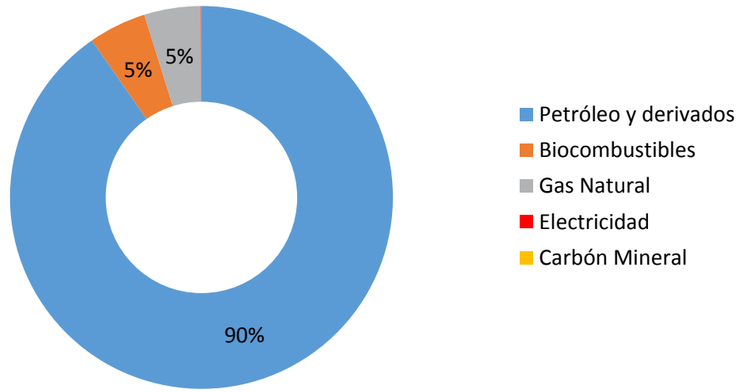


Figura A6.1. Composición de la canasta energética del sector transporte. La participación de la energía eléctrica es despreciable para efectos prácticos.
Fuente: UPME, 2012.

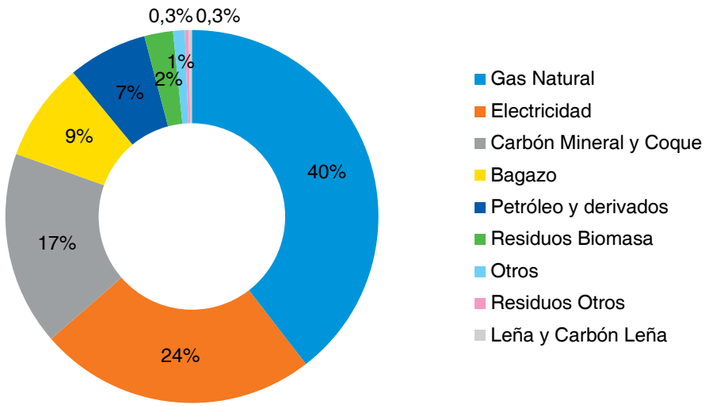


Figura A6.2. Composición de la canasta energética del sector industrial. La energía eléctrica participa con un 24%.
Fuente: UPME, 2012.

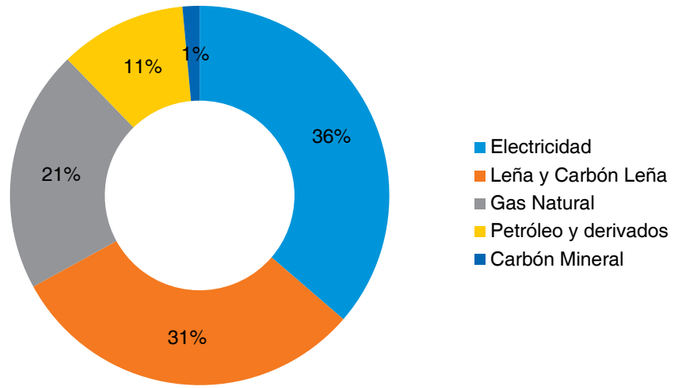


Figura A6.3. Composición de la canasta energética del sector residencial. La energía eléctrica participa con un 36%.
Fuente: UPME, 2012.

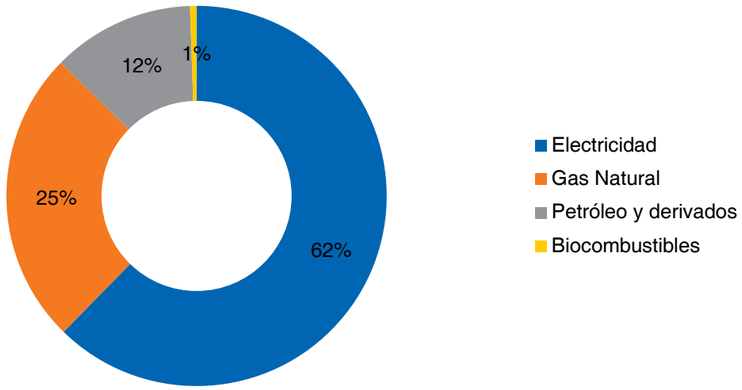


Figura A6.4. Composición de la canasta energética del sector comercial y público. La energía eléctrica participa con un 62%.
Fuente: UPME, 2012.

Partiendo de esta base, la tabla A6.1 presenta el resumen de las estrategias y líneas de acción propuestas para el desarrollo de las FNCER en aplicaciones diferentes a la producción de energía eléctrica, con miras a lograr la sustitución progresiva de energéticos convencionales fósiles a partir de tales fuentes.

Tabla A6.1. Resumen de estrategias y líneas de acción para el aprovechamiento de FNCER en usos no eléctricos.

Estrategia	Líneas de acción
Sector transporte: promoción de la movilidad eléctrica a través de incentivos como los existentes a 2014, y revaluación de la política nacional de biocombustibles, integrando a esta los conceptos de bioenergía y biorrefinerías	Revaluación de la política nacional de biocombustibles e integración con otros usos de la biomasa
	Progresiva incorporación de vehículos eléctricos
	Sustitución de combustibles tradicionales por energéticos derivados de la biomasa y otros residuos
	Promoción de la energía solar térmica para el calentamiento de agua
Sectores industrial, residencial, comercial y público: aplicación de incentivos e instrumentos financieros a proyectos costo-efectivos para la sustitución de combustibles fósiles por biomasa y desarrollo de programas de fomento de la energía solar térmica como FNCER para el calentamiento de agua	Aplicación de incentivos a la inversión y exigencia en el cumplimiento de normas técnicas para sistemas de energía solar térmica
	Evaluación de experiencia local previa en la implementación de sistemas de energía solar térmica
	Utilización de *benchmarks* internacionales para el desarrollo de programas de promoción de sistemas de energía solar térmica

Fuente: elaboración propia

Teniendo en cuenta que los usos finales de la energía en los sectores anteriormente indicados son diversos, pero que corresponden fundamentalmente con la generación de energía motriz (en el caso del sector transporte y una pequeña parte del sector industrial), la producción de calor útil en forma de vapor (caso predominante en la industria y marginalmente en el sector comercial y público) y la producción de calor directo (caso predominante en los sectores residencial, comercial y público a través de tareas como la cocción de alimentos y el calentamiento de agua), las alternativas de sustitución de los combustibles tradicionales con FNCER para suplir estas necesidades son específicas según cada uso.

2. Sector transporte

En el caso del sector transporte, los combustibles fósiles normalmente utilizados como son el diésel, la gasolina, el gas natural, y eventualmente el GLP (combustible que aunque a 2014 no es utilizado en el sector transporte en Colombia, probablemente lo sea en próximos años), pueden ser sustituidos por combustibles equivalentes de origen renovable como son los biocombustibles tradicionales (como el etanol de caña de azúcar y el biodiésel de aceite de palma hoy en día usados en mezclas mandatorias de hasta el 10% en Colombia), biocombustibles avanzados o de segunda generación (como son los obtenidos del tratamiento de biomasa celulósica para la obtención de líquidos combustibles, que hoy en día aún no son masivamente comercializables a nivel mundial) o biocombustibles de tercera generación (aquellos obtenidos principalmente a partir de algas). Por otra parte, una alternativa para desplazar el consumo de combustibles fósiles

en el sector transporte la representa igualmente la transformación paulatina del esquema de transporte actual, que está basado en motores de combustión interna, para migrar hacia el uso de vehículos eléctricos operados con electricidad proveniente de FNCER.

2.1 Revaluación de la política nacional de biocombustibles e integración con otros usos de la biomasa

En este frente, como estrategia basada más en el desarrollo de un mercado competitivo que promueva el desarrollo rural que en un objetivo energético, Colombia ha establecido de tiempo atrás una política nacional de biocombustibles que ha llevado a incorporar el uso de tales energéticos a través de mezclas diésel-biodiésel y gasolina-etanol, contándose a 2012 con una participación del 5% de estos biocombustibles en la canasta energética del sector transporte[1] (figura A6.1). Entre tanto, en materia del uso de electricidad en este sector, a 2012 se contaba con una participación menor al 0,1% (representado principalmente por el consumo del metro de Medellín y algunos vehículos eléctricos; consumos que han incrementado muy ligeramente en los últimos años con la adición de trenes, expansión de líneas y la introducción de nuevos vehículos como los que conforman el piloto de 50 taxis eléctricos desarrollado en la ciudad de Bogotá a partir del año 2014).

En lo que a la política nacional de biocombustibles respecta, que está basada en la Ley 693 de 2001, *Por la cual se dictan normas sobre el uso de alcoholes carburantes, se crean estímulos para su producción, comercialización y consumo, y se dictan otras disposicione*s, y que fue formalmente instituida a partir del documento CONPES 3510 de 2008 *Lineamientos de política para promover la producción sostenible de biocombustibles en Colombia,* desafortunadamente, en la actualidad no se cuenta con condiciones de competitividad que permitan promover más allá el crecimiento del sector, incrementar los rendimientos o los niveles de producción ni los mandatos de mezclas.[2] Elementos como los altos costos de producción internos en el caso de la palma de aceite, comparados con los de otros países como Malasia e Indonesia, o los de la producción de biodiésel a partir de otros aceites como la soya en el caso de Estados Unidos, Argentina y Brasil, sumado a inconvenientes técnicos asociados con las propiedades naturales del aceite de palma y las inversiones requeridas para mejorar tales propiedades a partir de los procesos mismos de producción, hacen que el biodiésel colombiano no sea competitivo en el mercado internacional, que sea costoso en el mercado nacional y que no resulte conveniente desde un punto de vista económico, y de sostenibilidad, procurar el incremento de las mezclas actualmente implementadas.

En el caso del etanol, la limitación de las tierras más adecuadas para el cultivo de la caña de azúcar, que se concentran en la región del Valle del Cauca, y los resultados no alentadores obtenidos en el caso de cultivos plantados en los Llanos Orientales, antes consideradas como tierras promisorias para este tipo de cultivo, limitan el potencial de la producción costo-efectiva de este biocombustible, que no obstante la alta productividad del actual sector azucarero presenta igualmente altos costos de producción. Adicionalmente, las características en materia de antigüedad del parque automotor colombiano,[3] sumado a las limitaciones de vehículos típicos para operar con mezclas superiores al 10% de etanol,[4] y la inexistencia de vehículos flex-fuel (vehículos que pueden operar con mezclas de hasta 85% etanol, 15% gasolina) en el mercado

1 O aproximadamente el 7% si se cuenta como base solo el consumo del transporte carretero.
2 Sobre este tema se elabora en otros trabajos y documentos que a la fecha de publicación de este documento están siendo desarrollados por la UPME y el DNP.
3 La edad promedio del parque automotor al año 2012 se situaba en el orden de 14,9 años (BBVA, 2013). Situación automotriz, Colombia. BBVA Research Colombia. Disponible en: https://www.bbvaresearch. com/wp-content/uploads/migrados/140410_Situaci_nAutomotriz_Colombia2013_ tcm346 -444417.pdf
4 Dado que no todos los vehículos de gasolina pueden operar con mezclas de etanol superiores al 10%, por ejemplo la Agencia para la protección del medio ambiente en Estados Unidos (EPA) permite el uso de mezclas del 10% para todo tipo de vehículos de gasolina, mientras que para el caso de mezclas del 15% establece listados de vehículos que pueden operar con tales mezclas (DOE, sf). Ethanol. Fuel Economy. US DOE. Disponible en: http://www.fueleconomy.gov/feg/ethanol.shtml

nacional,[5] dificultan el uso de mezclas superiores al 10% y por tanto el incremento de la participación de este combustible alternativo en la canasta del sector transporte.

Ante estas circunstancias, la estrategia propuesta en materia de penetración de FNCER en el sector transporte no pretende procurar el incremento de la participación de los biocombustibles en la canasta energética del sector transporte sin antes conducir un ejercicio de revaluación de la política nacional de biocombustibles e integración de sus objetivos con el logro de aprovechamientos integrales de la biomasa que solo cobijen su utilización energética toda vez que el costo de oportunidad asociado con otros posibles usos así lo disponga conveniente. A través de tal ejercicio, se propone orientar una política de biocombustibles y aprovechamiento energético de las biomasas hacia el desarrollo de esquemas económicos competitivos y sostenibles que integren esas oportunidades energéticas, bien sea en forma de biocombustibles u otras, como un medio para dar viabilidad a proyectos agrícolas productivos que generen empleo y otras externalidades positivas en materia social y ambiental. En este orden de ideas, se debe tener en cuenta que conforme se avance en esta dirección, si bien los biocombustibles podrán contribuir en parte a la sustitución de los combustibles fósiles empleados por el sector transporte, su contribución en el corto y mediano plazo se mantendrá en niveles marginales.

Entre tanto, en el campo de la investigación y el desarrollo de los biocombustibles, se recomienda que Colciencias lidere el desarrollo de programas y convocatorias que para este caso se enfoquen en aplicaciones e innovaciones tecnológicas que integren a la actual (tradicional) y a la futura industria (2da y 3ra generación) de los biocombustibles con el concepto del aprovechamiento integral de las biomasas, bajo la idea de biorrefinerías, considerando que en el muy largo plazo la biomasa tiene el potencial de llegar a desempeñar un papel esencial como sustituto del petróleo tanto para usos energéticos como no energéticos.

2.2 Progresiva incorporación de vehículos eléctricos

Por otra parte, en lo que a la migración paulatina hacia el concepto de la movilidad eléctrica se refiere, Colombia ya cuenta con instrumentos en marcha como son la exención de aranceles para la importación de contingentes de 750 vehículos eléctricos anuales (para los años 2014 a 2016) lo mismo que para 100 estaciones de recarga por año, e igualmente con la reducción de arancel a 5% para contingentes de 750 vehículos híbridos enchufables anuales.[6] A estos se suman los incentivos de deducción de renta y exclusión de IVA existentes para la compra de vehículos eléctricos de servicio público, conforme lo reglamentado por las resoluciones MADS 186 y UPME 563 de 2012.

Sin embargo, más allá de estos incentivos que representan una señal favorable y un aliciente para los usuarios y empresarios interesados en liderar los inicios de un lento proceso de transformación del sector, los requerimientos en materia de infraestructura a ser desarrollada en estaciones de recarga, sumados a la necesidad de contar con técnicos calificados, *stock* de repuestos y capacidades asociadas con los servicios de mantenimiento y reparación de estos vehículos, hacen necesario que para lograr una penetración representativa de esta tecnología se implementen nuevas iniciativas y programas, los cuales deberán ir surgiendo conforme la tendencia de los costos de los vehículos (especialmente de las baterías) muestren reducciones importantes y los índices de penetración incrementen notablemente en los países desarrollados que lideran esta transición, como es el caso de Estados Unidos, Noruega, China y Japón, entre otros.

5 En el año 2009 el MME expidió el Decreto 1135 a través del cual estableció la obligatoriedad a los importadores y comercializadores de vehículos de ofrecer vehículos Flex-Fuel en el país a partir del año 2012 hasta llegar a que el 100% de los vehículos comercializados a 2016 cumplieran con tal condición; decreto que posteriormente fue derogado por el Decreto 4892 de 2011 tras una "recomendación" de la Unión Europea que supeditaba la aprobación del tratado de libre comercio con Colombia a que el gobierno modificara tal obligación. Dado lo anterior, a 2014 Colombia no importa ni fabrica vehículos Flex-Fuel.
6 Conforme lo establece el Decreto 2909 de 2013 (MCIT). Disponible en: http://www.mincit.gov.co/ descargar.php?idFile=4264

Para tales efectos, en adición al apoyo que desde instituciones como el Ministerio de Transporte, el MADS y el MME se pueda brindar a iniciativas y programas para la incorporación de nuevas flotas de vehículos eléctricos, como ha sucedido en el caso de los pilotos impulsados y desarrollados en Bogotá por el Distrito Capital y por la empresa Transmilenio, esta estrategia plantea ante todo vigilar el desarrollo de la tecnología y costos de los vehículos eléctricos a nivel mundial y desde la UPME dar señales de lo que pueden ser cambios a futuro en la demanda de energéticos del sector transporte.

3. Sectores industrial, comercial, público y residencial

En el caso de los usos tanto de calor útil (vapor) como de calor directo, ampliamente utilizados en la industria, en los sectores comercial, público (ej.: hoteles, hospitales, restaurantes, etc.), y residencial, los energéticos más utilizados son combustibles como el carbón, el gas natural y combustibles líquidos derivados del petróleo como el fuel oil, el GLP, el kerosene, y el mismo diésel usado en el sector transporte.

3.1 Sustitución de combustibles tradicionales por energéticos derivados de la biomasa y otros residuos

Los anteriores energéticos pueden ser reemplazados por alternativas sustitutas como son las biomasas sólidas tipo pellets o briquetas, biomasas y residuos sólidos en su estado natural (dependiendo de los equipos utilizados), el biogás o biometano[7] derivado de residuos orgánicos, o por biocombustibles líquidos como los utilizados en el sector transporte. No obstante, los costos comparativos de estos energéticos frente a los combustibles convencionales, actualmente dificultan su competencia, teniendo en cuenta los costos asociados con el transporte, manejo y tratamiento requerido por algunas biomasas, y la necesidad de realizar adaptaciones tecnológicas que pueden requerir altas inversiones. Sin embargo, como se muestra en detalle en el Anexo 3, la sustitución de estos energéticos se estima puede resultar costo efectiva y conveniente en el caso particular de algunas industrias, que puedan consumir residuos obtenidos de sus mismos procesos o de industrias cercanas, asumiendo principalmente que los incentivos de la Ley 1715 puedan ser aplicados a las inversiones relacionadas (al menos a una porción de tales inversiones), y que este tipo de proyectos puedan acceder a esquemas de financiamiento con bajas tasas de interés (soportadas, al igual que se planea en el caso de la estrategia para fomento de la biomasa en el SIN, en los beneficios sociales, ambientales y energéticos a ser ofrecidos por proyectos productivos en áreas rurales).

Por su parte, otro factor que podría impulsar la penetración de estos energéticos alternativos estaría constituido por estándares ambientales más estrictos que desestimularan el consumo de combustibles fósiles, o crecientes restricciones en la emisión de gases contaminantes que eventualmente pudieran cobijar las emisiones de CO_2 (ejemplo de un impuesto al carbono como el que recientemente han implementado países latinoamericanos como México y Chile), caso que es hipotéticamente planteado bajo los análisis presentados en el Anexo 3.

Paralelamente, como alternativa a esta posible sustitución de combustibles fósiles con FNCER, se suman otros combustibles alternativos que a pesar de no tener un origen renovable representan recursos que no pudiendo ser reutilizados o reciclados completamente, pueden ser valorados y aprovechados energéticamente. Tal es el caso de insumos usados como llantas y neumáticos, aceites y residuos industriales, en cuyo caso, tecnologías y procesos ya implementados en otros países, como son la pirólisis y la gasificación,[8] pueden ser utilizadas. A través de estas tecnologías, se logra la transformación de tales residuos

7 Biogás al que le es removido el contenido de CO_2 y H_2S para pasar de concentraciones típicas de metano del orden de 50-75% a concentraciones superiores al 96%.

8 Procesos termoquímicos que difieren de la combustión en la cantidad de oxígeno alimentado a la reacción; mientras que en la pirólisis la reacción se lleva a cabo con la aplicación de calor en la ausencia de oxígeno, la gasificación se lleva a cabo con un nivel de oxígeno intermedio, inferior al nivel utilizado en la combustión estequiométrica

en combustibles líquidos, sólidos y gaseosos con buenas propiedades de combustión, que evitan la producción de gases contaminantes en los niveles que se producirían en caso de someterse el residuo a una combustión directa, facilitando adicionalmente su manejo como energéticos convencionales. Por tanto, teniendo en cuenta el potencial adicional que estos residuos representan energéticamente,[9] sumado al problema de manejo que su aprovechamiento ayuda a solucionar, bajo esta estrategia se considera relevante considerar tales residuos como una FNCE a ser promovida igualmente a través de la aplicación de los incentivos provistos por la Ley 1715.

3.2 Promoción de la energía solar térmica para el calentamiento de agua

Por otra parte, una alternativa diferente a la sustitución de combustibles fósiles convencionales por combustibles alternativos, corresponde a la posibilidad de utilizar una tecnología renovable libre de combustión, como lo es la solar térmica para así capturar la energía del sol en forma de calor y transferirla directamente a un fluido de trabajo que puede llegar a alcanzar temperaturas desde el orden de decenas de °C y menos de 100 °C (caso de los llamados colectores solares o sistemas solares para calentamiento de agua o aire), hasta temperaturas tan altas como 750 °C (sistemas de concentración solar térmica[10] utilizados principalmente para la producción de energía eléctrica de manera análoga a como lo hacen las plantas térmicas convencionales).[11]

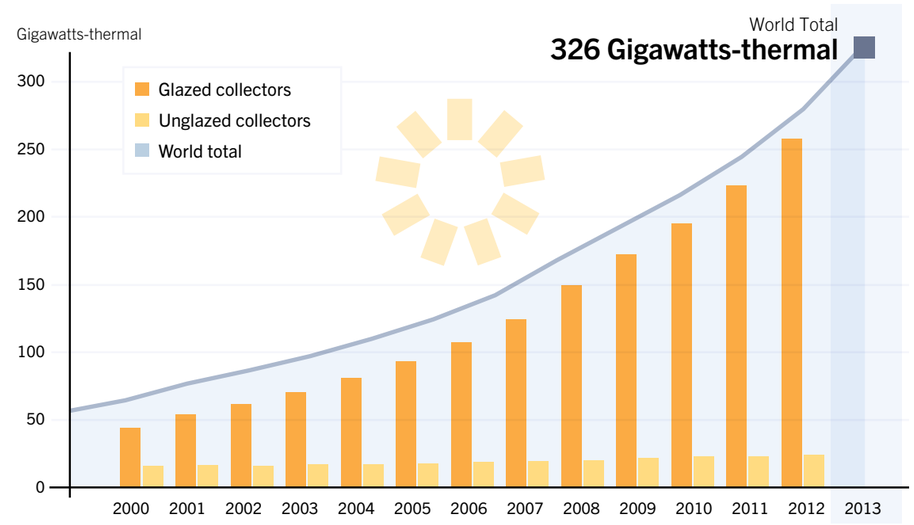


Figura A6.5. Tendencia mundial de crecimiento en la capacidad instalada de sistemas solar térmicos para el calentamiento de agua.
Fuente: REN21, 2014.

9 En el caso de llantas usadas, el Centro nacional de producción más limpia estimaba a 2011 una producción anual del orden de 61.000 toneladas, que con un poder calorífico medio del orden de 40 MJ/Kg arroja un potencial energético de 2.440 TJ/año.

10 En este caso se hace referencia a sistemas utilizados exclusivamente para usos finales térmicos, excluyendo el aprovechamiento térmico para la generación de energía eléctrica como se hace a través de la concentración solar de potencia o CSP (Concentrated solar power), tecnología que por sus costos y requerimientos de irradiación directa, por el momento no se considera costo-efectivo para el caso colombiano.

11 U otros ciclos termodinámicos diferentes al típico ciclo Rankine utilizado en plantas de generación termoeléctrica, como es el caso del ciclo de Stirling.

A nivel global, la mayor parte de la tecnología solar térmica instalada cumple la función de proveer servicios de calentamiento de agua o de espacios en los sectores residencial, comercial y público (UNEP, 2014). En los últimos 10 a 15 años, el desarrollo de estos sistemas ha sido representativo, pasando de tenerse alrededor de 50 GWth de capacidad instalada en el año 2000 a una capacidad instalada agregada a nivel mundial del orden de 326 GWth a finales del año 2013 (REN21, 2014). La figura A6.5 presenta dicho crecimiento diferenciando tecnologías como lo son la de colectores cubiertos (o "glazed" como se les llama en inglés, que representan la mayor parte de sistemas instalados) y descubiertos ("unglazed").[12]

Sin embargo, a diferencia de la biomasa que ya es ampliamente utilizada a nivel mundial como combustible en algunos sectores agroindustriales, el uso de sistemas solar térmicos de concentración para la prestación de servicios térmicos en procesos de escala industrial (alta temperatura) se encuentra apenas en etapas tempranas de desarrollo. En este sentido, se estima que al año 2012 existían en el mundo tan solo unos 200 sistemas instalados con tal propósito, los cuales sumaban aproximadamente 40 MWth (Cottret & Menichetti, 2012), siendo esta una capacidad relativamente baja tratándose de cifras globales.

Distinciones a ser tenidas en cuenta para los sistemas solar térmicos de baja temperatura las conforman los distintos tipos de colectores cubiertos disponibles en el mercado, los cuales pueden consistir en paneles planos (o de aletas) o sistemas de tubos al vacío, al tiempo que estos pueden ser configurados bajo sistemas de tipo termosifón (tipo común que es comercializado normalmente en Colombia) o sistemas de circulación forzada (de mayores costos y mayor rendimiento).[13]

En Colombia, hacia mediados de la década de los 80, cuando el gas natural no desempeñaba un papel importante en la canasta energética nacional, en ciudades como Medellín y Bogotá se desarrollaron algunos programas urbanísticos (principalmente en el Valle de Aburrá, Ciudad Tunal, Ciudad Salitre y Nueva Santa Fe) que incorporaron la instalación de sistemas solar térmicos para el calentamiento de agua (MRI-UNC-NUMARK, 2010). Se calcula que tras la instalación de unos 49.000 m^2 de colectores solares, hacia el año 1996 la masificación de estos sistemas cesó con la entrada del programa de uso masivo de gas natural, llegando sin embargo a que al año 2012, conforme ascendían los precios de este energético (figura 6), los sistemas de colectores solares volvieran a ser competitivos por lo menos en algunos casos particulares, como es el caso de instalaciones en hospitales y hoteles. De igual manera, se considera que este tipo de sistemas puede llegar a ser competitivo en casos en los que no se cuenta con acceso a redes de gas natural y en su lugar se utilizan la energía eléctrica o el GLP para el calentamiento de agua, como es el caso de la isla de San Andrés, donde se cuenta con un buen recurso solar y se utiliza GLP para el calentamiento de agua en establecimientos como hoteles, o el caso de áreas rurales donde no hay un servicio para el calentamiento de agua o en algunos casos de xonas energizadas se puede utilizar la energía eléctrica para tal propósito.

12 Los colectores cubiertos permiten alcanzar mayores temperaturas y son más eficientes que los colectores descubiertos, siendo estos últimos utilizados principalmente en aplicaciones en las que se busca leves incrementos de temperatura, a bajos costos, como es el caso de sistemas para calentamiento de piscinas recreativas.

13 Los sistemas de termosifón son los más sencillos y económicos y están compuestos por un colector o una serie de colectores y un tanque elevado (por encima del nivel del colector) al que el agua caliente fluye de manera natural por efectos gravimétricos (por la menor densidad del agua caliente). Entre tanto, los sistemas forzados cuentan con una bomba y un sistema de control que gobierna la circulación del fluido, con un tanque de almacenamiento ubicado en un lugar donde se reduzcan las pérdidas, que permite controlar la temperatura a la que se quiere calentar el agua a ser utilizada. Este último tipo de sistema se utiliza principalmente en países nórdicos, donde la baja temperatura ambiente hace que sea más efectivo el uso de este tipo de sistemas a pesar de sus mayores costos.

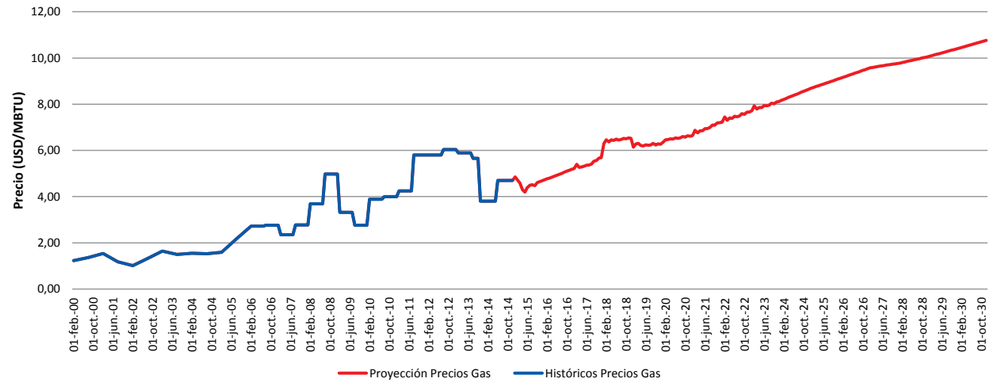


Figura A6.6. Precios históricos y proyectados del gas natural en Colombia (precio de referencia Guajira en boca de pozo).
Fuente: Ecopetrol y UPME.

Hoy en día, el gas natural constituye uno de los energéticos de mayor consumo en el sector residencial (21%, después de la electricidad y la leña - esta última en el ámbito rural), lo mismo que en los sectores comercial y público (25%, después de la electricidad), siendo este utilizado principalmente para el calentamiento de agua y la cocción de alimentos (UPME, 2012).

Entre tanto, la tendencia creciente de precios del gas, que se espera se mantenga a futuro conforme lo ilustra la proyección presentada en la figura A6.6, y la prevista dependencia en importaciones de tal combustible a partir del momento en que la demanda supere la oferta doméstica, lo cual se espera suceda aprox. en 2017 (figura A6.7), hacen que resulte conveniente considerar el desarrollo de alternativas como la tecnología solar térmica para desplazar el uso de tal combustible en un servicio puntual como lo es el calentamiento de agua.

Para efectos ilustrativos de costos se tiene que mientras que un usuario residencial en la ciudad de Bogotá en el año 2014 pagaba una tarifa del orden de 15,5 USD/MBTU (sin contribución) por el consumo de gas natural, un usuario en la isla de San Andrés pagaba entre 26 y 32 USD/MBTU por el consumo de GLP, mientras que un usuario que utilizase electricidad para el calentamiento de agua pagaría del orden de 51 USD/MBTU (sin contribución). Entre tanto, los costos resultantes de la inversión realizada en un sistema solar térmico típico, combinados con los ahorros obtenidos a partir de estos sistemas, pueden oscilar ampliamente en un rango por ejemplo entre 7,5 y 61,0 USD/MBTU.[14] La amplia variación en costos depende de variables específicas que incluyen la irradiación solar y la temperatura ambiente de la locación donde se instale el sistema, las curvas diaria y semanal de consumo de agua caliente por parte del usuario, y las características técnicas del sistema que suman tanto los parámetros de eficiencia y pérdidas del colector como tal y el almacenamiento, como la configuración del sistema (dependiendo de si se trata de un sistema termosifón o uno de circulación forzada).

14 Datos obtenidos de análisis realizados con base en 17 sistemas cotizados a nivel nacional, una irradiación promedio de 4,5 $kWh/m^2/d$, una temperatura ambiente de 20 °C y una temperatura de servicio de 50 °C, sumado al supuesto de que el sistema opera por 20 años, no requiere costos de mantenimiento y suple el 50% de la demanda del sistema (siendo el otro 50% suplido por un sistema de *backup*).

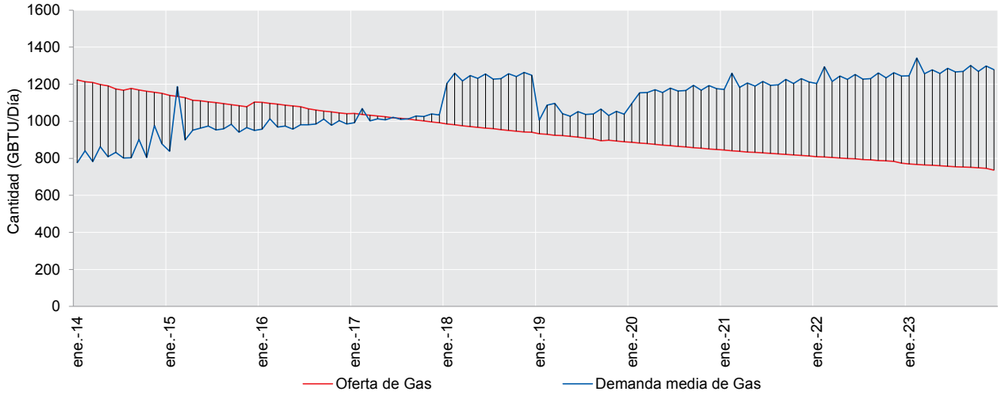


Figura A6.7. Balance entre demanda media y oferta base de gas natural. Punto de inflexión a partir del cual se requieren importaciones para atender la demanda del energético.
Fuente: UPME.

Teniendo en cuenta este rango de posibilidades, a fin de desarrollar programas que fomenten el uso progresivo de esta tecnología en casos para los que las circunstancias permitan obtener ahorros con relación al uso de otros energéticos, resulta necesario analizar casos particulares en los que la irradiación, demanda y energéticos alternativos, con una determinada configuración de sistema (ej.: sistemas termosifón con colectores de tubos al vacío o sistemas de circulación forzada con colectores planos, etc.) representen soluciones costo-efectivas a ser implementadas, para lo cual puede empezarse el ejercicio por instalaciones con altos costos de alternativos (gas natural, GLP o electricidad), altos consumos de agua caliente, disponibilidad de techos para la instalación de sistemas y buenos índices de irradiación solar directa.

Al mismo tiempo, para la adecuada determinación de los ahorros y costos a ser obtenidos de la implementación de estos sistemas, resulta fundamental contar con información debidamente validada de las especificaciones técnicas de los equipos comercializados nacionalmente, teniendo en cuenta que en esta materia es común encontrar equipos de fabricación tanto nacional como internacional (pero más nacional) que no disponen de información certificada sobre estas características.

3.2.1 Aplicación de incentivos a la inversión y exigencia en el cumplimiento de normas técnicas para sistemas de energía solar térmica

Con base en lo anterior, y teniendo en cuenta que como parte de esta estrategia se plantea que los incentivos a la inversión dispuestos por la Ley 1715 sean extensivos a este tipo de proyectos de generación térmica, se propone que su aplicación en estos casos se vea condicionada al cumplimiento de normas de calidad relevantes, de la misma manera que se propone para el caso de los componentes de sistemas solar FV. En este caso, Colombia ya cuenta con normas NTC (NTC 2774, 3322, 3507, 5291, 5434, 2960) que adoptan estándares internacionales ASTM sobre pruebas de materiales y componentes, instalación, desempeño, durabilidad y seguridad de este tipo de sistemas, las cuales pueden entonces ser exigidas como requisito de mandatario cumplimiento para acceder a estos incentivos. Sin embargo, a fin de determinar exactamente cuáles de estas normas o sus equivalentes internacionales deben ser las requeridas, se recomienda definir este tema en conjunto con un comité técnico que puede ser convocado por ICONTEC.

3.2.2 Evaluación de experiencia local previa en la implementación de sistemas de energía solar térmica

Por otra parte, previendo el momento en que sea considerado pertinente desde el MME impulsar campañas o programas para la implementación de este tipo de sistemas a fin de lograr ahorros principalmente en el uso de gas y fomentar el uso racional de la electricidad, se recomienda hacer una evaluación de lo que ha sido el comportamiento de los sistemas solar térmicos que fueron instalados en los años 80 y que han venido siendo instalados desde entonces, a fin de obtener información sobre la calidad de los productos utilizados, su vida útil, la percepción que los usuarios tienen de estos sistemas y su funcionamiento, inconvenientes presentados a lo largo de la vida útil de los proyectos, costos y otros que puedan servir como lecciones aprendidas para ser implementadas en aspectos de diseño, instalaciones, operación y mantenimiento de estos sistemas.

Dicha evaluación podría ser incorporada dentro de un estudio que determine qué fracción de la demanda de calor del país podría ser técnica y económicamente cubierta usando tecnologías de energía renovable, y que involucrase igualmente a la industria de energía térmica renovable que aunque pequeña y fragmentada, ya existe en el país, a fin de considerar conjuntamente cómo esta pudiese desarrollarse a futuro para ofrecer mayores soluciones a la sustitución de combustibles fósiles a partir de FNCER.

3.2.3 Utilización de *benchmarks* internacionales para el desarrollo de programas de promoción de sistemas de energía solar térmica

A fin de estructurar las posibles campañas o programas que el MME pueda llegar a considerar para fomentar este tipo de sistemas, se recomienda utilizar la guía metodológica para la evaluación de políticas de promoción de energía solar para el calentamiento de agua, desarrollada recientemente por el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (UNEP, 2014), la cual identifica aspectos clave a ser tenidos en cuenta en términos de política, financiación, esquemas de negocio y calidad que resultan relevantes en la conformación de un mercado. Para esto, también resulta recomendable tomar como referencia el ejemplo de otros países latinoamericanos como Chile y México los cuales han desarrollado recientemente programas de calentamiento de agua a partir de energía solar.

Cuadro de texto anexo 1 Energía geotérmica para climatización de espacios

Una última alternativa para el desplazamiento en el consumo de combustible fósiles en los sectores residencial, comercial y público especialmente, y principalmente en lo que se refiere al acondicionamiento térmico de espacios, lo representa el uso de la energía geotérmica directa en el contexto de bajas temperaturas a bajas profundidades (varios metros por debajo del nivel del suelo). Aunque se trata de una práctica implementada principalmente en países nórdicos o países con estaciones, en los que los climas extremos demandan altas cantidades de energía para los usos de calefacción y aire acondicionado, se trata de soluciones que en algunos casos son usadas en construcciones en Colombia, aun cuando no sea una práctica común. El aprovechamiento de esta fuente geotérmica se basa en realizar perforaciones o excavaciones, preferiblemente al momento de la construcción de las edificaciones y extender entramados de tubería a una profundidad de un par de metros por debajo del nivel del suelo, a través de la cual se hará circular generalmente agua para permitir un intercambio de calor entre el medio a ser enfriado o calentado (ej.: un espacio cerrado, como puede

ser una casa u oficina) y el subsuelo que mantiene una temperatura estable a lo largo del tiempo. La ventaja del subsuelo radica en que dicha temperatura puede ser inferior a las altas temperaturas de climas cálidos o las temperaturas ambiente durante el día, y superior a las bajas temperaturas de climas fríos o las bajas temperatura en las noches. Para lograr este intercambio, se utilizan lo que se conoce como bombas de frío o bombas de calor, que procuran la circulación del agua entre los dos medios. Sin embargo, dados los altos costos asociados con el despliegue de este tipo de sistemas (ej.: excavación, tuberías, bomba y sistema de control), por el momento esta tecnología no es considerada como una a ser ampliamente aprovechada en Colombia, teniendo en cuenta también que aquí el acondicionamiento de espacios no juega un papel de tan alta relevancia. Sin embargo, para el caso de ciudades cálidas y ciertos pisos térmicos, donde el uso de aires acondicionados representa un alto consumo de electricidad, la vigilancia tecnológica de este tipo de sistemas resulta importante, lo mismo que la innovación arquitectónica y en materia de construcción que pueda hacer uso de estos principios y sistemas para reducir el consumo de energía.

4. Visualización de la estrategia en el tiempo

En cuanto a tiempos para la implementación de esta estrategia para el desarrollo de las FNCER como alternativa tecnológica para usos energéticos no eléctricos, las principales etapas a ser desarrolladas comprenden:

- La revaluación de la política nacional de biocombustibles y su reorientación hacia la consolidación de sectores económica, social y ambientalmente sostenibles. Esto puede tomar por lo menos 5 años (estimado a 2020).
- Aplicación de incentivos y apoyo a usos térmicos con FNCER (a partir de la reglamentación de los incentivos fiscales de la Ley y el FENOGE, que se estima culmine en 2016 o 2017).
- Realización de un estudio que contemple la evaluación de experiencia local previa en la implementación de sistemas solar térmicos y estructure programas de fomento de energía solar térmica para calentamiento de agua. Este estudio podría tomar un tiempo de hasta 2 años de manera que la disponibilidad de sus resultados coincidiesen con el inicio de importaciones de gas (estimado para 2017 o 2018).

Bibliografía

3TIER (2014). Renewable energy information services: all renewables poster. Disponible en: http://www.3tier.com/static/ttcms/us/images/support/maps/3tier_all_renewables_poster.pdf

Agencia Andaluza de Energía (2011). La biomasa en Andalucía. Consejería de economía, innovación y ciencia. Disponible en: http://www.cne.es/cgi-bin/BRSCGI.exe?CMD=VEROBJ&MLKOB=74724749 4242

Alensys (2014). Entrevistas sostenidas con representantes de la firma Alensys y datos suministrados por ellos en visitas realizadas a dos de sus plantas en Alemania en julio de 2014.

Al-Gain Mujahid (2012). Role of Solar in K.A. CARE Renewable Procurement Program. Disponible en: http://www.saudisolarforum.org/wp-content/uploads/2012/03/Mujahid-AlGain-Role-of-Solar-in-K.A. CARE-Renewable-Procurement-Programme.pdf

América Economía (2014). Energía fotovoltaica crecerá 20 veces en México durante próximos cinco años. Disponible en: http://www.americaeconomia.com/negocios-industrias/energia-fotovoltaica-crecera-20-veces-en-mexico-durante-proximos-cinco-anos

ANEEL (2012). Resolución Normativa Nº 482 del 17 de abril 2012. Establece las condiciones generales de acceso microgeneración y distribuido a sistemas de minigeneración y distribución de energía, sistemas de compensación de potencia, y otras medidas. Agencia Nacional de Electricidad de Brasil. Disponible en: http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf

ANRE (2013). Overview of Policies on Geothermal Development in Japan. IRENA Geothermal in Andes Workshop. Lima.

Argüello A. (2010). Selling Power to the Utility Grid in Nicaragua. GRC Transactions, Vol. 34, 2010. Disponible en: http://pubs.geothermal-library.org/lib/grc/1028611.pdf

ArticSun (SF). Solar Potential in the Far North. Disponible en: http://www.arcticsun-llc.com/ resources/renewable-101/solar-energy/

Asocaña (2012). Retos de la cogeneración frente a la garantía de abastecimiento energético. Disponible en: http://www.energiamayorista.com.co/MEM_memorias_2012/dia2/ASOCANA_LuisFernandoLondono.pdf

—— (2014). Aspectos generales del sector azucarero colombiano 2013 - 2014. Presentación realizada el día 13 de mayo de 2014 por el doctor Luis Fernando Londoño Capurro en la ciudad de Bogotá. Disponible en: http://www.asocana.org/documentos/1352014-FF89F4A0-00FF00,000A000,878787,C3C3C3,0F0F0F,B4B4B4,FF00FF,FFFFFF,2D2D2D,B9B9B9,D2D2D2.pdf

Baratoff MC., Black I., Burgess B., Felt JE., Garratt M., Guenther C. (2007). Renewable power, policy, and the cost of capital: Improving capital market efficiency to support renewable power generation projects. Ann Arbor, MI: University of Michigan, Erb Institute for Global Sustainable Enterprise. Preparado para UNEP/BASE Sustainable Energy Finance Initiative.

Barnes J., Culley T., Haynes R., Passera L., Wiedman J., Jackson R. (2013). Freeing the grid 2013: Best practices in state net metering policies and interconnection procedures. Latham, NY y San Francisco, CA: Interstate Renewable Energy Council and the Vote Solar Initiative.

Battocletti L. (1999). Geothermal resources in Latin America and the Caribbean. BoB Lawrence & Associates, Inc. for Sandia National Laboratories.

BID (2014). Evaluación del cambio de combustible diésel por gas natural para generación de energía eléctrica en la isla de San Andrés, Colombia. Bogotá.

Bioenergynet (sf). Comparing gasification with other biomass thermal conversion alternatives. Disponible en: http://www.bioenergynet.com/articles/technology/innovation/1320-comparing-gasification-with-other-biomass-thermal-conversion-alternatives

Bird L., Sumner J. (2010). Green power marketing in the United States: A status report (2009 data) (NREL/TP-6A20-49403). Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.

Bird L., McLaren J., Heeter J., Linvill C., Shenot J., Sedano R., Migden-Ostrander J. (2013). Regulatory considerations associated with the expanded adoption of distributed solar (No. NREL/TP-6A20-60613). Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.

Bloomberg New Energy Finance (2013). Climatescope 2013: New Frontiers for Low-carbon Energy Investment in Latin America and the Caribbean. Washington, DC: Multilateral Investment Fund. Disponible en: http://www10.iadb.org/intal/intalcdi/PE/2013/13205en.pdf

Bronski P., Creyts J., Guccione L., Madrazo M., Mandel J., Rader B., et al (2014). The economics of grid defection: When and where distributed solar generation plus storage competes with traditional utility service. Boulder, CO: Rocky Mountain Institute.

Build a Gasifier (sf). Gasifier Kits. Gasifier reports. Disponible en: http://www.build-a-gasifier.com/gasifier-kits/

CAF (2012). La infraestructura en el desarrollo integral de América Latina. Energía eléctrica. Corporación Andina de Fomento. Disponible en: http://www10.iadb.org/intal/intalcdi/PE/2012/10969.pdf

Carbon Tax Center (actualizado enero 2015). Where carbon is taxed. Disponible en: http://www.carbontax. org/services/where-carbon-is-taxed/

Catastro (2012). Censo Inmobiliario 2012. Unidad Administrativa Especial de Catastro Distrital, Bogotá.

Cenicafé (2010). Los subproductos del café: fuente de energía renovable. Avances técnicos. Gerencia técnica, Programa de investigación científica. Federación Nacional de Cafeteros. Disponible en: http://www.cenicafe.org/es/publications/avt0393.pdf

Cenicaña (2012). Evaluación del impacto en la fábrica del incremento de los contenidos de materia extraña. Programa de procesos de fábrica. Presentación octubre de 2012.

—— (2014). Potencial del uso de la biomasa residual cañera. Programa fábrica. Presentación marzo de 2014.

Center for Research on Material and Energy-ITB (2000). 10.3 MW palm oil waste to energy power plant at Pangkalan Brandan Sumatra, Indonesia. Disponible en: http://www.siame.gov.co/siame/documentos/ documentacion/mdl/03_VF_Bibliografia/Biodiesel/indonesia.pdf

CIDET (2012). Alerta tecnológica. Normatividad sobre energía solar térmica y fotovoltaica. Unidad de inteligencia estratégica tecnológica. Medellín 9 de noviembre de 2012. Disponible en: http://www.cidet.org.co/sites/default/files/documentos/uiet/normatividad_sobre_energia_solar_termica_y_fotovoltaica.pdf

CND, Paraguay (2012). Código de redes. Normas técnicas, operativas y de calidad, para la conexión de la generación eléctrica eólica al sistema interconectado nacional (SIN). Centro Nacional de Despacho, Paraguay. Octubre de 2012. Disponible en: http://www.cnd.com.pa/documentos/codred_eolico.pdf

CNE (2005). VI foro regional e impacto estratégico de la energía geotérmica y otras energías renovables enCentroamérica y el Caribe. Comisión Nacional de Energía, Nicaragua. Disponible en: http://www.bio-nica.info/biblioteca/CNE2005-2.pdf en

CNPML (2012). Resource Assessment for Livestock and Agro-Industrial Wastes – Colombia. Centro Nacional de Producción más limpia. Disponible en: https://www.globalmethane.org/documents/ag_ colombia_res_assessment.pdf

Comisión Europea (2012). EU Transport in Figures. Disponible en: http://ec.europa.eu/transport/facts-fundings/statistics/doc/2012/pocketbook2012.pdf

Commission of the European Communities (2005). The support of electricity from renewable energy sources (COM (2005) 627 final). Brussels: Commission of the European Communities.

CorpoEma (2010). Volumen 1: Plan de desarrollo para las fuentes no convencionales de energía en Colombia (http://www.upme.gov.co/Sigic/DocumentosF/ Vol_1_Plan _Desarrollo.pdf). Volumen 2: Diagnóstico de las FNCE en Colombia (http://www.upme.gov.co/Sigic/DocumentosF/Vol_2_Diagnostico_FNCE.pdf). Volumen 3: Elementos de política, riesgos ante el cambio climático, complementariedad entre las FNCE y el SIN, y costos indicativos de las FNCE (http://www.upme.gov.co/Sigic/DocumentosF/Vol_3 _ Tecnologia_Costos_FNCE.pdf). En Formulación de un plan de desarrollo para las fuentes no convencionales de energía en Colombia (PDFNCE). Bogotá, Colombia, UPME.

Corredor Pablo (2014). Integración de fuentes no convencionales de energía renovable intermitentes (FNCER). Informe final. Noviembre de 2014.

Cottret N., Menichetti E. (2012). Technical study report on solar heat for industrial processes (SHIP): State of the art in the Mediterranean region. Nanterre, France: Observatoire Méditerranéen de l'Energie (OME).

Couture T., Gagnon Y. (2010). An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment. Energy Policy 38: 955-965.

Couture T., Cory K., Kreycik C., Williams E. (2010). A policymaker's guide to feed-in tariff policy design (NREL/TP-6A2-44849). Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.

COWI (2014). Impact Analysis for integration of Wind Power Generation in Colombia.

CREG (2008). Requisitos y condiciones técnicas para los procesos de producción combinada de energía eléctrica y térmica - Ley 1215 de 2008 - Cogeneración. Disponible en: http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/550dea2af73804620525785a007a70d1/$FILE/D-085-08%20COGENERACI%C3%93N.pdf

—— (2012). Esquema para garantizar la confiabilidad en el suministro de energía. Marzo de 2012. Disponible en: http://www.ariae.org/download/reuniones/XVI_Reunion_ARIAE_2012/Javier%20D%C3%ADaz.%20 Presentacion%20CXC,ARIAE%202012.pdf

DAEWON GSI (sf). Precio estimado de generar 1 kwh con cascarilla de arroz. Documento presentado por la firma DAEWON GSI al IPSE en el mes de octubre de 2014.

DANE (2005). Cuadros Censo 2005. Disponible en: http://www.dane.gov.co/index.php/poblacion-y-registros-vitales/censos/censo-2005

Dankers C., Liu P., Lawrence T. (2003). Environmental and social standards, certification and labelling for cash crops. Roma, Italia. Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura.

DECC (2014). https://www.gov.uk/government/publications/valuation-of-energy-use-and-greenhouse-gas-emissions-for-appraisal

DSIRE (2013). Database of State Incentives for Renewables and Efficiency. Net metering summary map. Disponible en: http://www.dsireusa.org/summarymaps/index.cfm?ee=0&RE=0

—— (2014). Database of State Incentives for Renewables and Efficiency. DSIRE: Rules, Regulations & Policies for Renewable Energy. Retrieved July 9, 2014. Disponible en: http://www.dsireusa.org/ summarytables/rrpre.cfm

DB Climate Change Advisors (2009). Paying for renewable energy: TLC at the right price - Achieving scale through efficient policy design. New York, NY: The Deutsche Bank Group.

—— (2011). The German Feed-in Tariff for PV: Managing Volume Success with Price Response. New York, NY: Deutsche Bank Group.

Department of Energy & Climate Change (2011). Planning our electric future: a white paper for secure, affordable and low-carbon electricity. Reino Unido. Julio de 2011. Disponible en: https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/48129/2176-emr-white-paper.pdf

—— (2013). Electricity market reform delivery plan. London, UK.

Ecofys (2014). State and trends of carbon pricing. Banco Mundial, división de Cambio Climático. Disponible en: http://www.ecofys.com/files/files/world-bank-ecofys-2014-state-trends-carbon-pricing.pdf

Ecomento (2014). What are the top countries for electric cars? Diciembre 26 de 2014. Disponible en: http://ecomento.com/2014/12/26/what-are-the-top-countries-for-electric-cars/

ECSIM (2013). Consultoría sobre la competitividad en la cadena de prestación del servicio de energía eléctrica. Resumen ejecutivo.

EEDAS (2014). Recuperado el 26 de 02 de 2014, de Empresa de Energía del Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina: http://www.eedas.com.co/index

EIA (2014a). FAQs; Renewable Energies. Disponible en: http://www.iea.org/aboutus/faqs/renewableenergy/. Energy Information Administration

—— (2014b). Table 1.1.A. Net Generation from Renewable Sources: Total (All Sectors), 2004-May 2014. Disponible en: http://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_ grapher.cfm?t=epmt_1_1_a

Elizondo G., et al (2014). Performance of Renewable Energy Auctions. Experience in Brazil, China and India. World Bank Group. Energy and Extractives Global Practice Group. Disponible en: http://www-wds.worldbank.org/external/default/WDSContentServer/WDSP/IB/2014/10/14/000158349_20141014104927/Rendered/PDF/WPS7062.pdf

Elizondo G., Barroso Luiz Augusto (2011). Design and Performance of Policy Instruments to Promote the Development of Renewable Energy: Emerging Experience in Selected Developing Countries. The World Bank, Washington, DC, Paper No. 22.

Energy and Environmental Analysis, Inc. (2008a). Technology Characterization: Gas Turbines. Disponible en: http://www.epa.gov/chp/documents/catalog_chptech_gas_turbines.pdf. Energy and Environmental Analysis, Inc. (2008b). Technology Characterization: Reciprocating Engines. Disponible en: http://www.epa.gov/chp/documents/catalog_chptech_reciprocating_engines.pdf

Energynet DK (2012). Technology Data for Energy Plants. Generation of Electricity and District Heating, Energy Storage and Energy Carrier Generation and Conversion. Disponible en: http://www.energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/Forskning/Technology_data_for_energy_plants.pdf

—— (2015). Financial highlights for the Energinet.dk Group. Key ratio from Energinet.dk Annual Report 2014. Disponible en: http://www.energinet.dk/en/om-os/oekonomi/sider/noegletal.aspx

EOI (SF). Regulación del mercado eléctrico en España y Energías Renovables. Escuela de negocios industrial. Disponible en: http://www.eoi.es/blogs/merme/regulacion-del-mercado-electrico-en-espana-y-energias-renovables/

EPA (2008). Combined Heat and Power Partnership. Catalog of CHP Technologies. U.S. Environmental Protection Agency.

—— (2012). Energy Star. United States Environmental Protection Agency. Washington, D.C.

Epp, B. (2014, June 3). Uruguay: New Solar Thermal Regulations. Retrieved July 7, 2014, from http://solarthermalworld.org/content/uruguay-new-solar-thermal-regulations

ESMAP (2012). Technical report 002/12. Geothermal Handbook: Planning and Financing Power Generation. Energy Sector Management Assistance Programme.

European Wind Energy Association (2005). Support Schemes for Renewable Energy.

Fedebiocombustibles (2014a). Inicio / Estadísticas / Información estadística sector biocombustibles: Biodiésel de palma de aceite / Palm Oil Biodiesel. Disponible en: http://www.fedebiocombustibles.com/v3/ estadistica-mostrar_info-titulo-Biodiesel.htm

—— (2014b). Inicio / Estadísticas / Información estadística sector biocombustibles: Etanol anhidro de caña / Sugarcane Ethanol. Disponible en: http://www.fedebiocombustibles.com/v3/estadistica-mostrar_info-titulo-Alcohol_Carburante_(Etanol).htm

Fedepalma(2013a). Presentación generación Fedepalma UPME, noviembre 7 de 2013.

—— (2013b). Seminario: “La agroindustria de la palma de aceite: un negocio sostenible e inclusivo” APE y Universidad de la Sabana. Gabriel Martínez Peláez. Director de Asuntos Institucionales - Fedepalma Bogotá, 5 de octubre de 2013.

Federal Ministry of Economic Affairs and Energy (2014). Development of renewable energy sources in Germany 2013. Working Group on Renewable Energy-Statistics (AGEE-Stat). Disponible en: http://www.hs-augsburg.de/~horschem/medium/baumaterial/material/Links/EEG_2013_Select.pdf

Fedesarrollo (2013a). Análisis costo beneficio de energías renovables no convencionales en Colombia. Documento preparado para WWF. Disponible en: http://www.fedesarrollo.org.co/wp-content/uploads/2011/08/WWF_Analisis-costo-beneficio-energias-renovables-no-convencionales-en-Colombia.pdf

—— (2013b). Análisis de la situación energética de Bogotá y Cundinamarca. Disponible en: http://www.fedesarrollo.org.co/wp-content/uploads/2011/08/An%C3%A1lisis-de-la-situaci%C3%B3n-energ %C3%A9tica-de-Bogot%C3%A1-y-Cundinamarca-Estudio-Fedesarrollo-EEB.pdf

—— (2013c). Políticas para el desarrollo de la agricultura en Colombia. Perfetti J, Balcázar A, Hernández A, Leibovich J. Disponible en: http://www.fedesarrollo.org.co/wp-content/uploads/2012/08/Pol%C3% ADticas-para-el-desarrollo-de-la-agricultura-en-Colombia-Libro-SAC_Web.pdf.

—— (2014). Prospectiva económica.

Feed in Tariffs UK (SF). The information site for the new guaranteed payments for renewable electricity in the UK. Disponible en: http://www.fitariffs.co.uk/eligible/levels/

FEMP (2012). Federal Energy Management Program. Developing Renewable Energy Projects larger than 10 MW at federal facilities. Disponible en: http://www1.eere.energy.gov/femp/pdfs/large-scalereguide.pdf

Fontoura C. (2011). Modeling electricity prices in Brazil: application in an elephant grass biomass power plant with switch option. Eag Business School, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Luiz E. Brandão, Leonardo Lima Gomes, Carlos Bastian-Pinto.

Ford A., Vogstad K., Flynn H. (2007). Simulating price patterns for tradable green certificates to promote electricity generation from wind. Energy Policy 35; 91-111.

Fox-Penner P. (2010). Smart power: Climate change, the smart grid, and the future of electric utilities. Washington, DC: Island Press.

Fraunhofer Institute (2014a). Electricity production from solar and wind in Germany in 2014. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems –ISE–. Diciembre de 2014. Disponible en: http://www.ise.fraunhofer.de/ en/downloads-englisch/pdf-files-englisch/data-nivc-/electricity-production-from-solar-and-wind-in-germany-2014.pdf

—— (2014b). Photovoltaics Report. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE Freiburg, 24 October 2014. Disponible en: http://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/ photovoltaics-report-in-englischer-sprache.pdf

Future Grid Forum (2013). Change and choice: The Future Grid Forum's analysis of Australia's potential electricity pathways to 2050. New South Wales, Australia: Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation (CSIRO).Galofer S.A. - Arrozur S.A. (2014). Cogeneración de energía eléctrica y vapor a partir de la quema de cáscara de arroz. Presentación en Tercer Simposio de Agroindustrias, Neiva - Huila, Colombia. Noviembre 6 de 2014.

Geothermal Development Association (2013). Geothermal Power. Disponible en: International Market Overview.

German Feed-in Tariffs 2014 (from 08). Disponible en: http://www.germanenergyblog.de/?page_id=16379

GIZ (2014). Geotermia, la mayor fuente renovable. Programa energías renovables y eficiencia energética en Centroamérica. Disponible en: http://www.energias4e.com/noticia.php?id=2302

Global CCS Institute (2014). The global status of CCS - 2014. Global Carbon Capture and Storage Institute. Disponible en: http://decarboni.se/sites/default/files/publications/180923/global-status-ccs-2014.pdf.

Gobernación SAI (2014). Recuperado el 25 de 02 de 2014, de Gobernación del Archipiélago. Disponible en: http://www.sanandres.gov.co/index

Godoy R. (2013). Marco regulatorio de la energía geotérmica en Chile. Geothermal Workshop in Andes. Lima.

GTZ-MME (2005). Análisis preparatorio para el suministro de energía sostenible en las islas colombianas de San Andrés y Providencia. Bogotá.

Guido-Sequeira H. (2010a). The Environmental Impact Evaluation for Geothermal Projects in Costa Rica. Proceedings World Geothermal Congress 2010. Retrieved from http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/0206.pdf?

—— (2010b). Geothermal Energy Exploration in Environmental Protected Areas in Costa Rica. Proceedings World Geothermal Congress 2010. Disponible en: http://www.geothermal-energy.org/pdf/ IGAstandard/WGC/2010/0205.pdf

Hacienda (2014). http://www.siel.gov.co/portals/0/generacion/2014/boletin-Enero%202014.pdf

Haraldsson Ingimar G. (2013). Geothermal activity in South America: Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador, and Peru. United Nations University Geothermal Training Programme. Disponible en: http://www.os.is/ gogn/unu-gtp-sc/UNU-GTP-SC-16-04.pdf

Herrera R., Montalvo F., Herrera, A. (2010). El Salvador Country Update. Proceedings.

Huertas L., Pinilla A. (2007). Predicción de rendimiento de parques eólicos como herramienta de evaluación. Bogotá: Empresas Públicas de Medellín, Universidad de los Andes.

IEA (2010). Technoclogy road map solar PV. Disponible en: http://www.iea.org/publications/ freepublications/publication/pv_roadmap.pdf

—— (2012a). Key World Energy Statistics 2012. International Energy Agency.

—— (2012b). World Energy Oultook 2012. International Energy Agency.

—— (2014a). EU and Industry Partners Launch €3.7 Billion Investments in the Renewable Bio-based Economy; 2014. Bioenergy Task 42. Disponible en: http://www.iea-bioenergy.task42-biorefineries.com/en/ ieabiorefinery. htm

—— (2014b). FAQs; Renewable Energies. Disponible en: http://www.iea.org/aboutus/faqs/renewableenergy/

—— (2014c). PVPS Report Snapshot of Global PV 1992-2013. Preliminary Trends Information from the IEA PVPS Programme. Disponible en: http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/PVPS_ report_-_A_Snapshot_of_Global_PV_-_1992-2013_-_final_3.pdf

—— (2015). Estadísticas para Colombia http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?&country=COLOMBIA&year=2012& product=Indicators

IFC (2014). http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/7e5eb4804fe24994b118ff23ff966f85/ifc-drilling-success-report-final.pdf?MOD=AJPERES

IGA (2013). Garantizar beneficios sostenidos procedentes de los proyectos geotérmicos para las comunidades locales. IRENA Geothermal in Andes Workshop. Lima.

IMCO (2012). Metodología para calcular ex ante externalidades asociadas a la generación de electricidad. México D.F.: Climate Works.

Indexmundi (2013). http://www.indexmundi.com/agriculture/?commodity=palm-oil&. Último acceso marzo 16 de 2014.

Infante Arturo (2014). Fundamentos para el desarrollo de una política nacional de bioenergía. Preparado para la UPME. Diciembre de 2014, revisado a marzo de 2015.

IPCC (2006). Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero Capitulo 2: Combustión Estacionaria. Disponible en: http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/ spanish/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf

—— (2011). IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. Chapter 4, Geothermal Energy, 2011. Disponible en: http://srren.ipcc-wg3.de/report/IPCC_SRREN_Ch04.pdf

—— (2013). Capítulo 8. Anthropogenic and Natural Radiative Forcing. En The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Disponible en: http://www.climatechange2013.org/images/report/WG1AR5_Chapter08_ FINAL.pdf

IPSE (2013). Energías renovables en las ZNI. Subdirección de Planificación Energética 14.02.2013. Disponible en: http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/archivosEventos/9988.pdf

—— (2014). Experiencias y retos en energías renovables para las ZNI de Colombia. Presentación en Evento Regional Andino en Energías Renovables organizado por el Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura IICA, mayo 27 de 2014.

IRENA (2011). MWG Solar & Wind, 2011 Opportunities for Economic Value Creation along the Solar and Wind Value Chain, Multilateral Working Group on Solar and Wind Energy Technologies, 2011.

—— (2012a). Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series Volume I: Power Sector. Issue 1/5. Biomass for Power Generation. Disponible en: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/ RE_Technologies_Cost_Analysis-Biomass.pdf

—— (2012b). Renewable Energy Cost Analysis: Solar Fotovoltaics. Disponible en: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE_Technologies_Cost_Analysis-SOLAR_PV.pdf

—— (2013). International Standardization in the Field of Renewable Energy. Abu Dhabi, United Arab Emirates.

—— (2014). The Socio-economic Benefits of Solar and Wind Energy. Disponible en: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Socioeconomic_benefits_solar_wind.pdf

IRENA-GWEC (2013). 30 years of policies for wind energy. United Kingdom (Including Scotland). Market Overview. Disponible en: https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_GWEC _WindReport_UK.pdf

ISAGEN (2010). Proyecto geotérmico macizo volcánico del Ruíz. Disponible en: https://www.isagen.com. co/comunicados/PROYECTO_GEOTERMIA_Cartilla_-_Abril_de_2010.pdf

—— (2012). Notas para la investigación y desarrollo de proyectos geotérmicos en Colombia. Disponible en: https://www.isagen.com.co/comunicados/Libro_geotermia_sep18.pdf

ISO (2014). Certification - ISO. International Organization for Standardization. Disponible en: http://www.iso.org/iso/home/standards/certification.htm

Jennejohn D., Hines B., Gawell K., Blodgett L. (2012). 2012 Geothermal: International Market Overview Report. GEA. Retrieved from http://www.geo-energy.org/pdf/reports/2012-GEA_International_Overview .pdf

KEMA-CENERGÍA (2012a). Plan de ciencia tecnología e innovación para el desarrollo de la energía sustentable en Colombia. Volumen 1: Resumen ejecutivo y presentación plan de acción. Preparado para la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME. Disponible en: http://www1.upme.gov.co/SGIC/sites/ default/files/Informe%20FinaL%20-VOLUMEN%201-Resumen%20Ejecutivo%20y%20%20 Presentacion%20Plan%20de%20Accion%20KEMA%202012.pdf

—— (2012b). Plan de ciencia tecnología e innovación para el desarrollo de la energía sustentable en Colombia. Volumen 2: Caracterización y actualización del estado de las temáticas a nivel nacional. Preparado para el Departamento Administrativo de Ciencia Tecnología e Innovación - COLCIENCIAS.

—— (2012c). Plan de ciencia tecnología e innovación para el desarrollo de la energía sustentable en Colombia. Volumen 3: Informe sobre la revisión de las temáticas a Nivel Internacional y Generación de los Mapas de Capacidades. Preparado para el Departamento Administrativo de Ciencia Tecnología e Innovación - COLCIENCIAS.

LaGeo (2014a) Medio ambiente. http://www.lageo.com.sv/?cat=10&title= Medio%20Ambiente&lang=es

MADR (2013). Anuario estadístico del sector agropecuario para el año 2012. Disponible en: http://www.agronet.gov.co/www/htm3b/popup2uniNuke_2011.asp?cod=843

Mainieri, A. (2006). Laws and Regulations on Geothermal Energy Utilization in Costa Rica. Disponible en: http://www.os.is/gogn/unu-gtp-sc/UNU-GTP-SC-02-18.pdf?

Malkin D., Centolella PA. (2013). Results-based regulation: A modern approach to modernize the grid. Atlanta, GA: GE - Digital Energy and the Analysis Group.

Martinot E. (2014). No rooftop left behind. Disponible en: http://www.martinot.info/ renewables2050/2014/ 358

Matek B. (2013). 2013 Geothermal Power: International Market Overview. The Geothermal Energy Association (GEA).

MEE (2014). Net-metering program for grid-tied renewable energy generation in Seychelles. Victoria, Seychelles: Seychelles Ministry of Environment and Energy.

Ministerio de Energía de Chile (2012). Ley 20571 del 20 de febrero de 2012. Regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales. Ministerio de Energía de Chile. Disponible en: http://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1038211

—— (2014). Texto mediante el cual, el Ministerio de Energía “aprueba reglamento de la Ley nº 20.571, que regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales”. En Diario Oficial de la República de Chile Núm. 40.952, Santiago, sábado 6 de septiembre de 2014. Cuerpo I-14 a I-20. Disponible en: http://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1066257

Moya P., Rodríguez E. (2010). The Contribution of Geothermal Exploitation at the Miravalles Geothermal Field toward the Reduction of Global Warming. Proceedings World Geothermal Congress 2010. Disponible en: http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/0222.pdf?

MRI-UNC-NUMARK (2010). Sustainable Energy and Biofuel Strategies for Colombia. CO-T1052, Preliminary Report. Mitsubishi Research Institute, Universidad nacional de Colombia, Numark Associates Inc. Preparado para el Banco Interamericano de Desarrollo - BID y el Ministerio de Minas y Energía de Colombia - MME. Disponible en: http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/ archivosEventos/6776.pdf

—— (2012a). Estrategias de energía sostenible y biocombustibles para Colombia. CO-T1052, Energía sostenible y renovable, Informe final. Mitsubishi Research Institute, Universidad nacional de Colombia, Numark Associates Inc. Preparado para el Banco Interamericano de Desarrollo - BID y el Ministerio de Minas y Energía de Colombia – MME.

—— (2012b). Plan de Negocios para el Mejoramiento de la Competitividad del Sector de Biocombustibles de Colombia. Informe Final. ATN/OC-10796-CO y ATN/KK- 10795-CO. Mitsubishi Research Institute, Universidad nacional de Colombia, Numark Associates Inc. Preparado para el Banco Interamericano de Desarrollo - BID y el Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación - COLCIENCIAS.

NASA (2014). Base de datos EosWeb. Rrenewable energy resource web site of global meteorology and surface solar energy Disponible en: https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/

National Park Service - U.S. Department of the Interior (2003). Geothermal Energy Development Regulatory Overview. NPS Western Energy Summit January 21-23, 2003. Retrieved from http://www2.nature.nps.gov/geology/adjacent_minerals/EnergySummit/Geothermal/geothermal%20regs.pdf

Nestlé (SF). Programa CISCO del Café. Información disponible en: http://corporativa.nestle.com.co/csv/aguaysostenibilidadambiental/programa-cisco-del-caf%C3%A9

New York State Department of Public Service (2014). Reforming the energy vision: Staff report and proposal (Case 14-M-0101). Albany, NY.

New York State Energy Research and Development Authority (2014). NY-Sun Solar PV Incentive Program - NYSERDA. Disponible en: http://www.nyserda.ny.gov/Energy-Efficiency-and-Renewable-Programs/ Renewables/Solar-Technologies/Solar-PV-Incentive-Program.aspx

Newcomb J., Lacy V., Hansen L. (2013). New business models for the distribution edge: The transition from value chain to value constellation. Boulder, CO: Rocky Mountain Institute, Electricity Innovation Lab (e-Lab).

NREL (2008). Photovoltaic Solar Resource of the United States. National Renewable Energy laboratory, para el Department of Energy US. Disponible en: http://www.nrel.gov/gis/images/map_pv_national_lo-res.jpg

——— (2009). Policy Overview and Options for Maximizing the Role of Policy in Geothermal Electricity Development. Retrieved from http://www1.eere.energy.gov/ geothermal/ pdfs/policy_overview.pdf

——— (2013a). Life Cycle Assessment Harmonization Results and Findings. Energy Analysis. Disponible en: http://www.nrel.gov/analysis/sustain_lca_results.html

——— (2013b). Status and Trends in the U.S. Voluntary Green Power Market (2012 data) J. Meeter & T. Nicolas http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60210.pdf

——— (2014a). Dynamic Maps, GIS Data, & Analysis tools. Geothermal Maps. Disponible en: http://www.nrel.gov/gis/geothermal.html

——— (2014b). Wind Power Classification. Disponible en: http://www.nrel.gov/gis/docs/wind_legend.jpg

OECD-FAO (2014). Agricultural Outlook 2014-023 Database. Disponible en: http://stats.oecd.org/Index. aspx?datasetcode=HIGH_AGLINK_2014&lang=en

OLADE (2013). Geothermal energy in Andean countries. Dr. Eng. Gabriel Salazar Y. Director of Studies and Projects, Lima, Perú. Disponible en: http://www.irena.org/DocumentDownloads/events/2013/November /OLADE/1_Salazar.pdf

ONUDI (2006). Renewable Energy in Industrial Applications an Assessment of the 2050 potential.

OpenEI (2014). Disponible en http://en.openei.org/apps/TCDB/

Orkustofnun (2013). Legal FrameWork for Geothermal Iceland. Geothermal in Andes Workshop. Lima.

Ormad A. (2012). Luz verde al primer proyecto geotérmico en Honduras. Piensa en geotermia. Disponible en: http://piensageotermia.com/archives/11377

Parkinson G. (2014). Morgan Stanley: Tipping point nears for going off grid. RenewEconomy.

Pérez Bedoya Edigson, Osorio Jaime A. (2002). Energía, pobreza y deterioro ecológico en Colombia: Introducción a las energías alternativas. Todográficas: Medellín, Colombia.

Perfetti J., Balcázar A., Hernández A., Leibovich J. (2013). Políticas para el desarrollo de la agricultura en Colombia. Fedesarrollo.

Piensa en geotermia (2012). Estado de las concesiones geotérmicas en Chile. Disponible en: http://piensageotermia.com/archives/12000

Portal OLX Colombia (sf). Módulos de consulta para precios de gallinaza y cisco de café. Disponibles en: http://www.olx.com.co/q/gallinaza/c-868 y http://www.olx.com.co/q/cascarilla/c-868

Preiser A., Kissel J., Krenz P. (2014). Net Metering in Brasilien - Bilanz nach einem Jahr. Publicado en SOLARZEITALTER 1. Págs. a 57 a 60. Disponible en: https://energypedia.info/images/5/56/Net_ Metering_in_Brasilien_-_Bilanz_nach_einem_Jahr.pdf

Prías O. (2010). Programa de uso racional y eficiente de energía y fuentes no convencionales - PROURE. Informe final. Plan de acción 2010-2015. Preparado para el Ministerio de Minas y Energía. Disponible en: http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/UserFiles/File/ENERGIA/URE/Informe_Final_ Consultoria_Plan_de_accion_Proure.pdf

Rader N., Norgaard R. (1996). Efficiency and sustainability in restructured electric utility markets: The renewables portfolio standard. The Electricity Journal 9: 37-49.

Radov D., Brejnholt R., Ciupagea R., Fearnehough H. (2013). Options for a renewable energy supplier obligation in the Netherlands. London, UK: NERA Economic Consulting.

REN21 (2014). Renewables 2014 Global Status Report.

Renewables 2014. Global Status Report. Disponible en: http://www.ren21.net/ren21activities/global statusreport.aspx

Renner Michael, Sean Sweeney, Jill Kubit (2008). Green Jobs: Towards Decent Work in a Sustainable, Low-carbon World. Washington, DC: Worldwatch Institute. Prepared for the United Nations Environment Programme.

REVE (2014). Energías renovables: Energía solar fotovoltaica despega en México. Revista eólica y del vehículo eléctrico. Disponible en: http://www.evwind.com/2014/11/22/mexico-producira-mas-energia-solar-fotovoltaica/

——— (2015). Chile tiene 14 GW de energías renovables, eólica, termosolar, geotérmica y energía solar fotovoltaica, en desarrollo. Revista eólica y del vehículo eléctrico. Febrero de 2015. Disponible en: http://www.evwind.com/2015/02/01/energias-renovables-despegan-en-chile-en-2014-crecen-eolica-termosolar-y-energia-solar-fotovoltaica/

Rickerson Wilson, Jayson Uppal, John Glassmire, Peter Lilienthal, Ed Sanders, Chris Colson, and others (2012). Renewable Energies for Remote Areas and Islands (REMOTE) (Paris, France: International Energy Agency Renewable Energy Technology Deployment. IEA-RETD: http://iea-retd.org/wp-content/uploads/ 2012/06/IEA-RETD-REMOTE.pdf

Rickerson W., Couture T., Barbose G., Jacobs D., Parkinson G., Chessin E., Belden, A. (2014). Residential prosumers: Drivers and policy options (RE-PROSUMERS). París, Francia. Agencia Internacional de Energía, Implementación de Tecnologías en Energías Renovables (IEA-RETD). Disponible en: http://iea-retd.org/wp-content/uploads/2014/06/RE-PROSUMERS_IEA-RETD_2014.pdf

Rodríguez, H. (2008). Desarrollo de la energía solar en Colombia y sus perspectivas. Revista de ingeniería. Universidad de los Andes. Bogotá, Colombia. rev.ing. ISSN. 0121-4993. Noviembre de 2008. Disponible en: http://www.scielo.org.co/pdf/ring/n28/n28a12.pdf

Rodríguez J. (2007). Geothermal Developments in Central America. Lectures on geothermal in Central America Reports 2007 Number 2 UN University. Disponible en: http://www.os.is/gogn/flytja/JHS-Skjol/UNU%20Visiting%20Lecturers/02Tono01.pdf

Rosenfeld Arthur H. (2013). White roofs cool the world efficiently. Publicado en The Journal of the International Energy Agency, visualising the “hidden” fuel of energy efficiency. Issue 4 - Spring 2013. Disponible en: http://www.iea.org/media/ieajournal/Issue4_WEB.pdf

Salazar R. (2014). Comunicación personal del 17 de junio de 2014. La Batalla Abogados, Costa Rica.

SEIA (2014). Solar Market Insight Report 2014 Q1. Solar Energy Industries Association. Disponible en: http://www.seia.org/research-resources/solar-market-insight-report-2014-q1

SENER (2013). Prospectiva del sector eléctrico 2013-2027. Secretaría de Energía de México. Disponible en: http://sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2013/Prospectiva_del_Sector_Electrico_2013-2027.pdf

Sherry P. (2013). UK contracts for difference: Risks and opportunities. London, UK: Baringa Partners.

Sidenal (2013). Entrevista sostenida con representantes de la firma Sidenal en el mes de septiembre de 2013 con relación a proyecto de pirólisis para el aprovechamiento energético de residuos no metálicos provenientes principalmente de la cauterización de vehículos.

Sierra Fabio E, Sierra Adriana, Guerrero Carlos A. (2011). Pequeñas y microcentrales hidroeléctricas: alternativa real de generación eléctrica. Informador técnico (Colombia) Edición 75, Enero - Diciembre 2011, pág. 73-85. Disponible en: http://www.senaastin.com/index.php/inf_tec/article/viewFile/31/25

Silva E. (2007). Potencial de cogeneración de energía eléctrica en la agroindustria colombiana de palma de aceite: tres estudios de caso. Vol. 28 No. Especial Tomo 2. Federal University of Itajubá, Palmas.

SINAC (2014). Áreas silvestres protegidas. Sistema Nacional de Áreas de Conservación. Disponible en: http://www.sinac.go.cr/AC/ASP/Paginas/default.aspx

Smithers (2013). Review of sugarcane trash recovery systems for energy cogeneration in South Africa.

Smithers (2013) y PNUD (2005). Biomass power generation, Sugar cane bagasse and trash. Disponible en: http://www.sucre-ethique.org/IMG/pdf/CTC_energy_-_biomass_1_.pdf

SOPESA S.A. E.S.P. (2012). Contrato de concesión con exclusividad para la prestación del servicio de energía eléctrica en el área geográfica de San Andrés, Providencia y Santa Catalina. Presentación Plan de Inversiones; marzo 2012.

SolarChoice (2013). Are solar panels worth the investment in Melbourne, Victoria? Australia. Disponible en: http://www.solarchoice.net.au/blog/are-solar-panels-worth-the-investment-in-melbourne-victoria/

Spadaro J. (1999). Impact and Damage Cost Assessment Methodology. En J. Spadaro, Quantifying the Damages of Airborne Pollution. París, Francia: École des Mines de Paris.

—— (2002). Airpacts impact methodology, Version 1.0, A tool for assessing the environmental impact and damage costs to human health, agricultural crops and manmade structures from exposure to routine atmospheric emissions. Vienna, Austria: IAEA.

Spokane Waste to Energy (2009). Eco incinerator WASTE TO ENERGY FACILITY, City of Spokane. Disponible en: http://spokanewastetoenergy.com/WastetoEnergy.htm

Stoutenborough JW., Beverlin M. (2008). Encouraging pollution-free energy: The diffusion of state net metering policies. Social Science Quarterly 89: 1230-1251.

Superintendencia de industria y comercio (2011). Agroindustria de la palma africana: diagnóstico de libre competencia.

The economist (2013). Why a strategy is not a plan. Noviembre 2 de 2013. Disponible en: http://www.economist.com/news/books-and-arts/21588834-strategies-too-often-fail-because-more-expected -them-they-can-deliver-why

The Telegraph (2014). Japan's first new geothermal power plant in 15 years to open next month. Disponible en http://www.telegraph.co.uk/finance/newsbysector/energy/oilandgas/10701440/Japans-first-new-geothermal-power-plant-in-15-years-to-open-next-month.html

Toke D. (2012). A proven solution: How to grow renewables with a fixed Feed-in Tariff. London, UK: Friends of the Earth.

UIS-UPME-IDEAM (2010). Atlas del potencial energético de la biomasa residual en Colombia. Disponible en: http://www.si3ea.gov.co/Home/Biomasa/tabid/76/language/en-US/Default.aspx

UKERC (2014). Low carbon jobs: The evidence for net job creation from policy support for energy efficiency and renewable energy. Disponible en: http://www.ukerc.ac.uk/publications/low-carbon-jobs-the-evidence-for-net-job-creation-from-policy-support-for-energy-efficiency-and-renewable-energy.html

UNEP (2014). Solar water heating techscope market readiness assessment. Preparado para UNEP, División de tecnología, Industria y Economía. Iniciativa global para calentamiento solar de agua. Disponible en: http://www.in.undp.org/content/dam/india/docs/EnE/solar-water-heating-techscope-market-readiness-assessment.pdf

University of Montana (2010). A Comparative Financial Analysis of fAST pyrolysis plants in Southwest Oregon. Colin Brink Sorenson. Scholar Works, Theses, Dissertations, Professional Papers. Disponible en: http://scholarworks.umt.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1272&context=etdUPME (2005). Atlas de radiación solar de Colombia. Disponible en: http://www.upme.gov.co/Docs/Atlas_Radiacion_Solar/1-Atlas_Radiacion_Solar.pdf

UPME (2012). Balances energéticos nacionales hasta el año 2012. Disponibles en: http://www.upme.gov.co/GeneradorConsultas/Consulta_Balance.aspx?IdModulo=3

—— (2013). Cadena del petróleo 2013. Disponible en: http://www1.upme.gov.co/sites/default/files/news/ 3086/files/cadena_del_petroleo_2013.pdf

—— (2014a). Histórico de producción de carbón anual. Sistema de información minero colombiano. Disponible en: http://www.upme.gov.co/generadorconsultas/Consulta_Series.aspx?idModulo=4&tipoSerie=121&grupo=368&Fechainicial=01/01/1940& Fechafinal=31/12/2014 y Reservas de carbón en Colombia a 2013 según el Servicio geológico colombiano.

—— (2014b). Principales indicadores de hidrocarburos, gas y biocombustibles. Sistema de información de petróleo y gas colombiano. Disponible en http://www.sipg.gov.co/sipg/Home/SectorHidrocarburos/ PrincipalesCifras/tabid/65/language/es-ES/Default.aspx.

—— (2014c). Proyecciones de precios de los energéticos para generación eléctrica enero 2014 – diciembre 2037. Disponible en: http://www.sipg.gov.co/sipg/documentos/precios_combustibles/Termicas_Marzo_ 2014. pdf

UPME (2015). Plan de Expansión de referencia. Generación - Transmisión 2014 - 2028.

UPME, CORPOEMA (2010). Determinación del consumo básico de subsistencia en SAI. Bogotá.

UPME, IDEAM (2005). Atlas de Radiación Solar de Colombia. Disponible en: http://www.upme.gov.co/Atlas_Radiacion.htm

UPME, IDEAM (2006). Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia. Disponible en: http://www.upme.gov.co/Atlas_Viento.htm

USDA (2007). An Analysis of Energy Production Costs from Anaerobic Digestion Systems on U.S. Livestock Production Facilities. Disponible en: http://www.agmrc.org/media/cms/manuredigesters_FC5C 31F0F7B78.pdf.

US DOE (2013). Wind Energy Cost, Performance and Pricing Trends: Past & Future. Ryan Wiser, Lawrence Berkeley National Laboratory. U.S. Department of Energy. Noviembre de 2013. Diponible en: http://www.cesa.org/ assets/Uploads/Wiser-2013-RPS-Summit-Presentation.pdf

—— (2014a). A History of Geothermal Energy in America. Office of Energy Efficiency & Renewable Energy Forrestal Building. Retrieved from http://energy.gov/eere/geothermal/history-geothermal-energy-america

—— (2014b). Integrated Biorefineries. Disponible en: http://www1.eere.energy.gov/bioenergy/pdfs/ ibr_portfolio_overview.pdf (último acceso 23/07/2014).

Vergara Walter, Alejandro Deeb, Natsuko Toba, Peter Cramton, Irene Leino (2010). Wind Energy in Colombia: A Framework for Market Entry. Washington, DC: World Bank. Disponible en: http://www.cramton.umd.edu/papers2010-2014/vergara-deep-toba-cramton-leino-wind-energy-in-colombia.pdf

Waikato (2013). Geothermal development in New Zeland. Geothermal in Andes Workshop. Lima.

Wan Y., & Green HJ. (1998). Current experience with net metering programs. Presented at the WINDPOWER' 98 Conference.

Wisconsin Biorefining Development Initiative (sf). Biorefining process Biomass Gasification. Disponible en: http://www.wisbiorefine.org/proc/biomassgas.pdf

Wiser R., Barbose G. (2008). Renewables portfolio standards in the United States: A status report with data through 2007 (LBNL-154E). Berkeley, CA: Lawrence Berkeley National Laboratory.

World Energy Council (2013). World Energy Resources 2013 Survey.

World Geothermal Congress 2010. Retrieved from http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/0141.pdf?

XM (2014a). Capacidad Efectiva por tipo de Generadores http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad

—— (2014b). Variables de la operación del SIN. Disponible en: http://informesanuales.xm.com.co/2013/ SitePages/operacion/1-2-Variables-de-la-operacion-del-SIN.aspx

ZERO. Energyon (2014). Normativa de Medición neta (net-metering, balance neto) en México. Disponible en: http://generaenergiasolarzeroenergyon.blogspot.com/2014/09/normativa-de-medicion-neta-net-metering.html

Siglas

AGC	Asignación de la reserva de generación
AGGE	Autogenerador de gran escala
AGPE	Autogenerador de pequeña escala
ANLA	Autoridad Nacional de Licencias Ambientales
AOM	Administración, operación y mantenimiento
APPs	Asociaciones público privadas
ASE	Áreas de servicio exclusivo
BANCOLDEX	Banco de Comercio Exterior
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BM	Banco Mundial
CAEMA	Centro Andino para la Economía en el Medio Ambiente
CAF	Corporación Andina de Fomento
CCEP	Colombian Clean Energy Program
CERs	Certificados de emisiones reducidas
CFD	Contratos por diferencias
CFE	Comisión Federal de Energía de México
CI	Conservación Internacional Colombia
CND	Centro Nacional de Despacho
COA	Combustibles de origen agrícola
COLCIENCIAS	Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación
CONPES	Consejo Nacional de Política Económica y Social
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
CxC	Cargo por confiabilidad
DEG	Corporación Alemana para la Inversión y el Desarrollo
DIAN	Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales
EBRD	Banco Europeo para la Reconstrucción y el Desarrollo
EEDAS	Empresa de Energía del Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina S.A. E.S.P
EIA	Estudio de impacto ambiental
EIB	Banco Europeo de Inversiones
EMR	Electricity Market Reform
ENFICC	Energía firme para el cargo por confiablidad
EPIA	Asociación Europea de la Industria Fotovoltaica
ESCOs	Energy Service Companies
ESMAP	Programa de Asistencia para la Gestión del Sector de Energía
ESP	Empresas de Servicio Público
FAER	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas
FAZNI	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas
FDN	Financiera de Desarrollo Nacional
FECF	Fondo Especial Cuota de Fomento
FENOGE	Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía
FIMA	Feria internacional del medio ambiente
FINDETER	Financiera de Desarrollo Territorial
FIT	Feed-In Tariff
FMAM	Fondo para el Medio Ambiente Mundial
FNCE	Fuentes no convencionales de energía
FNCER	Fuentes no convencionales de energía renovable
FOMIN	Fondo Multilateral de Inversiones
FSEC	Centro de Energía Solar de la Florida
GEERED	Global Energy Efficiency y Renewable Energy Fund
GEI	Gases de efecto invernadero
GIZ	Sociedad Alemana de Cooperación Internacional
GLP	Gas licuado de petróleo
HOMER	Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources
IAF	Fundación Interamericana
IEA	Agencia Internacional de Energía
IIC	Corporación Interamericana de Inversiones
IPEX	Financiamiento Internacional de Proyectos y Exportaciones
IPSE	Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas

ISE	Instituto Fraunhofer para Sistemas de Energía Solar
JICA	Agencia de Cooperación Internacional del Japón
KfW	Banco alemán Kreditanstalt für Wiederaufbau
LCOE	Levelized cost of energy - costo nivelado de energía
MADR	Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural
MADS	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible
MDL	Mecanismo de desarrollo limpio
MME	Ministerio de Minas y Energía
MHCT	Ministerio de Hacienda y Crédito Público
MICT	Ministerio de Comercio Industria y Turismo
NABCEP	Consejo norteamericano de profesionales certificados de energía
OCAD	Órganos Colegiados de Administración y Decisión
OEF	Obligación de energía firme
PAH	Pequeño aprovechamiento hidroeléctrico
PCH	Pequeña central hidroeléctrica
PERS	Plan de energización rural sostenible
PNBC	Política nacional de biocombustibles
PNUD	Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PROURE	Programa de uso racional y eficiente de energía y fuentes no convencionales
PURPA	Public Utility Regulatory Policies Act
PYMEs	Pequeñas y medianas empresas
RAC	Residuos agrícolas de cosecha
RECs	Renewable Energy Certificates
REE	Rendimiento eléctrico equivalente
RPS	Renewable Portfolio Standards
RSF	Regulación secundaria de frecuencia
SBC	System Benefit Charge
SCF	Financiamiento estructurado y corporativo
SDL	Sistema de distribución local
SECCI	Iniciativa de Energía Sostenible y Cambio Climático
SEIAPI	Asociación de Industrias en Energía Sostenible para las Islas del Pacífico
SGC	Servicio Geológico Colombiano
SGIC-FNCER	Sistema de gestión de información y conocimiento en fuentes no convencionales de energía renovable
SGR	Sistema General de Regalías
SIN	Sistema interconectado nacional
Solar FV	Solar fotovoltaica
SOPESA	Sociedad productora de energía de San Andrés y Providencia S.A. E.S.P
TDR	Términos de referencia
T&D	Transmisión y distribución
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
USAID	Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional
ZNI	Zonas no interconectadas