

**IMPLICACIONES DE LA INCORPORACIÓN DE LAS FUENTES NO CONVENCIONALES DE  
ENERGÍA EN LOS CONTRATOS DE CONCESIÓN DE ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO PARA LA  
PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA EN ZONAS NO INTERCONECTADAS  
(Maestría en Derecho Económico con Énfasis en Servicios Públicos)**

**IVÁN DARÍO GONZÁLEZ GUARÍN**

**Julio de 2020**

**UNIVERSIDAD EXTERNADO DE COLOMBIA  
FACULTAD DE DERECHO  
DEPARTAMENTO DE DERECHO ECONÓMICO  
Bogotá D.C., Colombia**

**UNIVERSIDAD EXTERNADO DE COLOMBIA**  
**FACULTAD DE DERECHO**  
**MAESTRÍA EN DERECHO ECONÓMICO**  
**CON ÉNFASIS EN SERVICIOS PÚBLICOS**

**Rector**

**Dr. Juan Carlos Henao Pérez**

**Secretaria General**

**Dra. Martha Hinestroza Rey**

**Decana de la Facultad**

**Dra. Adriana Zapata Giraldo**

**Director del Departamento de Derecho  
Económico (E)**

**José Manuel Álvarez Zárate**

**Directora de Tesis**

**Dra. Ángela María Amaya Arias**

## TABLA DE CONTENIDO

### INTRODUCCIÓN

1. Marco Normativo y conceptos fundamentales. ....	1
1.1. Concepto de Zonas no Interconectadas .....	1
1.2. Concepto de Área de Servicio Exclusivo (ASE) y de Contrato ASE.....	5
1.3. Concepto de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) y de Fuentes no Convencionales de Energía Renovables (FNCER) .....	9
1.4. Fundamentos para incorporar las FNCER en los Contratos ASE para la prestación del servicio en ZNI.....	12
1.4.1. Objetivos del Desarrollo Sostenible.....	13
1.4.2. Lucha contra el cambio climático .....	18
1.4.3. Sustitución de la generación con Diésel y expansión de cobertura en zonas aisladas .....	25
1.4.4. Energización de las zonas rurales en el posconflicto.....	33
1.5. Procedimiento para implementar los Contratos ASE para la prestación del servicio de energía en ZNI.....	35
1.5.1. Se diferencia del Estatuto General de Contratación .....	36
1.5.2. Intervención de la CREG.....	37
1.5.3. Entidad contratante, propósito y objeto específicos.....	39
1.5.4. Trámite .....	40
1.5.5. Licenciamiento Ambiental .....	42
1.5.6. Consulta con comunidades étnicas.....	45

2. Contratos ASE actuales, problemática frente a las Fuentes No Convencionales de Energía posibles soluciones y propuesta para nuevos Contratos ASE .....	48
2.1. Los Contratos ASE del Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina y de Amazonas .....	48
2.1.1. Régimen tarifario (Resoluciones CREG) .....	49
2.1.2. Alcance de la Concesión.....	50
2.1.3. Conformación geográfica del área de servicio exclusivo: .....	51
2.1.4. Asignación general de riesgos: .....	53
2.1.5. Asignación del riesgo de la demanda .....	54
2.1.6. Reversión.....	56
2.2. Descripción de la problemática.....	57
2.3. Las posibles soluciones.....	58
2.3.1. ¿La exclusividad otorgada en virtud de estos contratos de concesión con ASE es suficiente para que dentro de estas zonas no sea posible la venta de excedentes de energía? .....	60
2.3.2. ¿Qué sucedería en el evento que los usuarios que se ubican dentro del ASE se vuelvan de forma masiva autogeneradores, de tal manera que la demanda de energía se vea afectada significativamente y se afecte el equilibrio financiero del contrato concesionado? .....	62
2.4. Propuesta para la estructuración de nuevos Contratos ASE. ....	63
2.4.1. Contratos ASE en el marco del Plan Nacional de Electrificación Rural – PNER 2018-2035. .....	64
2.4.2. Exclusividad en cuanto a distribución y comercialización únicamente. ....	69
2.4.3. Venta de excedentes al Concesionario. ....	70

2.4.4. División del área de servicio exclusivo por localidades.....	72
2.4.5. Asignación del riesgo de la demanda al Concesionario.....	73
2.4.6. Reversión.....	74
<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>76</b>
<b>REFERENCIAS.....</b>	<b>78</b>

## GLOSARIO DE ACRÓNIMOS

ANLA	Autoridad Nacional de Licencias Ambientales
AOM	Administración Operación y Mantenimiento
ASE	Área de Servicio Exclusivo
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CAR	Corporación Autónoma Regional
CCU	Contrato de Condiciones Uniformes
CICC	Comisión Intersectorial de Cambio Climático
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
CONPES	Consejo Nacional de Política Económica y Social
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
Cu	Costo Unitario de Prestación del Servicio
DAA	Diagnóstico Ambiental de Alternativas
DNP	Departamento Nacional de Planeación
ESP	Empresa Prestadora de Servicios Públicos
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
FENOGE	Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía
FNCE	Fuentes No Convencionales de Energía
FNCER	Fuentes No Convencionales de Energía Renovables
GEI	Gases de Efecto Invernadero
IPSE	Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas No Interconectadas
IRENA	Agencia Internacional de Energías Renovables
kWp	Kilovatio de Pico
MADS	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible
MME	Ministerio de Minas y Energía
MW	Megavatios
OCAD	Órgano Colegiado de Administración y Decisión

ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
OIT	Organización Internacional del Trabajo
ONU	Organización de las Naciones Unidas
OR	Operador de Red
PCH	Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (también Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos)
PIEC	Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica
PIGCC	Plan Integral de Gestión del Cambio Climático
PNCC	Política Nacional de Cambio Climático
PNER	Plan Nacional de Electrificación Rural
RRI	Reforma Rural Integral
SAI	San Andrés Islas
SGR	Sistema General de Regalías
SIN	Sistema Interconectado Nacional
UPME	Unidad de Planeación Minero-Energética
URE	Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía
ZNI	Zonas no Interconectadas
ZOMAC	Zonas más Afectadas por el Conflicto

## INTRODUCCIÓN

El régimen aplicable a los servicios públicos domiciliarios siempre resulta ser una interesante fuente de estudio, ya sea desde el punto de vista técnico, financiero o jurídico. Esto se debe no sólo a la especialidad y complejidad que representan las normas que conforman este régimen, sino también a la importancia y trascendencia que representa una prestación adecuada del servicio en la satisfacción de las necesidades básicas de la población.

Atehortúa (2017) se refiere a esta especialidad del régimen de los servicios públicos, afirmando que se manifiesta de diferentes maneras, como son, la constitucionalidad de sus normas (artículos 365 a 370 de la Carta); su materialidad, pues de ella deriva su especial incidencia en la calidad de vida de las personas y en el desarrollo de la sociedad; el rango legal que tienen las disposiciones de la ley 142 de 1994, las cuales permiten distinguir este régimen del régimen jurídico de las funciones públicas y el tráfico ordinario de mercancías, y al contenido particular que tienen estas mismas normas; y a la connotación mixta de este régimen, pues se trata de la aplicación general del derecho privado para los actos de gestión de las empresas y la aplicación general de reglas de derecho público para las relaciones empresa usuario y la adopción de políticas de servicio universal.

Esta especialidad resulta aún más evidente cuando nos ahondamos en el estudio de la regulación propia de cada uno de los servicios domiciliarios, pues estos gozan de reglamentaciones estructurales que se diferencian diametralmente unas de las otras y establecen esquemas especiales para su prestación, los cuales obedecen tanto a sus características técnicas como a las particularidades que se presentan en cada uno de los mercados. Dentro de estos esquemas especiales para su prestación es donde encontramos los Contratos de Concesión de Áreas de Servicio Exclusivo o Contratos ASE, los cuales presentan unas características especiales que desarrollaremos a lo largo del presente trabajo.

Si bien estos Contratos ASE, conforme se encuentran establecidos en la Ley 142 de 1994, pueden ser establecidos para cualquier servicio público domiciliario, observamos que las reglas para su estructuración e implementación son propias dependiendo de cada servicio, pues varían en cuanto a las condiciones que las justifican, en cuanto a las entidades que participan en su adjudicación y en el alcance que puede tener cada una de las concesiones. Para el caso del servicio público de energía, veremos cómo este esquema de



prestación del servicio se encuentra en gran medida regulado, ya que a nivel normativo se han fijado unos procedimientos y competencias que permiten en cierta medida tener mayor claridad respecto a su implementación en las Zonas no Interconectadas (ZNI) del país.

Sin embargo, este desarrollo regulatorio no ha sido suficiente para que a través de estos contratos se dé cumplimiento a postulados como el de la sustitución de generación eléctrica de combustibles fósiles por sistemas alternativos de energía, el cual fue planteado desde la expedición de la Ley 143 de 1994 y ha sido renovado con la expedición de la ley 1715 de 2014. Como se observa de las experiencias obtenidas de los Contratos ASE existentes actualmente en el país, los cuales corresponden a las Áreas de Servicio Exclusivo del Archipiélago de San Andrés y la de Amazonas, no ha sido posible una implementación adecuada de sistemas alternativos como lo son las Fuentes No Convencionales de Energía – FNCER, ya que si bien los mismos incorporan en mayor o menor medida algunas obligaciones relacionadas con estas fuentes alternativas, en estos se da una preponderancia al uso de combustibles fósiles como fuente de generación de energía.

Al respecto Martínez (2014), en su estudio sobre el Contrato ASE del Archipiélago de San Andrés, resalta la preponderancia que estos contratos han dado al uso de combustible de origen fósil:

El reiterado uso de la figura Áreas de Servicio Exclusivo a través de contratos en los cuales se conceden la exclusividad en la prestación de todas las actividades del servicio de energía eléctrica, si bien ha sido una solución económicamente justificable para el contratista que debe realizar una inversión en infraestructura para la prestación del servicio de energía eléctrica y así aumentar la población que goza de este servicio público, no solo ha sido una forma de restringir la libre competencia en estas zonas, también ha sido una forma ambientalmente costosa de generación de energía con el uso de combustible de origen fósil lo cual hace que se aumente el índice de CO<sub>2</sub>, contrariando así disposiciones jurídicas como la ley 697 de 2001, el Protocolo de Kioto y la ley 1715 de 2014, como lo observamos en el archipiélago de San Andrés.

Así las cosas, se observa la carencia que estos contratos tienen en torno a la incorporación de las FNCER en las áreas concesionadas, y la necesidad de establecer una propuesta que permita superar esta carencia.

Desde el comienzo resulta importante aclarar que los Contratos ASE no son el único esquema los postulados que acabamos de mencionar, pues existen otros que en mayor o menor medida podrían servir a estos fines, tales como los Contratos de Concesión planteados en la Ley 143 de 1994; la prestación directa del servicio público de energía eléctrica por parte de los entes territoriales (Nación, Departamentos y

Municipios), de conformidad con las normas establecidas en el artículo 8 numeral 6, artículo 7 numerales 1 y 6 de la ley 142 de 1994; los contratos de aporte establecidos en el artículo 87.9 de la misma ley; o esquemas de incorporación más reciente como el de las Asociaciones Público Privadas – APP, establecidas en la Ley 1508 de 2012. Sin embargo, consideramos que ninguno de estos esquemas puede llegar a tener el alcance que puede llegar a tener un Contrato ASE, así como tampoco han alcanzado el mismo desarrollo regulatorio que este, incluso algunos requieren de la expedición de una regulación específica para que sea factible su implementación en el sector de energía eléctrica, como es el caso de las APP<sup>1</sup>.

Por lo tanto, el presente trabajo pretende sustentar que los Contratos ASE son una herramienta a través de la cual, no solo se puede contribuir en gran medida a fines de expansión del servicio de energía eléctrica, sino que también son el mecanismo adecuado para fomentar la lucha contra el cambio climático y propiciar la incorporación de las FNCER de la matriz energética nacional, logrando la sustitución de la generación con combustibles fósiles en las ZNI del país. Lo anterior cobra especial importancia en el marco del Plan Nacional de Electrificación Rural 2018 – 2031, el cual como veremos, se deriva del Acuerdo Final para la Terminación del Conflicto y la Construcción de una Paz Estable y Duradera firmado el día 24 de agosto de 2016 y propende, entre otras cosas, por la implementación de soluciones de generación eléctrica, aisladas centralizadas o individuales en zonas rurales afectadas por el conflicto armado, a través de esquemas empresariales como las Áreas de Servicio Exclusivo.

Para esto, en desarrollo de este trabajo, en primera medida se brindará claridad sobre los conceptos básicos necesarios para comprender esta materia, para luego identificar la normatividad y las políticas que permite sustentar las premisas anteriormente mencionadas y describir el procedimiento actualmente existente para el otorgamiento de Contratos ASE. En seguida, se estudiarán los aspectos más relevantes de los Contratos ASE actualmente existentes del Archipiélago de San Andrés y de Amazonas, para luego, a partir de estos aspectos y de la normatividad y las políticas identificadas, plantear algunas propuestas que

---

<sup>1</sup> Al respecto Gomez (2019) afirma lo siguiente: “Las APP como instrumento de la Administración pública, permiten implementar y consolidar las fuentes renovables FNCER en la matriz energética, especialmente para las zonas más pobres y vulnerables del país como son las Zonas No Interconectadas – ZNI, pues de esta manera se puede cumplir con el propósito de ampliar la cobertura y procurar la satisfacción de la demanda de energía en las mencionadas zonas. No obstante, se reitera que para su implementación -y en cumplimiento de un mandato legal- se requiere que el esquema de APP sea reglamentado para el sector del servicio público de energía con inversión en energías renovables FNCER y que expresamente se permita o de competencia a los departamentos y municipios para que puedan dar en concesión la actividad de generación de energía con FNCER” (p.53).

consideramos pueden impulsar estos contratos como esquema apropiado para lograr los fines arriba descritos.

## **1. Marco Normativo y conceptos fundamentales.**

La finalidad de este capítulo no es presentar un listado exhaustivo de la normatividad colombiana que resulta aplicable a las áreas de servicio exclusivo y a las fuentes no convencionales de energía. Sin embargo, con el propósito de alcanzar la mayor claridad sobre la materia, se intentará definir desde el punto de vista normativo los elementos esenciales que se requieren para fundamentar la premisa del presente trabajo, la cual es la incorporación de las fuentes no convencionales de energía renovables en las zonas no interconectadas del país, a través de los contratos de concesión de áreas de servicios exclusivo. Por lo tanto, la normatividad relevante será descrita a través de los siguientes temas:

- Concepto de Zona no Interconectada (ZNI)
- Concepto de Área de Servicio (ASE) y Contrato ASE
- Concepto de Fuentes No Convencionales de Energía FNCE y de Fuentes no Convencionales de Energía Renovables (FNCER).
- Fundamentos para incorporar las FNCER en los Contratos ASE para la prestación del servicio en ZNI.
- Procedimiento para implementar los Contratos ASE para la prestación del servicio de energía en ZNI.

A continuación, desarrollaremos cada uno de estos.

### **1.1. Concepto de Zonas no Interconectadas**

A nivel normativo, podemos encontrar tres (3) definiciones de Zona no Interconectada que resultan relevantes para el presente trabajo. Estas definiciones son:

- El artículo 11 de la Ley 143 de 1994 (Definiciones especiales) donde se define ZNI como el “área geográfica en donde no se presta el servicio público de electricidad a través del Sistema Interconectado Nacional”;
- Por su parte, artículo 1° de la Ley 855 de 2003, de forma similar define ZNI como “los municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectados al SIN”.

- En el mismo sentido, encontramos el artículo 2 de la Resolución CREG 076 del 25 de mayo de 2016, la cual replica la definición encontrada en la Ley 855 de 2003, ya que señala que “para todos los efectos relacionados con la prestación del servicio público de energía eléctrica se entiende por zonas no interconectadas a los municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectados al sistema interconectado nacional, SIN”.

De las definiciones aquí presentadas, se observa que la definición de ZNI se establece por contraposición a la del Sistema Interconectado Nacional (SIN)<sup>2</sup>, por lo que bien se puede afirmar que, para los fines regulatorios, ZNI es toda aquella área que no se encuentre interconectada con el SIN.

Ahora bien, respecto de estas zonas es importante señalar que, según información disponible en el Centro Nacional de Monitoreo, el cual es un área misional del Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas – IPSE<sup>3</sup> que realiza actividades fundamentales para el seguimiento a la prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI, estas son el 51% del territorio nacional, las conforman 18 departamentos, 5 capitales departamentales, 36 Cabeceras Municipales, 95 Municipios, 1.798 Localidades (Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas Para las Zonas No Interconectadas [IPSE], 2018).

El siguiente mapa esquematiza lo anteriormente mencionado. En blanco se encuentran las zonas del territorio nacional que hacen parte del Sistema Interconectado Nacional, y en verde las Zonas no Interconectadas.

---

<sup>2</sup> El mismo artículo 11 de Ley 143 de 1994, define Sistema interconectado nacional como el “sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: 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”.

<sup>3</sup> De conformidad con el CONPES 3108 de 2001, el IPSE es la entidad que “tiene como propósito incentivar la participación de las entidades regionales del sector privado en la ejecución y operación de los proyectos energéticos, apoyar técnica, administrativa y financieramente a las empresas establecidas; e identificar y promover proyectos de inversión en las ZNI” (Departamento Nacional de Planeación, 2001, p. 2). Actualmente, esta institución representa un papel importante en la prestación del servicio de energía en las ZNI, ya que tiene a su cargo la administración y operación de infraestructura eléctrica en aquellas zonas donde se ha dificultado establecer un esquema adecuado de prestación.



Figura 1. Contexto ZNI

Fuente: (IPSE, 2018)

Por su parte, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (2017), en su documento titulado *ZONAS NO INTERCONECTADAS – ZNI Diagnóstico de la prestación del servicio de energía eléctrica 2017*, señala que según información presentada por el IPSE (2018), las principales características de estas zonas son las siguientes:

- Nivel de necesidades básicas insatisfechas superior al 77%.
- Zonas de baja densidad poblacional.
- Bajo nivel de consumo promedio.
- Baja capacidad de pago por parte de los usuarios.
- Bajo nivel de recaudo de la cartera de las empresas.
- Altos costos de prestación de servicio de energía eléctrica.
- Altos niveles de pérdidas.
- Bajo nivel de micromedición (p. 6).

Atendiendo a las particularidades de cada una de estas zonas, en el documento Conpes 3108 (Departamento Nacional de Planeación, 2001), se estableció una clasificación de estas zonas por localidades, teniendo en cuenta sus patrones de consumo, demanda de energía, tamaño y ubicación geográfica. La siguiente tabla describe esta clasificación:

Tabla 1. *Clasificación de las ZNI en Colombia por las localidades*

<b>CLASIFICACIÓN DE LAS ZNI EN COLOMBIA POR LOCALIDADES</b>	
<b>LOCALIDAD</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
<b>TIPO 1</b>	Corresponden a centros poblados con más de 500 habitantes, que actualmente cuentan, en promedio, con 11 horas diarias de servicio. En estos centros existen algunos comercios y pequeñas industrias donde el uso de la energía es diferente al consumo residencial.
<b>TIPO 2</b>	A este grupo corresponden los centros poblados que tienen una población entre 200 y 500 habitantes, con servicio de energía durante 5 horas diarias en promedio. El consumo es netamente residencial, con un crecimiento prácticamente vegetativo.
<b>TIPO 3</b>	A este grupo pertenecen localidades, constituidas, por lo general, por asentamientos ubicados en áreas apartadas y de difícil acceso. El consumo es netamente residencial y cubre necesidades de iluminación y de comunicaciones. Se propone un servicio residencial de 6 horas, y de manera permanente únicamente para servicios comunitarios.

Fuente: elaboración propia con base en (Departamento Nacional de Planeación, 2001).

Ahora bien, el artículo 2.2.3.1.2 del Decreto 1073 de 2015 (Decreto Único Reglamentario del Sector de Minas y Energía), clasifica las ZNI en Zonas que son económicamente eficiente conectar al SIN (Zonas Interconectables) y Zonas que no son económicamente eficiente conectar al SIN (Zonas Aisladas). Lo anterior guarda relación el parágrafo 1º artículo 1º de la Ley 855 de 2003, el cual enuncia que “las áreas geográficas que puedan interconectarse a este sistema en condiciones ambientales, económicas y financieras viables y sostenibles, se excluirán de las Zonas No Interconectadas, cuando empiecen a recibir el Servicio de Energía Eléctrica del SIN”. Por lo tanto, puede afirmarse que, para la Ley 855 de 2003, las “zonas interconectables” son ZNI susceptibles de ser conectadas al SIN, atendiendo a un criterio de eficiencia económica y sostenibilidad en la conexión.

Frente a lo anterior consideramos que la potencial *interconectabilidad* de una *zona interconectable*, debe determinarse no solo en términos de viabilidad ambiental, económica y financiera como lo afirma la Ley 855 de 2003, sino que también debe comprender una viabilidad social, atendiendo las condiciones demográficas

de cada zona que se pretenda interconectar y las distintas instancias de consulta que deben agotarse de forma previa a la implementación de cualquier proyecto, incluyendo los proyectos energéticos. Sobre este tema profundizaremos más adelante, cuando nos refiramos al régimen jurídico – social para la construcción de los futuros contratos ASE.

## 1.2. Concepto de Área de Servicio Exclusivo (ASE) y de Contrato ASE

Las Áreas de Servicio Exclusivo (en adelante ASE) fueron incorporadas en la normatividad colombiana a través del artículo 40 de la Ley 142 de 1994, el cual dispone lo siguiente:

Artículo 40: Áreas de Servicio exclusivo. Por motivos de interés social y con el propósito de que la cobertura de los servicios públicos de acueducto y alcantarillado, saneamiento ambiental, distribución domiciliaria de gas combustible por red y distribución domiciliaria de energía eléctrica, se pueda extender a las personas de menores ingresos, la entidad o entidades territoriales componentes, podrán establecer mediante invitación pública, **áreas de servicio exclusivas, en las cuales podrá acordarse que ninguna otra empresa de servicios públicos pueda ofrecer los mismos servicios en la misma área durante un tiempo determinado.** Los contratos que se suscriban deberán en todo caso precisar el espacio geográfico en el cual se prestará el servicio, los niveles de calidad que debe asegurar el contratista y las obligaciones del mismo respecto del servicio. También podrán pactarse nuevos aportes públicos para extender el servicio. (Negrillas fuera del texto).

Se observa entonces que las ASE pueden entenderse como un esquema de prestación del servicio que corresponde a una excepción al principio de libre empresa para la prestación de los servicios públicos, consagrado en el artículo 10° de la Ley 142 de 1994<sup>4</sup>, la cual se justifica para favorecer la expansión del servicio público a las personas de menos ingresos. La definición legal nos indica que estas ASE se materializan a través de invitaciones públicas que tiene como resultado contratos, los cuales deben especificar el espacio geográfico en el cual se prestará el servicio, los niveles de calidad que debe asegurar el contratista y las obligaciones del mismo respecto del servicio. Estos contratos tienen la denominación de Contratos ASE.

Conforme a lo anterior, podemos afirmar que lo concesionado mediante este tipo de contratos es la exclusividad sobre un mercado específico y geográficamente determinado, a cambio de asegurar unos niveles de calidad, expandir la prestación el servicio y cumplir ciertas obligaciones que dependerán, en cada uno de los contratos, de las particularidades de cada espacio geográfico y del servicio público que se trate.

---

<sup>4</sup> Ley 142 de 1994, artículo 10: “Libertad de Empresa. Es derecho de todas las personas organizar y operar empresas que tengan por objeto la prestación de los servicios públicos, dentro de los límites de la Constitución y la ley”.



En consonancia con lo anterior, Bernal (2009), se refiere a las ASE como una excepción a los servicios de interés económico que se encuentran a cargo del Estado. El autor, primero expone la diferencia existente en el derecho europeo entre servicios esenciales y servicios de interés económico, siendo los primeros aquellos que por su extraordinaria relevancia deben ser garantizados por el Estado, como la seguridad y la justicia, y los segundos, aquellos sujetos a la libre competencia, sin excluir cierto grado de tratamiento desde el derecho público. Como ejemplo de estos segundos, se encuentran los servicios públicos domiciliarios en Colombia. Frente a lo anterior, Bernal (2009) menciona lo siguiente:

(...) debe recordarse, sin embargo, que no todo servicio público domiciliario puede recibir el trato de servicio de interés económico, pues no en todos los casos que estos operan se dan las condiciones de actividad económica y libertad de mercado. De hecho, hay eventos en los que el concepto de 'mercado' es, incluso, inexistente. Así cuando no se cumplan los requisitos de "empresa" y "actividad económica" no existirá servicio de interés económico. En estos casos, las condiciones fácticas se sujetarán al tratamiento propio de los servicios esenciales, es decir, a una intervención estatal especial. Este es el caso típico que se refleja en disposiciones como el artículo 40 de la ley 142 de 1994, que establece las áreas de servicio exclusivo. En esta disposición, el servicio público domiciliario que se prestará será un servicio esencial. (p 209)

(...)

Dadas las condiciones del caso concreto, cuando el área geográfica a la que hace referencia este artículo no permite la existencia de condiciones de libre mercado, no podrá hacerse referencia a la prestación de un servicio de interés económico; sino a uno esencial, razón por la cual la intervención estatal se encuentra legitimada. En el caso que nos sirve de ejemplo, la intervención estatal permitida se expresa en aspectos como la necesidad de hacer una invitación pública para la concurrencia de prestadores interesados, la concesión de una exclusividad para prestación del servicio público domiciliario en el área determinada, la posibilidad de acceder a aportes públicos y la sujeción a una regulación especial por parte de las Comisiones respectivas. (p 210)

Tenemos entonces que para Bernal (2009), las ASE son un área geográfica donde se justifica una intervención estatal especial, debido a que las condiciones de actividad económica y libertad de mercado no son suficientes para la prestación de un servicio público de interés económico.

Encontramos que la regulación sobre ASE goza de una especial particularidad, pues si bien se trata de una medida de intervención del Estado en la economía, no tiene como fin mitigar la existencia de monopolios naturales, favorecer la libre competencia y evitar abusos de posición dominante, como podría entenderse la mayor parte de la regulación de servicios públicos, sino que por el contrario, busca crear contractualmente

una exclusividad, a cambio de favorecer algunos fines estatales, como lo es el de expansión de cobertura. Frente a esta figura de intervención económica, la sección tercera del Consejo de Estado (2009), en Sentencia del 11 de noviembre de 2009, se ha referido de la siguiente manera:

La creación de esta figura, excepcional en el régimen de los servicios públicos domiciliarios, comporta evidentes limitaciones al derecho a la libre competencia, tanto para el usuario del servicio como para los operadores del mismo. Así, para los consumidores, implica una restricción al derecho consagrado en el artículo 9.2, y para los operadores, porque, en virtud de la celebración del contrato, pueden verse obligados a salir del área en la que vienen prestando el servicio, o bien porque no es posible ingresar a ella. No obstante lo anterior, resulta pertinente advertir que la limitación impuesta por la norma al derecho a la libre competencia de los operadores, en cierta forma se atenúa al instaurarse por el mismo artículo 40, el procedimiento de la licitación pública como mecanismo de escogencia del prestador exclusivo, orientado por los principios de la función administrativa y de los demás previstos en la ley 80 de 1993, lo cual favorece la pluralidad de concurrentes en favor de todos los interesados, procedimiento que asegura la igualdad y la libre competencia tal como ha sido admitido expresamente por varias normas que regulan la materia, expedidas con posterioridad a la Ley 142 de 1994. (Resaltado fuera del texto).

Vemos entonces que, para el Consejo de Estado (2009) la limitación al principio de la libre competencia que se presenta con los Contratos ASE, se ve compensada con el procedimiento de licitación que se adelanta para la adjudicación de los mismos, ya que se estaría dando una competencia “*por el mercado*”, y no una competencia “*en el mercado*” como habitualmente ocurre en los servicios públicos domiciliarios. A lo anterior podemos agregar que, si bien el anterior extracto jurisprudencial menciona los principios de la Ley 80 de 1993, para que dicha limitación a la libre competencia se encuentre plenamente justificada, en el respectivo proceso de selección se debe hacer especial énfasis en el principio de libre concurrencia de los proponentes, como postulado que se deriva de la imperativa selección objetiva.<sup>5</sup>

Para el caso del servicio público de energía eléctrica, encontramos que la Resolución CREG 76 del 25 de mayo de 2016, establece una definición de ASE, la cual tiene como eje los entes territoriales. En efecto, el artículo 2° de esta Resolución, define como Área de Servicio Exclusivo “el área geográfica

---

<sup>5</sup> Colombia Compra Eficiente (2015) define el principio de libre concurrencia como aquel que “Busca permitir el acceso al proceso licitatorio de todas las personas o sujetos de derecho interesados en contratar con el Estado, mediante la adecuada publicidad de los actos previos o del llamado a licitar. Este principio también implica el deber de abstención para la administración de imponer condiciones restrictivas que impidan el acceso al procedimiento de selección, por lo que resulta inadmisibles la inclusión en los pliegos de condiciones de cláusulas limitativas que no se encuentren autorizadas por la Constitución y la Ley, puesto que ellas impiden la más amplia oportunidad de concurrencia y atentan contra los intereses económicos de la entidad contratante, en razón a que no permiten la consecución de las ventajas económicas que la libre competencia del mercado puede aparejar en la celebración del contrato”. (num. 1.7)

correspondiente a los municipios, cabeceras municipales o centros poblados sobre la cual la autoridad contratante otorga exclusividad en la prestación del servicio mediante contratos”. Por lo tanto, para la CREG (2016) las ASE se definen a partir de la determinación unos municipios, cabeceras municipales o centros poblados donde se otorgará la exclusividad.

Por último, consideramos necesario hacer una distinción entre los Contrato ASE y los Contratos de Concesión a que hace referencia la Ley 143 de 1994, los cuales, si bien presentan algunas semejanzas entre sí, pueden ser fácilmente diferenciados teniendo en cuenta el propósito y estructura de cada uno de estos.

Los Contratos de Concesión de la Ley 143 de 1994, se encuentran regulados en el Capítulo XI de esta norma. Estos pueden ser conformados para:

(...) confiar en forma temporal la organización, prestación, mantenimiento y gestión de cualquiera de las actividades del servicio público de electricidad a una persona jurídica privada o pública o a una empresa mixta, la cual lo asume por su cuenta y riesgo, bajo la vigilancia y el control de la entidad concedente. (Art. 55)

Y sólo podrán ser celebrados en aquellos eventos en los cuales “como resultado de la libre iniciativa de los distintos agentes económicos, en un contexto de competencia, no exista ninguna entidad dispuesta a asumir, en igualdad de condiciones, la prestación de estas actividades” (Art. 56).

Teniendo en cuenta lo señalado en los artículos 55 a 65 de la Ley 143 de 1994, estos Contratos de Concesión se diferencian de los Contratos ASE en los siguientes aspectos:

- En los Contratos de Concesión pueden ser concedentes la Nación, los departamentos, los municipios o distritos. Según el artículo 57, la competencia para asignar estos contratos se asigna en la siguiente forma: “a la Nación, los relacionados con la generación, interconexión y redes de transmisión entre regiones; a los departamentos, lo concerniente a las redes regionales de transmisión; y al municipio, lo atinente a la distribución de electricidad”. Por su parte, para los Contratos ASE en las ZNI, como veremos más adelante, sólo puede ser concedente la Nación, a través del Ministerio de Minas y Energía, el cual puede conceder exclusividad para cualquiera de

las actividades (generación, distribución y comercialización) relacionadas con la prestación del servicio de energía.

- El artículo 62 de la Ley 143 de 1994 establece una duración específica para los Contratos de Concesión, la cual es de treinta (30) años, prorrogables por otros veinte (20) años previa solicitud del concesionario. Frente a los Contratos ASE, la normatividad no establece un término específico de duración, ya que esta se determina dependiendo el alcance que contractualmente se determine y las condiciones específicas de la zona sobre la cual es establece el ASE.
- En los Contratos de Concesión, el concesionario podrá ser sustituido en caso de que la prestación del servicio se haya suspendido o razonablemente se tema que se pueda suspender. Para el caso de los Contratos ASE, si bien dicha sustitución no se estableció normativamente, en caso de que la continuidad, calidad y regularidad del servicio se encuentren afectadas en el área concesionada, se podrá aplicar el régimen sancionatorio previsto contractualmente (multas) y llegado el caso, las cláusulas excepcionales de terminación unilateral y de caducidad, las cuales deben estar obligatoriamente incorporadas en estos contratos, como se verá más adelante.
- Los Contratos de Concesión pueden implementarse tanto en las ZNI como en el SIN. Para el caso del servicio público de energía eléctrica, los Contratos ASE sólo se han implementado en las ZNI, atendiendo los mandatos establecidos en el artículo 2.2.3.3.2.2.3.8. del Decreto 1073 de 2015 y el artículo 114 de la Ley 1450 de 2011.

Así las cosas, bien podemos afirmar que los Contratos ASE podrían entenderse como una especie o subdivisión de los Contratos de Concesión de la Ley 143 de 1994.

### **1.3. Concepto de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) y de Fuentes no Convencionales de Energía Renovables (FNCER)**

La primera definición de FNCE la encontramos en la Ley 697 de 2001, la cual tenía como propósito fomentar el uso racional y eficiente de energía y promover la utilización de energías alternativas. El numeral 9 del artículo tercero definió estas fuentes de generación como “aquellas fuentes de energía disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleadas o son utilizadas de manera marginal y no se comercializan ampliamente”. Si bien la ley 697 de 2001 no definió FNCER, estableció una definición de energía solar, de energía eólica y geotérmica, las cuales actualmente se entienden como fuentes no convencionales renovables.

Posteriormente, podemos mencionar la Ley 1665 de 2013 “por medio de la cual se aprueba el ‘Estatuto de la Agencia Internacional de Energías Renovables (Irena)”, donde no se hace una diferenciación entre FNCE y FNCER, sino que simplemente se define que se entiende por energías renovables. El artículo III de este estatuto nos brinda la siguiente definición:

En el presente Estatuto, por “energías renovables” se entenderán todas las formas de energía producidas a partir de fuentes renovables y de manera sostenible, lo que incluye, entre otras:

1. la bioenergía;
2. la energía geotérmica;
3. la energía hidráulica;
4. la energía marina, incluidas la energía obtenida de las mareas y de las olas y la energía térmica oceánica;
5. la energía solar; y
6. la energía eólica.

Posteriormente la Ley 1715 de 2014 por medio de la cual “se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional”<sup>6</sup> nos trae unas definiciones que son ampliamente usadas hoy en día. Esta norma definió FNCE y FNCER de la siguiente manera.

Define FNCE como:

(...) aquellos recursos de energía disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleados o son utilizados de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se consideran FNCE la energía nuclear o atómica y las FNCER. Otras fuentes podrán ser consideradas como FNCE según lo determine la UPME”. (Art. 5º, num. 16).

Igualmente, define FNCER como:

(...) aquellos recursos de energía renovable disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleados o son utilizados de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se consideran FNCER la biomasa, los pequeños aprovechamientos

---

<sup>6</sup> El numeral 21 del artículo 5 de la Ley 1715 de 2014, define Sistema Energético Nacional como el “Conjunto de fuentes energéticas, infraestructura, agentes productores, transportadores, distribuidores, comercializadores y consumidores que dan lugar a la explotación, transformación, transporte, distribución, comercialización y consumo de energía en sus diferentes formas, entendidas como energía eléctrica, combustibles líquidos, sólidos o gaseosos, u otra. Hacen parte del Sistema Energético Nacional, entre otros, el Sistema Interconectado Nacional, las Zonas No Interconectadas, las redes nacionales de transporte y distribución de hidrocarburos y gas natural, las refinerías, los yacimientos petroleros y las minas de carbón, por mencionar solo algunos de sus elementos”.

hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar y los mares. Otras fuentes podrán ser consideradas como FNCER según lo determine la UPME. (Art. 5°, num. 16).

En el mismo sentido, el mencionado artículo 5° nos presenta definiciones de cada una de las fuentes de generación mencionadas.

Como definición institucional podemos encontrar establecida por el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía – FENOGE (2020)<sup>7</sup>, el cual define estas fuentes de generación de energía de la siguiente manera:

Son un tipo de energía cuyo medio de obtención es alternativo al comúnmente empleado para producir energía eléctrica. Son fuentes que tienen un impacto ambiental muy bajo -en la mayoría de casos nulo- en la emisión de GEI como el CO<sub>2</sub>, por lo que son una apuesta definitiva para proteger el medio ambiente ante la problemática del cambio climático; en otras palabras, otorgan la posibilidad de contribuir a un desarrollo sostenible. También cumplen la cualidad de poder realizar con ellas pequeños proyectos, lo que se traduce en flexibilidad para adaptarse a todo tipo de industria. (Resaltado fuera del texto)

La anterior definición es traída a colación ya que incorpora un elemento de gran importancia que contribuyen a justificar la implementación de estas fuentes en el Sistema Energético Nacional, y por consiguiente en la ZNI del país. Este elemento es la disminución de gases de efecto invernadero – GEI y la protección del medio ambiente frente al cambio climático. Este elemento, entre otros, nos ayudará a aclarar por qué se deben incorporar las FNCER en la prestación del servicio de energía a través de Contratos ASE, y en general, en cualquier otro esquema de prestación del servicio de energía eléctrica.

Por último, es importante referirnos al concepto de *fuentes de energía alternativa virtualmente contaminantes* que es utilizado a lo largo de la normatividad ambiental (Ley 99 de 1993, Decreto 1076 de 2015) como sinónimo del concepto de FNCER. Si bien este concepto no se encuentra definido en las normas que se ocupan del licenciamiento ambiental en proyectos energéticos, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible – MADS (2018), en el documento técnico de soporte para la modificación del artículo 2.2.2.3.4.2 del Decreto 1076 de 2015 (exigibilidad del diagnóstico ambiental de alternativas), propuso la siguiente definición:

---

<sup>7</sup> Sobre la naturaleza y finalidad de este fondo volveremos más adelante en el presente trabajo.

**Proyecto de exploración y uso de fuentes de energía alternativa virtualmente contaminantes:** son aquellos proyectos que utilizan recursos de energía renovable, pero que en el país no se han implementado ampliamente. Se consideran como proyectos de exploración y uso de fuentes de energía alternativa virtualmente contaminantes los proyectos de energía solar, eólica, geotérmica, biomasa y mareomotriz. El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible podrá considerar otros proyectos de exploración y uso de fuentes de energía alternativa virtualmente contaminante cuando lo considere necesario. (Negrillas fuera del texto).

La definición propuesta para los proyectos de exploración y uso de fuentes de energía alternativa virtualmente contaminantes, solo difiere en cuanto a su alcance, a las Fuentes No Convencionales de Energía FNCER, definidas en la normatividad energética, porque no se considera la energía de los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos – PCH’s (...) teniendo en cuenta que en Colombia la participación de los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos menores a 10 W representa el 1.3 % de la capacidad instalada en el Sistema Energético Nacional y existe en el país desde finales del siglo XIX. (Subrayas fuera del texto).

La versión definitiva de la modificación al artículo 2.2.2.3.4.2 del Decreto 1076 de 2015 tuvo en cuenta la anterior definición, pero no la incorporó al texto del Decreto. Sin embargo, haremos referencia a este concepto cuando tratemos del tema de licenciamiento ambiental para los Contratos ASE que proponemos.

#### **1.4. Fundamentos para incorporar las FNCER en los Contratos ASE para la prestación del servicio en ZNI**

Habiendo establecido los términos principales sobre los cuales se desarrolla el presente trabajo, a continuación, se procederá a exponer algunos postulados que sirven para justificar la incorporación de las FNCER en las ZNI del país, a través de Contratos ASE. Si bien a nivel normativo y regulatorio son variados los fundamentos que se pueden encontrar para esta incorporación, hemos decidido centrarnos en cinco (5) de ellos, los cuales nos permiten hacer un recorrido a lo largo de las políticas públicas que se han emitido en la materia. Estos fundamentos son: los objetivos del desarrollo sostenible – ODS, la lucha contra el cambio climático, la sustitución de la generación con Diésel, la expansión de cobertura en zonas aisladas y energización de las zonas rurales en el posconflicto.

### 1.4.1. Objetivos del Desarrollo Sostenible

El 25 de diciembre de 2015 la Asamblea General de la ONU adoptó la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, la cual, según esta misma organización, es un plan de acción a favor de las personas, el planeta y la prosperidad, que también tiene la intención de fortalecer la paz universal y el acceso a la justicia. Según el preámbulo de la Resolución 70/1, mediante la cual la Asamblea General de la ONU aprueba dicha agenda, de esta se desprenden 17 objetivos de desarrollo sostenible - ODS y 169 metas, con los cuales se pretende retomar los Objetivos de Desarrollo del Milenio y conseguir lo que estos no lograron. Los Objetivos y las metas son de carácter integrado e indivisible y conjugan las tres dimensiones del desarrollo sostenible: económica, social y ambiental (Asamblea General de la ONU, 2015).

Frente a lo anterior, resulta importante traer a colación lo señalado por Amaya Navas y Amaya Arias (2017) frente a la finalidad que tienen estos ODS en el marco de los servicios públicos:

Los citados ODS buscan promover el desarrollo de las comunidades, de las ciudades y de los territorios, dentro de una propuesta en armonía con el medio ambiente y con la sociedad, y ofrecen alternativas verdes en un marco de desarrollo sostenible, reduciendo inequidades sociales (...) muchos de los objetivos y de las metas tienen que ver con los sistemas, la infraestructura y los esquemas de prestación de servicios públicos domiciliarios. (p.143)

Así las cosas, consideramos que si bien gran parte de la normatividad referente a los Contratos ASE es anterior a la adopción de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, y por consiguiente, a la adopción de los mencionados ODS, esto no impide que dichos contratos se constituyan como un instrumento que permita la consecución de dichos objetivos, ya que los Contratos ASE contribuyen a alcanzar una reducción de las inequidades sociales en las ZNI del país a través de la ampliación de la cobertura del servicio de energía, y contribuyen al desarrollo sostenible a través de la incorporación de las FNCER en la prestación del servicio en estas áreas.

De los 17 objetivos de desarrollo sostenible, y sus respectivas metas, en la siguiente tabla condensamos aquellos que representan especial relevancia para efectos del presente trabajo:



Tabla 2: *Objetivos de Desarrollo Sostenible Relevantes*

ODS	METAS RELEVANTES
<p><u>Objetivo 7:</u> Garantizar el acceso a una energía factible, segura, sostenible y moderna para todos.</p>	<p>7.1 De aquí a 2030, garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos;                      7.2 De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas; duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética;                      7.3 De aquí a 2030, duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética                      7.b Ampliar la infraestructura y mejorar la tecnología para prestar servicios energéticos modernos y sostenibles para todos en los países en desarrollo, en particular los países menos adelantados, los pequeños Estados insulares en desarrollo y los países en desarrollo sin litoral, en consonancia con sus respectivos programas de apoyo.</p>
<p><u>Objetivo 8:</u> Promover el crecimiento económico sostenido, inclusivo y sostenible, el empleo pleno y productivo y el trabajo decente para todos</p>	<p>8.4 Mejorar progresivamente, de aquí a 2030, la producción y el consumo eficientes de los recursos mundiales y procurar desvincular el crecimiento económico de la degradación del medio ambiente, conforme al Marco Decenal de Programas sobre Modalidades de Consumo y Producción Sostenibles, empezando por los países desarrollados</p>
<p><u>Objetivo 9:</u> Construir infraestructuras resilientes, promover industrialización inclusiva y sostenible, y fomentar la innovación.</p>	<p>9.1 Desarrollar infraestructuras fiables, sostenibles, resilientes y de calidad, incluidas infraestructuras regionales y transfronterizas, para apoyar el desarrollo económico y el bienestar humano, haciendo especial hincapié en el acceso asequible y equitativo para todos;                      9.4 De aquí a 2030, modernizar la infraestructura y reconvertir las industrias para que sean sostenibles, utilizando los recursos con mayor eficacia y promoviendo la adopción de tecnologías y procesos industriales limpios y ambientalmente racionales, y logrando que todos los países tomen medidas de acuerdo con sus capacidades respectivas</p>
<p><u>Objetivo 10:</u> Reducir la desigualdad en y entre los países</p>	<p>10.3 Garantizar la igualdad de oportunidades y reducir la desigualdad de resultados, incluso eliminando las leyes, políticas y prácticas discriminatorias y promoviendo legislaciones, políticas y medidas adecuadas a ese respecto</p>
<p><u>Objetivo 11:</u> Lograr que las ciudades y asentamientos humanos sean inclusivos, seguros, resilientes y sostenibles.</p>	<p>11.1 De aquí a 2030, asegurar el acceso de todas las personas a viviendas y servicios básicos adecuados, seguros y asequibles y mejorar los barrios marginales;                      11.3 De aquí a 2030, aumentar la urbanización inclusiva y sostenible y la capacidad para la planificación y la gestión participativas, integradas y sostenibles de los asentamientos humanos en todos los países;                      11.6 De aquí a 2030, reducir el impacto ambiental negativo per capita de las ciudades, incluso prestando especial atención a la calidad del aire y la gestión de los desechos municipales y de otro tipo;                      11.a Apoyar los vínculos económicos, sociales y ambientales positivos entre las zonas urbanas, periurbanas y rurales fortaleciendo la planificación del desarrollo nacional y regional;                      11. b De aquí a 2020, aumentar considerablemente el número de ciudades y asentamientos humanos que adoptan e implementan políticas y planes integrados para promover la inclusión, el uso eficiente de los recursos, la mitigación del cambio climático y la adaptación a él y la resiliencia ante los desastres, y desarrollar y poner en práctica, en consonancia con el Marco de</p>

	Sendai para la Reducción del Riesgo de Desastres 2015-2030, la gestión integral de los riesgos de desastre a todos los niveles.
<u>Objetivo 12:</u> Garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles.	12.2 De aquí a 2030, lograr la gestión sostenible y el uso eficiente de los recursos Naturales; 12.5 De aquí a 2030, reducir considerablemente la generación de desechos mediante actividades de prevención, reducción, reciclado y reutilización; 12.7 Promover prácticas de adquisición pública que sean sostenibles, de conformidad con las políticas y prioridades nacionales; 12.c Racionalizar los subsidios ineficientes a los combustibles fósiles que fomentan el consumo antieconómico eliminando las distorsiones del mercado, de acuerdo con las circunstancias nacionales, incluso mediante la reestructuración de los sistemas tributarios y la eliminación gradual de los subsidios perjudiciales, cuando existan, para reflejar su impacto ambiental, teniendo plenamente en cuenta las necesidades y condiciones específicas de los países en desarrollo y minimizando los posibles efectos adversos en su desarrollo, de manera que se proteja a los pobres y a las comunidades afectadas.
<u>Objetivo 13:</u> Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos	13.2 Incorporar medidas relativas al cambio climático en las políticas, estrategias y planes nacionales.
<u>Objetivo 16:</u> Promover sociedades pacíficas e inclusivas para el desarrollo sostenible, facilitar el acceso a la justicia para todos y crear instituciones eficaces, responsables e inclusivas a todos los niveles.	16.7 Garantizar la adopción en todos los niveles de decisiones inclusivas, participativas y representativas que respondan a las necesidades; 16.b Promover y aplicar leyes y políticas no discriminatorias en favor del desarrollo sostenible.

Fuente: *elaboración propia con base en (Asamblea General de ONU, 2015)*

En términos generales, se observa que existe una interrelación entre los distintos ODS, ya que los instrumentos que permiten la consecución de unos, contribuyen de forma más o menos directa a la consecución de otros, dependiendo el grado de interrelación que pueda presentarse. En el caso que nos ocupa, teniendo en cuenta la estructuración de los Contratos ASE, y la implementación de las FNCER a través de los mismos, esta interrelación se demuestra a través de la transversalidad que se identifica en el Objetivo No. 7, pues a través de la persecución de sus metas (7.1, 7.2, 7.3 y 7b) se está contribuyendo al logro de otras metas que componen los demás objetivos incluidos en el anterior cuadro. Por ejemplo, en el marco de los Contratos ASE, a través del logro de la meta 7.1 “*garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos*”; se está contribuyendo a la meta 8b “*Mejorar progresivamente, la producción y el consumo eficientes de los recursos mundiales y procurar desvincular el crecimiento económico de la degradación del medio ambiente*”, así como también a la meta 11.3 “*umentar la*

*urbanización inclusiva y sostenible y la capacidad para la planificación y la gestión participativas, integradas y sostenibles de los asentamientos humanos en todos los países”.*<sup>8</sup>

Esta interrelación se debe en gran parte a que dichos objetivos y metas puntuales (en especial el objetivo 7) se encuentran estrechamente relacionadas con otros fundamentos para la implementación de los Contratos ASE, como son la expansión de la cobertura del servicio de energía y la sustitución de la generación con Diésel, los cuales se derivan de las Leyes 142 y 143 de 1994 y de otras normas como el Decreto 1073 de 2015, como veremos más adelante. Sin embargo, es necesario señalar que los nuevos Contratos ASE contribuirán a dichas metas siempre que incorporen el uso generalizado de las FNCER en las áreas concesionadas y establezcan obligaciones claras para el concesionario en cuanto a la modernización de la infraestructura existente en las ZNI, en cuanto a la construcción de nueva infraestructura (en caso de que esta no exista), y la inclusión de las distintas comunidades presentes en el área durante el desarrollo del proyecto. Por lo tanto, bien puede decirse que estructuración de estos contratos, especialmente en lo relativo a las obligaciones del concesionario y niveles de prestación del servicio, deberá tener en cuenta las metas anteriormente mencionadas.

Igualmente, consideramos observar más de cerca las metas 10.3 y 12.c, debido a la importancia que pueden llegar a tener dentro de la estructuración de futuros Contratos ASE:

- La meta 10.3, que se refiere a *“garantizar la igualdad de oportunidades y reducir la desigualdad de resultados, incluso eliminando las leyes, políticas y prácticas discriminatorias y promoviendo legislaciones, políticas y medidas adecuadas a ese respecto”* resulta relevante teniendo en cuenta la diferenciación que actualmente existe entre la regulación relativa a las FNCER aplicable a los Usuarios que se encuentran fuera de un ASE y la que es aplicable a los usuarios que se encuentran dentro de las ASE actualmente concesionadas (Archipiélago de San Andrés y Amazonas), donde se observa que las medidas relativas a la venta de excedentes de energía por parte de los usuarios Autogeneradores, se aplican únicamente a los usuarios que se encuentran fuera de dichas ASE concesionadas, lo cual plantea una problemática que exploraremos en el capítulo 2 del presente trabajo.

---

<sup>8</sup> La consideración No. 55 de Resolución 70/1 de la Asamblea General de la ONU, señala que los Objetivos de Desarrollo Sostenible y sus metas son de carácter integrado e indivisible, de alcance mundial y de aplicación universal, tienen en cuenta las diferentes realidades, capacidades y niveles de desarrollo de cada país y respetan sus políticas y prioridades nacionales.

Consideramos que en cumplimiento de esta meta, toda regulación que se profiera en el futuro, debe omitir discriminaciones como la anteriormente mencionadas, y promover medidas adecuadas que permitan solventar vacíos o problemáticas que puedan generar resultados adversos para los usuarios o para los fines de expansión de cobertura del servicio de energía.

- La meta 12.c, la cual se refiere a *“Racionalizar los subsidios ineficientes a los combustibles fósiles que fomentan el consumo antieconómico eliminando las distorsiones del mercado, de acuerdo con las circunstancias nacionales, incluso mediante la reestructuración de los sistemas tributarios y la eliminación gradual de los subsidios perjudiciales, cuando existan, para reflejar su impacto ambiental, teniendo plenamente en cuenta las necesidades y condiciones específicas de los países en desarrollo y minimizando los posibles efectos adversos en su desarrollo, de manera que se proteja a los pobres y a las comunidades afectadas”*. Teniendo en cuenta que los Contratos ASE de San Andrés y Amazonas presentan una gran participación de la generación con Diesel, el cual es adquirido, en parte, con los recursos obtenidos a través de subsidios girados por el gobierno nacional, en cumplimiento de esta meta dicho subsidio podría considerarse ineficiente, haciendo que el mismo deba ser replanteado para promover el uso FNCER en las ZNI. Por lo tanto, la incorporación de esta meta en los futuros Contratos ASE, permitirá fijar un régimen económico que establezca reglas específicas para la destinación de los recursos provenientes de la nación, de tal manera que estos tengan como finalidad la disminución de impactos ambientales, la satisfacción de las necesidades de estas áreas y minimizar los posibles efectos adversos que pueda acarrear la implementación de estos contratos.

Lo anterior se puede ver concretado a través del CONPES 3918 DE 2018, el cual establece metas y estrategias para el cumplimiento de la mencionada Agenda 2030 y sus ODS en Colombia. Como este mismo documento lo indica, su finalidad es generar una hoja de ruta para cada una de las metas establecidas, incluyendo indicadores, entidades responsables y los recursos requeridos para llevarlas a buen término. Para el Objetivo 7, establece como indicador nacional la cobertura de energía eléctrica (% de viviendas), y como meta para el año 2030 la cobertura de este servicio para el 100% de las viviendas en el territorio nacional. Por lo tanto, encontramos que los Contratos ASE representan una gran utilidad para alcanzar la mencionada meta nacional de cobertura, y por consiguiente, los distintos ODS.

## 1.4.2. Lucha contra el cambio climático

De conformidad con el mandato constitucional establecido en el artículo 80 de la Constitución Nacional (1991)<sup>9</sup>, el Estado debe planificar el manejo y aprovechamiento de los recursos naturales. Por lo tanto, este podrá intervenir en la economía, siempre y cuando haya un mandato legal para regular temas como la explotación de los recursos naturales, los servicios públicos y privados y la preservación de un ambiente sano, entre otros.<sup>10</sup> Por lo tanto, si bien en materia de servicios públicos domiciliarios prima el principio de libre competencia, de conformidad con estos mandatos constitucionales el Estado tiene el deber de implementar instrumentos de protección de los recursos naturales para intervenir en los servicios públicos domiciliarios. A lo anterior, podemos agregar lo afirmado por Amaya Navas y Amaya Arias (2017), quienes señalan:

La prestación de los servicios públicos debe cumplir también una finalidad de carácter ambiental, tal como se señala en el artículo 11 de la Ley 142 de 1994: los prestadores de servicios públicos deben cumplir con su función ecológica, para lo cual, y en tanto su actividad los afecte, protegerán la diversidad e integridad del ambiente, y conservarán las áreas de especial importancia ecológica, conciliando esos objetivos con la necesidad de aumentar la cobertura y la costeabilidad de los servicios por la comunidad. (p. 49)

La intervención del Estado en los servicios públicos para la protección de los recursos naturales puede materializarse a través de la lucha para mitigar los efectos adversos del cambio climático. Esto nos sirve de fundamento para la implementación de las FNCER en las ZNI, ya que como más adelante veremos, esta implementación representa una potencial reducción en las emisiones de GEI teniendo en cuenta que, actualmente, la generación en estas zonas se sustenta principalmente en la combustión de Diésel (Banco Interamericano de Desarrollo [BID], 2019). En Colombia, lo anterior se ha desarrollado principalmente a través de políticas y estrategias que pretenden desarrollar los compromisos adquiridos en virtud de la firma

---

<sup>9</sup> Constitución Política de Colombia, artículo 80: El Estado planificará el manejo y aprovechamiento de los recursos naturales, para garantizar su desarrollo sostenible, su conservación, restauración o sustitución. Además, deberá prevenir y controlar los factores de deterioro ambiental, imponer las sanciones legales y exigir la reparación de los daños causados. Así mismo, cooperará con otras naciones en la protección de los ecosistemas situados en las zonas fronterizas”.

<sup>10</sup> Constitución Política de Colombia, artículo 334: La dirección general de la economía estará a cargo del Estado. Este intervendrá, por mandato de la ley, en la explotación de los recursos naturales, en el uso del suelo, en la producción, distribución, utilización y consumo de los bienes, y en los servicios públicos y privados, para racionalizar la economía con el fin de conseguir en el plano nacional y territorial, en un marco de sostenibilidad fiscal, el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes, la distribución equitativa de las oportunidades y los beneficios del desarrollo y la preservación de un ambiente sano (...).

de los acuerdos que desarrollan la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), como veremos enseguida.

#### 1.4.2.1 Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC)

Es posible afirmar que gran parte de los esfuerzos que actualmente las naciones están adelantando para la mitigación del cambio climático, tiene como origen la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) de 1992. Conforme es señalado por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (en adelante Minambiente), esta convención:

Incorporó una línea muy importante de uno de los tratados multilaterales sobre medio ambiente que más éxito han tenido en toda la historia: el Protocolo de Montreal de 1987, en virtud de la cual los estados miembros están obligados a actuar en interés de la seguridad humana incluso a falta de certeza científica. Un logro importante de la Convención, caracterizada por su carácter general y flexible, es que reconoce que el problema del cambio climático es real. (Directorio Forestal Maderero [DFM], 2016, párr. 1)

Según es señalado en el mismo texto de la Convención<sup>11</sup>, su objetivo es la estabilización de las concentraciones de gases de efecto invernadero (GEI) en la atmósfera a un nivel que impida interferencias antropógenas peligrosas en el sistema climático. Por lo tanto, se entiende que el compromiso de las naciones firmantes es ejercer acciones que permitan una disminución en la emisión de GEI, con miras a la mitigación del cambio climático. El Acuerdo de París, firmado el 12 de diciembre de 2015, consagra los compromisos más recientemente adquiridos por las Naciones firmantes, en torno a estos fines.

Dentro de las consideraciones más importantes de la CMNUCC (1992), se encuentra el reconocimiento del hecho que los países en desarrollo:

(...) necesitan tener acceso a los recursos necesarios para lograr un desarrollo económico y social sostenible, y que (...), para avanzar hacia esa meta, necesitarán aumentar su consumo de energía, tomando en cuenta las posibilidades de lograr una mayor eficiencia energética y de controlar las emisiones de gases de efecto invernadero en general, entre otras cosas mediante la aplicación de

---

<sup>11</sup> Artículo 2, Objetivo: “Conferencia de las Partes, es lograr, de conformidad con las disposiciones pertinentes de la Convención, la estabilización de las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera a un nivel que impida interferencias antropógenas peligrosas en el sistema climático. Ese nivel debería lograrse en un plazo suficiente para permitir que los ecosistemas se adapten naturalmente al cambio climático, asegurar que la producción de alimentos no se vea amenazada y permitir que el desarrollo económico prosiga de manera sostenible”.

nuevas tecnologías en condiciones que hagan que esa aplicación sea económica y socialmente beneficiosa. (preámbulo)

Igualmente, dentro de sus compromisos que adquieren las naciones que lo suscriben resalta el de

(...) promover y apoyar con su cooperación el desarrollo, la aplicación y la difusión, incluida la transferencia, de tecnologías, prácticas y procesos que controlen, reduzcan o prevengan las emisiones antropógenas de gases de efecto invernadero no controlados por el Protocolo de Montreal en todos los sectores pertinentes, entre ellos la energía, el transporte, la industria, la agricultura, la silvicultura y la gestión de desechos. (Art. 4, lit. c)

Teniendo en cuenta lo anterior, para efectos del presente trabajo, resulta necesario traer a colación algunas definiciones brindadas por la CMNUCC (1992), las cuales son importantes para tener claridad sobre la importancia de la lucha contra el cambio climático, y, por consiguiente, sobre la contribución que la incorporación de las FNCER en las ZNI del país tendría en el logro de los objetivos de la Convención. Estas definiciones son:

- Cambio Climático: “cambio de clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana que altera la composición de la atmósfera mundial y que se suma a la variabilidad natural del clima observada durante periodos de tiempo comparables” (Art. 1, num. 2).
- Efectos adversos del cambio climático:  
(...) los cambios en el medio ambiente físico o en la biota resultantes del cambio climático que tienen efectos nocivos significativos en la composición, la capacidad de recuperación o la productividad de los ecosistemas naturales o sujetos a ordenación, o en el funcionamiento de los sistemas socioeconómicos, o en la salud y el bienestar humanos. (Art. 1, num. 1)
- Gases de efecto invernadero: “aquellos componentes gaseosos de la atmósfera, tanto naturales como antropógenos, que absorben y reemiten radiación infrarroja” (Art. 1, num. 5).
- Emisiones: la liberación de gases de efecto invernadero o sus precursores en la atmósfera en un área y un período de tiempo especificados” (Art. 1, num. 4).

Todo lo anterior tiene gran importancia para los fines del presente trabajo, bajo el entendido que la implementación de las FNCER en el sistema energético nacional contribuye a la mitigación de los efectos adversos del cambio climático, ya que se sustituye la generación con Diésel por generación con fuentes cuyas emisiones de GEI son mínimas en comparación con las producidas por las denominadas fuentes convencionales. Como veremos más adelante, esto es reconocido por la normatividad referente a la

implementación de las FNCER en el país. Si bien lo anterior resulta igualmente aplicable tanto para el SIN como para las ZNI, teniendo en cuenta las dificultades de prestación que se presentan en estas últimas, los contratos ASE y la exclusividad concesionada mediante estos vienen a convertirse en uno de los instrumentos que contribuyen al logro de los objetivos de mitigación de los efectos adversos del cambio climático.

#### 1.4.2.2 Política Nacional de Cambio Climático – Minambiente 2017

La Política Nacional de Cambio Climático (en adelante PNCC), diseñada por Minambiente, se puede considerar como un intento para concretar los esfuerzos que ha adelantado el Estado colombiano para contribuir a los fines que persigue CMNUCC (1992). Esta política tiene como objetivo:

(...) incorporar la gestión del cambio climático en las decisiones públicas y privadas para avanzar en una senda de desarrollo resiliente al clima y baja en carbono, que reduzca los riesgos del cambio climático y permita aprovechar las oportunidades que este genera. (p. 15).<sup>12</sup>

Este objetivo se desarrolla a través de líneas estratégicas, de las cuales resulta de nuestro interés la de desarrollo minero energético bajo en carbono y resiliente al clima (p. 16)<sup>13</sup>. Esta se construye, entre otras, sobre la temática de la vulnerabilidad al cambio climático del Sistema Interconectado Nacional y de las zonas no interconectadas. Por lo tanto, estas estrategias tendrán como finalidad promover medidas de adaptación para reducir esta vulnerabilidad, y favorecer la generación energética municipal en estas zonas, según indica el mismo documento.

Ahora bien, las estrategias que componen esta Política Nacional se desarrollan a través de líneas de acción. Para el caso de la estrategia de *desarrollo minero energético bajo en carbono y resiliente al clima*, resultan de importancia dos de estas líneas, las cuales, a su vez, se dividen en acciones específicas:

- Incentivar la adecuada diversificación de la canasta energética, mediante instrumentos y tecnologías que reconozcan beneficios sobre la mitigación de GEI, así como co-beneficios en la

---

<sup>12</sup> En el mismo sentido se define en artículo 16 de la ley 1931 de 2018 “por la cual se establecen directrices para la gestión del cambio climático”.

<sup>13</sup> Las demás líneas estratégicas señaladas por esta política son: estrategias territoriales (diferenciando un enfoque rural y otro enfoque urbano); Desarrollo de infraestructura estratégica baja en carbono y resiliente al clima; y Manejo y conservación de ecosistemas y sus servicios ecosistémicos para el desarrollo bajo en carbono y resiliente al clima.



calidad del aire, resiliencia climática, acceso y seguridad energética, y adicionalmente generar estrategias de coordinación interinstitucional del gobierno nacional que permitan la promoción y el desarrollo de proyectos relacionados con fuentes no convencionales de energía renovable. (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible [Minambiente], 2017, p. 105)

Esta se divide en las siguientes acciones específicas:

- “Identificar y evaluar medidas de mitigación dirigidas a incentivar el uso de fuentes renovables no convencionales” (Minambiente, 2017, p. 199).
- “Implementar medidas para incentivar el uso de energías renovables no convencionales incluida la promoción de tecnologías de aprovechamiento de RH en el mar en zonas insulares y costeras” (Minambiente, 2017, p. 199).
- “Implementar incentivos económicos para incentivar el uso de fuentes de energía no convencionales renovables” (Minambiente, 2017, p. 199).
- “Generar estrategias de coordinación interinstitucional del gobierno nacional que permitan la promoción superar las barreras relacionadas con el licenciamiento ambiental de estas y el desarrollo de proyectos relacionados con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable” (Minambiente, 2017, p. 199).
- “Fomentar el aprovechamiento de fuentes de energía renovables complementarias con el fin de asegurar el suministro confiable de energía eléctrica en zonas no interconectadas, teniendo en consideración los principios de eficiencia y confiabilidad del sistema” (Minambiente, 2017, p. 109).
- “Estimar las emisiones actuales y proyectadas por la generación de energía eléctrica en zonas no interconectables” (Minambiente, 2017, p. 197).
- “Identificar y evaluar medidas de mitigación, considerando los principios de eficiencia y confiabilidad del sistema, dirigidas a incentivar la generación de energía eléctrica con fuentes renovables no convencionales en zonas no interconectables” (Minambiente, 2017, p. 201).
- “Identificar y evaluar medidas de mitigación, considerando los principios de eficiencia y confiabilidad del sistema, dirigidas a incentivar la generación de energía eléctrica con fuentes renovables no convencionales en zonas no interconectables” (Minambiente, 2017, p. 201)

De lo anterior se observa que, pese a que el fomento e implementación de la FNCER en las ZNI se encuentran contemplados dentro de esta Política, esta no establece un compromiso específico y cuantificable en este sentido. Según esta misma Política, la determinación de estos compromisos está a cargo de cada periodo de gobierno, el cual, a través de los respectivos Planes Nacionales de Desarrollo, fijará las metas sectoriales en concordancia con las metas de crecimiento económico y metas de crecimiento verde del gobierno para el periodo respectivo.<sup>14</sup>

El artículo 4 de la Ley 1931 de 2018, señala que en cada gobierno la coordinación para la implementación de estas metas está a cargo de la Comisión Intersectorial de Cambio Climático (CICC)<sup>15</sup>. Esta Comisión:

(...) hace las veces de órgano de orientación de la implementación de la Política nacional de cambio climático, y de esta hacen parte el director del Departamento Nacional de Planeación y los ministros, o sus delegados, (...) La Comisión es la responsable de elaborar, aprobar y hacer seguimiento, no solo a la implementación de la Política nacional de cambio climático sino, de manera específica a las estrategias nacionales: i) el Plan nacional de adaptación al cambio climático; ii) la Estrategia colombiana de desarrollo bajo en carbono, iii) la Estrategia nacional de reducción de emisiones por degradación y deforestación, iv) el Plan nacional de gestión del riesgo de desastres, v) la Estrategia de protección financiera ante desastres, y vi) la Estrategia nacional de financiamiento climático. Para efectos del seguimiento de la implementación de la política, la Comisión evaluará el avance en las metas de mitigación de gases de efecto invernadero y de adaptación, así como los indicadores propuestos para cada línea estratégica y los que se desarrollen en las estrategias nacionales. (Minambiente, 2017, p. 150)

De conformidad con lo anterior, la CICC del gobierno 2014-2018 estableció unas medidas priorizadas para la contribución nacionalmente determinada de Colombia en mitigación de GEI (Comisión Intersectorial de Cambio Climático [CICC], s.f.). Dentro de estas, para el sector de Minas y Energía se estableció una línea estratégica de generación de energía que tiene como objetivo la diversificación adecuada de la matriz energética colombiana, la promoción de proyectos a partir de fuentes no convencionales de energía renovable que respeten las reglas de mercado y garanticen la confiabilidad del sistema; busca avanzar en temas como la autogeneración de energía mediante fuentes alternativas; y la transformación de la generación energética en las Zonas no Interconectadas (CICC, s.f.). Frente a lo anterior, la CICC (s.f.)

---

<sup>14</sup> Al respecto, la PNCC especifica lo siguiente: "En cada plan nacional de desarrollo se deberá hacer explícita la contribución de cada sector en alcanzar la meta propuesta para el cuatrienio. Estas contribuciones, a su vez, serán la base para elaboración y actualización de los planes integrales de gestión del cambio climático sectoriales (coordinados por los Ministerios respectivos) y los planes integrales de gestión del cambio climático territoriales, definidos por la Política nacional de cambio climático, los cuales se presentan más adelante". (p. 77)

<sup>15</sup> La Comisión Intersectorial de Cambio Climático (CICC) fue creada mediante Decreto 298 de 2016, Artículo 6.

determinó un potencial de reducción de emisiones en 2030 de 4,74 millones de toneladas de CO2 equivalente, lo que representa un 1.4% de la meta de reducción nacional<sup>16</sup>.

### 1.4.2.3 Plan Integral de Gestión del Cambio Climático – Minminas 2018

El Plan Integral de Gestión del Cambio Climático (PIGCC) hace parte de los planes integrales de gestión del cambio climático sectoriales comprendidos en la PNCC. Para el sector minero energético, este Plan fue adoptado mediante Resolución Minminas 40807 del 6 de agosto de 2018 y tiene como objetivo *“la reducción de la vulnerabilidad ante el cambio climático y la promoción de un desarrollo bajo en carbono a nivel sectorial, fortaleciendo y protegiendo la sostenibilidad y competitividad de la Industria”*. (Numeral 1)

Al igual que el PNCC, el PIGCC se desarrolla a través de líneas estratégicas, las cuales pretenden concretar los objetivos de reducción de emisiones. La línea denominada *generación de energía* pretende la diversificación de la matriz energética colombiana, la promoción de la autogeneración de energía mediante fuentes alternativas y la transformación de la generación energética en las Zonas no Interconectadas. Como acción para las ZNI, busca la reducción de GEI a través del aprovechamiento de los recursos energéticos locales, fomentando el desarrollo de soluciones costo-efectivas para una generación eléctrica más productiva y sostenible en el tiempo. Plantea las siguientes acciones específicas:

- Fortalecer la plataforma tecnológica del Centro Nacional de Monitoreo de manera tal que se pueda hacer actualización en la línea del factor de emisión de ZNI y del potencial energético.
- Con el fin de optimizar el uso de energía, identificar el potencial por tipo energético a nivel regional, dando prioridad a las zonas con mayor consumo de Diésel.
- Fomentar la financiación vía FAZNI y FENOGE de proyectos FNCER adicionales a las tecnologías solares ZNI. (Minambiente, 2019, p. 205)

Se observa entonces que, con motivo de la ratificación de la CMNUCC y de los acuerdos que la han venido desarrollando, Colombia ha diseñado políticas, estrategias y planes que se encaminan a la

---

<sup>16</sup> Según la CICC (s.f.), la meta de reducción nacional para el año 2030 es de un 20%, lo que corresponde a una reducción de 66,5 millones de toneladas de CO2 respecto a las emisiones registradas en el país para el año 2016.

implementación de la FNCER en las ZNI del país, atendiendo al potencial de reducción de GEI que esta implementación representa. Sin embargo, frente a las políticas, estrategias y planes anteriormente descritos, podemos hacer las siguientes observaciones:

- No señalan metas específicas en cuanto al número de ZNI que deberían ser energizadas con estas fuentes o la cantidad de proyectos FNCER que deberían estar implementados para el año 2030. Lo anterior no quiere decir que en el país no existan metas específicas en cuanto a la implementación de las FNCER, solo que estas metas no se encuentran en concordancia, o no se encuentran ligadas con los fines que se persiguen con la CMNUCC y los respectivos acuerdos derivados de esta.
- No se mencionan los esquemas empresariales (Contratos ASE, Concesiones, etc.) que pueden ser utilizados como herramienta para la implementación de la FNCER en las ZNI del país. Sin embargo, como veremos más adelante, a nivel regulatorio se observa una tendencia a que dicha implementación se haga a través de Contratos ASE.

Por último, es importante señalar que la Ley 1955 de 2019 o ley del Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022, no hace referencia a una meta específica para las ZNI, pero si la establece para los agentes comercializadores del Mercado de Energía Mayorista, el cual opera en el SIN. Según el artículo 296 de esta ley, los mencionados agentes estarán obligados a que “entre el 8 y el 10% de sus compras de energía provengan de fuentes no convencionales de energía renovable a través de contratos de largo plazo asignados en determinados mecanismos de mercado que la regulación establezca”. Es de aclarar, que estos contratos de largo plazo mencionados en la norma son instrumentos diferentes a los Contratos ASE objeto del presente trabajo.

#### **1.4.3. Sustitución de la generación con Diésel y expansión de cobertura en zonas aisladas**

A lo largo de la normatividad sobre FNCER, encontramos que su incorporación al Sistema Energético Nacional se justifica principalmente desde la sustitución de la generación con Diésel y la expansión de cobertura en zonas aisladas.

### 1.4.3.1 Sustitución de la Generación con Diésel

Los objetivos de lucha contra los efectos adversos del cambio climático y la disminución de las emisiones de GEI en el contexto del servicio público de energía eléctrica, se concretan en una sola premisa: **la sustitución de la generación con combustibles fósiles por fuentes renovables.**

La sustitución de la generación de energía con combustibles fósiles en las ZNI ha sido una meta del Estado colombiano desde la expedición de la Ley 143 de 1994. En efecto, mediante esta ley se le otorgó al Instituto Colombiano de Energía Eléctrica ICEL (hoy IPSE) la función de formular un Plan de Energización en la ZNI, el cual debía incluir programas de sustitución de generación eléctrica de combustibles fósiles por sistemas alternativos de energía:

ARTÍCULO 71. En cumplimiento de los artículos 365 y 368 de la Constitución Nacional, el Gobierno Nacional por conducto del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica, ICEL, en su calidad de Empresa Industrial y Comercial del Estado, se encargará de ejecutar directamente o a través de terceros, las actividades relacionadas con la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en zonas no interconectadas del país que no estén asignadas a otras entidades del sector eléctrico. Para el cumplimiento de esta función deberá promover las inversiones en forma eficiente, con recursos propios, del presupuesto nacional y aquellos adicionales asignados por la ley.

PARÁGRAFO 3o. Dentro de un término no superior a seis (6) meses, contados a partir de la vigencia de la presente Ley, el Gobierno nacional a través del ICEL, deberá formular un Plan Nacional de Energización en zonas no interconectadas, el cual incluirá prioritariamente programas de sustitución de generación eléctrica de combustibles fósiles por sistemas alternativos de energía (...). (Subrayado por fuera del texto)

Se observa entonces que la intención de formular políticas de sustitución de generación con combustibles fósiles fue considerada desde los orígenes de la regulación actual del sector eléctrico. Sin embargo, ante la falta de incentivos y desarrollo tecnológico económicamente viable que facilitaran la implementación de estos planes, sólo hasta el año 2014, con la implementación de la Ley 1715 de 2014, se dio el impulso adecuado en torno al mencionado objetivo. En efecto, desde la exposición de motivos de esta ley, se estableció la necesidad de sustituir el uso de estos combustibles, no solo con fines de reducir las externalidades negativas ocasionadas por el cambio climático, sino también para contribuir a la diversificación y seguridad energéticas. Al respecto, esta exposición de motivos señaló:

La economía nacional depende en más de un 89% de combustibles fósiles, de origen extranjero, cuyo ocaso puede vislumbrarse en el curso de las próximas generaciones. Limitaciones en el

recurso, o factores de índole geopolítico, pueden afectar la seguridad en el suministro o la estabilidad en los precios, y crear condiciones de tensión que afecten el desarrollo nacional. Las energías renovables pueden ayudar a que el sistema de suministro energético nacional dependa cada vez menos de los productos del petróleo y del gas natural, evitando con ello futuros problemas en la disponibilidad de estos recursos y la correspondiente a las tecnologías energéticas asociadas.

Por lo tanto, según lo contemplado por la Ley 1715, la sustitución de combustibles fósiles por FNCER tiene otros beneficios potenciales adicionales a la lucha contra el cambio climático, pues se considera que esta sustitución busca romper la dependencia de los productos derivados del petróleo en la actividad de generación, diversificando las fuentes, y por lo tanto, contribuyendo a la seguridad energética en caso que la disponibilidad de combustibles se vea afectada en el largo plazo.

Ahora bien, el artículo 9° de la ley 1715 no solo renovó el mandato arriba mencionado para que el Gobierno Nacional implementara esta sustitución, sino que también estableció un mecanismo específico mediante el cual se puede sustituir progresivamente la generación con diésel en las ZNI por generación con FNCE y así disminuir costos en la prestación del servicio de energía y las emisiones de gases contaminantes: las ASE.

ARTÍCULO 9o. Sustitución de generación con diésel en las Zonas no Interconectadas. El Gobierno Nacional implementará un programa destinado a sustituir progresivamente la generación con diésel en las ZNI con el objetivo de reducir los costos de prestación del servicio y las emisiones de gases contaminantes, para lo cual implementará las siguientes acciones:

a) Áreas de servicio exclusivo de energía eléctrica y gas combustible: El Gobierno Nacional podrá establecer áreas de servicio exclusivo para la prestación por una misma empresa de los servicios de energía eléctrica, gas natural, GLP distribuido por redes y/o por cilindros en las ZNI. Estas áreas se podrán crear con el objetivo de reducir costos de prestación de los servicios mediante la sustitución de generación con diésel por generación con FNCE y deberán cumplir con lo establecido en el artículo 40 de la Ley 142 de 1994 y demás disposiciones de dicha ley (...). (Subrayado por fuera del texto)

Tenemos entonces que la ley 1715 nos señala expresamente que las ASE son un esquema adecuado para lograr esta sustitución en las ZNI. De esta manera también es reconocido por la UPME (2015) en su publicación "*Integración de las energías renovables en Colombia*", donde señala que:

(...) para las Zonas no interconectadas –ZNI–, la Ley 1715 establece una serie de facultades e instrumentos ... 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. (p. 189)

Lo anterior no quiere decir que el esquema ASE es el único que pueda contribuir a tal fin, pues otros esquemas como los Contratos de Concesión de la ley 143 de 1994 o las Asociaciones Público Privadas (APP) podrían ser implementados para este tipo de proyectos. Sin embargo, como ya se ha mencionado, consideramos que los contratos ASE resultan más adecuados, debido al nivel de desarrollo normativo que actualmente han alcanzado, el cual facilita su acoplamiento con las políticas públicas sobre energización de zonas aisladas que arriba se mencionaron, y por consiguiente, facilita su estructuración y puesta en marcha.

#### **1.4.3.2 Ampliación de cobertura en zonas aisladas**

En términos generales, la permanente ampliación de la cobertura de los servicios públicos constituye uno de los fines de la intervención del Estado en este sector de la economía, ya que así lo dispone el numeral 2.2 del artículo 2 de la Ley 142 de 1994:

ARTÍCULO 2o. INTERVENCIÓN DEL ESTADO EN LOS SERVICIOS PÚBLICOS. El Estado intervendrá en los servicios públicos, conforme a las reglas de competencia de que trata esta Ley, en el marco de lo dispuesto en los artículos 334, 336, y 365, a 370 de la Constitución Política, para los siguientes fines (...).

“2.2. Ampliación permanente de la cobertura mediante sistemas que compensen la insuficiencia de la capacidad de pago de los usuarios”.

Ahora bien, específicamente para el servicio público de energía eléctrica, encontramos que la Ley 143 de 1994 nos indica que una de las obligaciones del Estado es la de:

Alcanzar una cobertura en los servicios de electricidad a las diferentes regiones y sectores del país, que garantice la satisfacción de las necesidades básicas de los usuarios de los estratos I, II y III y los de menores recursos del área rural, a través de los diversos agentes públicos y privados que presten el servicio. (Art. 3, lit. f)

Si bien aquí no se hace referencia a esquemas de prestación específicos para alcanzar la cobertura en este servicio, se menciona la participación de los agentes públicos y privados para su prestación, estableciendo así un fundamento normativo para los Contratos ASE, ya que como arriba fue mencionado, estos se construyen a partir de la convergencia de entidades de carácter tanto público como privado.

Por su parte, la Ley 1715 de 2014 se define como un importante referente normativo frente a la expansión del servicio en las zonas aisladas. Desde su artículo primero, esta norma nos indica los principales objetivos de la incorporación de las FNCER en el sistema energético nacional:

ARTÍCULO 1o. OBJETO. La presente ley tiene por objeto 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. Con los mismos propósitos se busca promover la gestión eficiente de la energía, que comprende tanto la eficiencia energética como la respuesta de la demanda. (Subrayado por fuera del texto)

Se entiende entonces que la expansión (o participación) de las FNCER a las ZNI es uno de los objetivos principales de esta norma, ya que a través de esta se pretende favorecer, entre otros, el desarrollo económico sostenible de estas zonas. Como arriba se vio, esta expansión o participación puede darse a través de la implementación de Áreas de Servicio Exclusivo.

Es importante señalar que, tal como lo ha indicado la UPME (2015), el anterior objetivo se constituye como la estrategia para la integración de las energías renovables en Colombia. Igualmente, los aspectos relacionados con esta estrategia tienen el carácter de “*asunto de utilidad pública e interés social, público y de conveniencia nacional*” (p. 186), de conformidad con lo señalado en el artículo tercero de la ley 1715 de 2014. Por lo tanto, con la entrada en vigencia de la Ley 1715, se observa la importancia y transversalidad que se le ha dado a este tema para los fines del Estado colombiano.

#### **1.4.3.3 Decreto 1073 de 2015**

A nivel regulatorio encontramos de forma más específica los postulados que nos evidencian la importancia de la implementación de las FNCER para la expansión de la cobertura en las ZNI. El Decreto 1073 de 2015 “*Por medio de la cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía*”, al ser una norma que pretende reglar de forma íntegra el funcionamiento de este sector, establece lineamientos específicos que nos encausan hacia los Contratos ASE como principal herramienta para la incorporación de las FNCER las zonas no conectadas a SIN.



En primer lugar, encontramos que la mencionada norma hace referencia a “*esquemas diferenciales*” como mecanismos a través de los cuales se puede expandir el servicio domiciliario de energía eléctrica, tanto en el SIN como en las ZNI:

ARTÍCULO 2.2.3.2.2.8. Esquemas diferenciales de Prestación del Servicio. El MME podrá promover, establecer o acordar, de manera directa o a través de sus entidades adscritas delegadas para ello, esquemas diferenciales de prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica, para las zonas en las que se pretenda expandir la cobertura del servicio tanto en el SIN como en las ZNI, con el fin de reducir los costos en dicha prestación, los cuales podrán cobijar adicionalmente a los planes, programas y proyectos actualmente en operación.

Es importante señalar que, a lo largo de la regulación sobre servicios públicos se hace referencia al concepto de “*esquemas diferenciales*”, los cuales deben entenderse como aquellos mecanismos para la prestación del servicio, diferentes a los que se aplican en un entorno de libre mercado, y obedecen a las especiales características demográficas y geográficas, así como también las necesidades específicas de la zona o zonas que se pretenden atender y que pueden llegar a concretarse a través de los Contratos ASE. El Decreto 111 de 2012 señala que, sin perjuicio de otros que pueda determinar la CREG, son considerados como esquemas diferenciales, los siguientes:

- “Medición y facturación comunitaria;
- Facturación con base en proyecciones de consumo;
- Pago anticipado o prepago, y
- Períodos flexibles de facturación” (Art. 10).

Más adelante en el Decreto 1623 de 2015, comenzamos a observar que la idea de estos esquemas diferenciales se comienza a definir en torno a los Contratos ASE. En efecto, encontramos el artículo 2.2.3.3.2.2.3.1. de este Decreto donde se señala que la expansión del servicio a “quienes no sea económicamente eficiente conectar al SIN”, se puede llevar a cabo a través de esquemas empresariales como las ASE. Consideramos importante citar el texto de este artículo:

ARTÍCULO 2.2.3.3.2.2.3.1. **Expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica en zonas aisladas.** La ampliación de cobertura del servicio de energía eléctrica a usuarios a quienes no sea económicamente eficiente conectar al SIN, se realizará mediante soluciones aisladas centralizadas o individuales y microrredes, las cuales serán construidas y operadas principalmente por OR del SIN, o a través de esquemas empresariales tales como las Áreas de Servicio Exclusivo, ASE. Dichas

inversiones podrán ser realizadas tanto con recursos públicos como con inversiones a riesgo efectuadas por empresas prestadoras del servicio. En este último caso las inversiones serán remuneradas a través de tarifas.

Parágrafo 1. Para la determinación de las soluciones aisladas mencionadas en este artículo las empresas deberán priorizar fuentes no convencionales de energía o gas licuado de petróleo, según sea económicamente más eficiente.

Parágrafo 2. La vinculación de capital privado en la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica continuará rigiéndose exclusivamente por lo establecido en la Ley 142 de 1994 y en el régimen de ASE. (Art. 7) (Subrayado por fuera del texto)

En primer lugar, encontramos que el artículo hace referencia a los usuarios que no sea económicamente eficiente conectar al SIN, lo que se relaciona con la definición de zonas aisladas como categoría de las ZNI, mencionada en el numeral 1.1. del presente trabajo. En segundo lugar, encontramos que la norma está señalado dos caminos a través de los cuales se puede alcanzar el objetivo de la expansión de cobertura en estas zonas: (i) a través de convocatorias donde los Operadores de Red (OR)<sup>17</sup> del SIN, es decir, empresas dedicadas a la prestación del servicio público de transmisión de energía eléctrica dentro del SIN pueden hacer inversiones en soluciones que les pueden ser remuneradas a través de una tarifa, teniendo en cuenta las reglas de la ley 142 de 1994 para tal fin; y (ii) a través de Contratos ASE, donde las inversiones se remunerarían en los términos fijados en dichos contratos.

Igualmente resalta de este artículo el mandato para priorizar las FNCE en la determinación de las soluciones que permitirán la expansión del servicio, siempre teniendo en cuenta criterios de eficiencia en dicha determinación. Consideramos que la eficiencia económica aquí mencionada, debe entenderse como aquel criterio para determinar tarifas señalado en el artículo 87.1 de la Ley 142 de 1994, donde se señala que:

(...) el régimen de tarifas procurará que éstas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo; que las fórmulas tarifarias deben tener en cuenta no solo los costos sino los aumentos de productividad esperados, y que éstos deben distribuirse entre la empresa y los usuarios, tal como ocurriría en un mercado competitivo.

Por lo tanto, este criterio de eficiencia debe ser tenido en cuenta sin importar cual esquema se está implementando para lograr la ampliación de cobertura.

---

<sup>17</sup> Artículo 2.2.3.1.2. Define Operador de Red como (OR): Es la persona encargada de la planeación de la expansión y de las inversiones, operación y mantenimiento de todo o parte de un STR o SOL; los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen Cargos por Uso de los STR y/o SDL aprobados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). El OR siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos.

Otro aspecto importante que encontramos en el Decreto 1623 de 2015 es el de la financiación de estos proyectos de expansión a través de recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI), el cual, como más adelante veremos, es una importante fuente de financiación para los Contratos ASE. El artículo 2.2.3.3.2.2.3.7 del Decreto 1623 de 2015 señala que los recursos del mencionado fondo pueden ser utilizados para financiar la expansión de cobertura en las ZNI:

ARTÍCULO 2.2.3.3.2.2.3.7. Expansión, reposición, rehabilitación y/o modernización del servicio mediante proyectos financiados con recursos del FAZNI. La aprobación de proyectos para la ampliación o modernización de la cobertura en las ZNI, a ser financiados con recursos del FAZNI, sin que por ello deban limitarse exclusivamente a esta fuente de financiación, podrá realizarse por el MME, previa viabilidad técnica y financiera efectuada por el IPSE, cuando el MME así lo requiera, mediante alguno(s) de los siguientes mecanismos:

1. Esquemas empresariales. El MME podrá aportar recursos del FAZNI para asegurar el cierre financiero de esquemas empresariales que se estructuren en ejercicio de sus funciones, incluyendo ASE. A través de tales esquemas, el Ministerio de Minas y Energía también podrá financiar programas y proyectos de inversión en nueva infraestructura eléctrica, de reposición, rehabilitación y/o modernización de la existente, mediante mecanismos de vinculación de capital privado, de conformidad con lo que determine la Ley.

La importancia de este artículo radica en los elementos que brinda y que resultan de importancia para la presente investigación. En efecto, no solo reitera el uso de los Contratos ASE como esquema empresarial adecuado para la expansión (*y reposición, rehabilitación y/o modernización*) del servicio, sino que también indica cómo estos pueden ser financiados (FAZNI), a quienes les corresponde la aprobación de dicha financiación (MME e IPSE), y que dicha financiación puede ser obtenida de diversas fuentes, sin que sea necesario limitarse exclusivamente al mencionado fondo.

Por último, consideramos importante mencionar el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica -PIEC, el cual, según el Decreto 1623 de 2015, se configura como la hoja de ruta para determinar las necesidades de expansión de cobertura del servicio público domiciliario de energía eléctrica. De conformidad este Decreto, el plan debe ser elaborado por la UPME y sirve de base para que el MME determine las mencionadas necesidades. Igualmente, indica que el PIEC tendrá los siguientes objetivos:

- Determinar las zonas geográficas que cuentan con el servicio público domiciliario de energía eléctrica y aquellas zonas que carecen de dicho servicio.

- Determinar el número de usuarios, por zona geográfica, que cuentan con el servicio público domiciliario de energía eléctrica lo mismo que aquellos usuarios que carecen del servicio.
- Estimar el costo para atender el déficit de cobertura en cada sitio, localidad o centro poblado y el agregado nacional para lograr la universalización del servicio energía eléctrica.
- Plantear de forma indicativa diferentes soluciones energéticas en función de la disponibilidad de recursos, costos y calidad en la prestación del servicio, para aquellas zonas que no cuentan con el servicio público domiciliario de energía eléctrica, como pueden ser la interconexión al SIN y soluciones aisladas centralizadas o individuales. (Art. artículo 2.2.3.3.1.7)

El PIEC actualmente vigente fue elaborado en el anterior periodo de gobierno y corresponde al periodo 2016 – 2020. Si bien este plan (al igual que los planes anteriormente mencionados), establece acciones netamente indicativas en torno a la expansión de cobertura, resalta la contribución que los Contratos ASE puede tener en estos fines de expansión ya que indica que:

(...) para cumplir las metas establecidas, además de los recursos públicos que se destinarán a electrificación rural, se implementarán planes quinquenales de inversión con metas de cobertura por parte de los OR así como esquemas empresariales con inversiones públicas y privadas, tales como áreas de servicio exclusivo de energía eléctrica para los cuales la CREG expedirá un nuevo marco regulatorio aplicable a las áreas en las que se presta el servicio mediante los mecanismos tradicionales. (UPME, 2016, p. 8) (Subrayado por fuera del texto)

#### **1.4.4. Energización de las zonas rurales en el posconflicto**

Son diversas las políticas nacionales que han surgido a partir de la firma del Acuerdo Final para la Terminación del Conflicto y la Construcción de una Paz Estable y Duradera el 24 de agosto de 2016. Teniendo en cuenta que uno de los puntos principales sobre los cuales se construyeron estos acuerdos es la Reforma Rural Integral (RRI), se estableció un mandato para que el gobierno nacional diseñara e implementara un Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER) y se señalaron los criterios que deberían tenerse en cuenta para el diseño de este Plan.

De conformidad con lo anterior, se expidió el Decreto 884 del 26 de mayo de 2017 “Por la cual se expiden normas tendientes a la implementación del Plan Nacional de Electrificación Rural en el marco del Acuerdo Final para la Terminación del Conflicto y la Construcción de una Paz Estable y Duradera”. En este decreto

se indica que el Ministerio de Minminas y Energía elaborará y adoptará un PNER que comprenda las ZNI y el SIN y que establezca mecanismos que permitan la administración, operación y mantenimiento sostenible de las soluciones energéticas que se construyan para su uso, teniendo en cuenta las diferentes soluciones aplicables en materia energética, las necesidades reportadas por las entidades territoriales y las comunidades, y las condiciones socio ambientales de los hogares, así como alternativas de electrificación individual o colectiva.

Igualmente, de conformidad con lo establecido en el Acuerdo Final para la Terminación del Conflicto, se señalan como criterios de este Plan los siguientes:

- La ampliación de la cobertura eléctrica.
- La promoción y aplicación de soluciones tecnológicas apropiadas de generación eléctrica de acuerdo con las particularidades del medio rural y de las comunidades, para lo cual se utilizarán de manera preferente FNCE.
- La asistencia técnica y la promoción de las capacidades organizativas de las comunidades para garantizar el mantenimiento y la sostenibilidad de las obras.
- La capacitación en el uso adecuado de la energía para garantizar su sostenibilidad. (Decreto 884, 2017, art. 2)

Por su parte, mediante Resolución 40809 del 2 de agosto de 2018, el Ministerio de Minas y Energía adoptó el PNER para el periodo 2018-2031 se refiere a la Implementación de soluciones de generación eléctrica, aisladas centralizadas o individuales y microredes en zonas rurales afectadas por el conflicto armado, a través de esquemas empresariales como las Áreas de Servicio Exclusivo. En efecto, el PNER en su numeral 5.2.2 señala que *“en aquellas regiones donde no sea posible interconectar a nuevos usuarios al SIN, se podrán implementar “soluciones aisladas centralizadas o individuales y microredes, las cuáles serán construidas y operadas principalmente por los OR del SIN, o a través de esquemas empresariales tales como las Áreas de Servicio Exclusivo-ASE”. Dichas inversiones podrán ser realizadas con recursos del FAZNI así como con inversiones efectuadas por empresas prestadoras del servicio reconociendo la inversión a través de la tarifa”*.

Se observa entonces que lo establecido en el PNER guarda concordancia con lo establecido en el Decreto 1073 de 2015 sobre la expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica en zonas aisladas

(artículo 2.2.3.3.2.2.3.1.), en cuanto al tipo de soluciones que se pueden implementar y la inclusión de los Contratos ASE como un esquema válido para la implementación.

Además de lo anterior, este PNER contempla elementos que consideramos deben ser tenidos en cuenta al momento de estructurar cada Contrato ASE, ya que son esenciales para la estabilidad y sostenibilidad de los contratos que se pretendan establecer en el futuro. Dentro de estos elementos encontramos las fuentes de financiación, las metas para la implementación de soluciones individuales mediante el uso de FNCER, los criterios de priorización de recursos, los planes de capacitación tanto a comunidades como a prestadores del servicio, entre otros.

Lo anterior, evidencia la necesidad que la estructuración de cualquier Contrato ASE futuro se haga a la luz de este PNER, pues consideramos que la incorporación de sus lineamientos será lo que determine su priorización, financiación, viabilidad y el cumplimiento de los fines que se persiguen con el establecimiento del Área de Servicio Exclusivo.

### **1.5. Procedimiento para implementar los Contratos ASE para la prestación del servicio de energía en ZNI**

El procedimiento para la adjudicación de los Contratos ASE para la prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI se encuentra regulado por los artículos 2.2.2.4.1 a 2.2.2.4.24. del Decreto 1073 de 2015 (incorporan el Decreto 1359 de 1996) y por la Resolución del Ministerio de Minas y Energía 181072 del 2008. Si bien los artículos 2.2.2.4.1 a 2.2.2.4.24. del Decreto 1073 de 2015 se refieren al trámite para la contratación de áreas de servicio exclusivo para la prestación del servicio público de gas combustible por red de tubería, el mismo es aplicable para el caso de energía eléctrica por expresa remisión del artículo 2.2.3.2.3.1.<sup>18</sup> del mismo Decreto 1073. A continuación, presentaremos las principales características que presenta este procedimiento.

---

<sup>18</sup>Este artículo incorporó el Decreto 2220 del 2008.

### 1.5.1. Se diferencia del Estatuto General de Contratación

Es importante resaltar que este procedimiento se considera independiente del procedimiento de licitación pública establecido en la Ley 80 de 1993. Desde la expedición del Decreto 1359 de 1996 se estableció una diferenciación entre los Contratos ASE y los contratos propios del régimen de servicios públicos. En efecto, las consideraciones de este Decreto mencionaban que *“los contratos de concesión para la prestación del servicio público domiciliario de distribución de gas combustible por red de tubería con exclusividad, previstos en los artículos 40 y 174 de la Ley 142 de 1994, constituyen una modalidad particular de contratos propios del régimen de servicios públicos, en los cuales la invitación pública que debe emplearse como mecanismo para la selección de los contratistas es diferente al proceso de licitación pública regulado por la Ley 80 de 1993, por lo cual se hace imperativo contar con las reglas especiales para el proceso de contratación y el contenido de estos contratos”*. Esta consideración es replicada por la Resolución 181072 de 2008.

El fundamento de esta diferenciación es explicado por Ballesteros y Alarcón (2016) en su trabajo que tuvo por objeto el estudio de la modificación del contrato de concesión del servicio público de energía eléctrica. En este escrito afirman, en primer lugar, que la diferenciación proviene del artículo 31 de la ley 142 de 1994 el cual especifica que los contratos que celebren las entidades estatales que prestan los servicios públicos a los que se refiere esa ley no estarán sujetos a las disposiciones del Estatuto General de Contratación de la Administración Pública, salvo en lo que la misma ley disponga otra cosa. En segundo lugar, Ballesteros y Alarcón (2016) continúan diciendo que los Contratos ASE deben entenderse como una categoría especial de los contratos de concesión regulados por la ley 143 de 1994, los cuales son una modalidad particular de concesión independiente de la figura del contrato de concesión previsto en el Estatuto de Contratación, tienen características y reglas especiales para su adjudicación y ejecución y cuentan con un régimen especial de contratación regido por el derecho privado, el cual debe aplicarse sin perjuicio de los principios generales de la contratación estatal como son el igualdad de los proponentes, transparencia, libertad de concurrencia y selección objetiva.

En sentido similar se ha pronunciado el Consejo de Estado (1995), en concepto del 4 de diciembre de 1995, refiriéndose a los Contratos ASE para la prestación del servicio público de distribución de gas combustible por red. Resulta importante traer a colación este concepto, teniendo en cuenta que las normas relativas al procedimiento de adjudicación de los Contratos ASE para la prestación del servicio de energía, replican en

gran medida las normas que fueron establecidas para la adjudicación de estos contratos, cuando se trata del servicio de distribución de gas combustible por red:

Los contratos a que se refiere los artículos 174 y 40 de la Ley 142 de 1994 son contratos sometidos a régimen especial; constituyen una modalidad especial del contrato de concesión para la gestión y prestación de un servicio público. Las leyes que regulan la formación de los contratos están contenidas en las disposiciones citadas en el punto anterior, y los Decretos Reglamentarios 1051 y 1167 de 1995, incluyendo la selección de los contratistas por la aplicación del procedimiento especial de invitación pública y con sujeción al deber de selección objetiva. Además se aplican las reglas del derecho privado, en cuanto la Constitución o la ley no dispongan expresamente lo contrario (artículo 32 de la Ley 142 de 1994). (...) En consecuencia, estos contratos se rigen conjuntamente por las disposiciones de la Ley 142 de 1994, los Decretos 1051 y 1167 de 1995 y las normas del derecho privado que gobiernan la contratación especial para la gestión de los servicios públicos de conformidad con el párrafo del artículo 39 de la Ley 142 de 1994, ya mencionado.

Consideramos que a lo anterior debe agregarse que, atendiendo a lo preceptuado en el párrafo del artículo 8 de la Ley 143 de 1994, el Estatuto General de Contratación no es completamente ajeno a estos contratos, ya que, según lo indicado por esta norma, al momento de incluir cláusulas excepcionales en estos contratos, el Estatuto debe aplicarse en todo lo relativo a las mismas. Por lo tanto, el Estatuto General de Contratación deberá aplicarse en lo relativo a las Cláusulas de terminación unilateral y de caducidad, las cuales deben ser obligatoriamente incorporadas en los Contratos ASE por mandato expreso del artículo 17 de la Resolución 181072 de 2008.

### 1.5.2. Intervención de la CREG

Nos referimos al pronunciamiento favorable de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, al que hace alusión el artículo 4 de la Resolución 181072 de 2008, el cual es necesario para poder dar apertura al respectivo proceso de contratación. Este pronunciamiento encuentra su sustento en el párrafo 1° del pluricitado artículo 40 de la Ley 142 de 1994, el cual indica lo siguiente:

**PARÁGRAFO 1o.** La comisión de regulación respectiva definirá, por vía general, cómo se verifica la existencia de los motivos que permiten la inclusión de áreas de servicio exclusivo en los contratos; definirá los lineamientos generales y las condiciones a las cuales deben someterse ellos; y, antes de que se abra una licitación que incluya estas cláusulas dentro de los contratos propuestos, verificará que ellas sean indispensables para asegurar la viabilidad financiera de la extensión de la cobertura a las personas de menores ingresos.



En desarrollo de esta disposición y en relación con el servicio público de energía eléctrica, la CREG emitió la Resolución 76 de 2016. Esta resolución indica los criterios que debe tener en cuenta por dicha entidad, al momento de verificar que las áreas de servicio exclusivo propuestas por el Ministerio de Minas y Energía, son indispensables como un esquema de gestión sostenible para la prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI. Estos criterios son los siguientes:

- La conformación del área geográfica para la prestación del servicio debe asegurar la extensión de la cobertura y el mejoramiento de la calidad en la prestación del mismo.
- La conformación del área geográfica debe asegurar la gestión sostenible para la prestación del servicio de energía eléctrica.
- La conformación del área geográfica debe buscar los menores costos mediante el aprovechamiento de economías de escala, economías de alcance, economías derivadas de la localización geográfica y la dotación de recursos naturales. (Art. 4)

De la misma manera, el artículo 5° de la Resolución 76 de 2016, establece que el pronunciamiento de la CREG es un requisito previo para que el Ministerio de Minas y Energía proceda a la apertura de la invitación, así como también que deberá realizarse mediante resolución donde se señale que el área conformada cumple con las condiciones anteriormente mencionadas.

Además del anterior pronunciamiento, para cada proceso de adjudicación la CREG deberá fijar un precio de reserva específico, el cual corresponde a una estimación que dicha entidad hace del costo unitario de prestación del servicio (Cu) para el área geográfica a concesionar. De conformidad con el artículo 12 de la Resolución CREG 076 de 2016, y en concordancia con el parágrafo 3 del artículo 15 de la Resolución 181072 de 2008, el precio de reserva deberá definirse para poder llevar a cabo la audiencia de adjudicación y por encima de este precio no se admitirá trasladar a los usuarios del servicio los costos resultantes de un proceso competitivo, es decir, no se podrá adjudicar un Contrato ASE si el Cu propuesto por el único proponente supera la estimación de la CREG.

Igualmente es importante señalar que, en cuanto a las tarifas que remuneran el servicio prestado por cada concesionario y que deben ser incorporadas en cada contrato, son fijadas por la CREG a través de la misma Resolución CREG 076 de 2016. En esta se establece una fórmula tarifaria para las ASE que se

conformen por separado para cada actividad del servicio público de energía eléctrica en las ZNI, es decir, cuando se concesionen individualmente las actividades de generación, distribución y comercialización, y otra fórmula tarifaria para las ASE donde se concesionen las tres actividades a un único adjudicatario. La anterior obedece a las competencias asignadas a esta comisión por los artículos 73.11 de la Ley 142 de 1994 y el artículo 20 de la Ley 143 de 1994, donde se indica que esta podrá establecer las fórmulas para la fijación de las tarifas del servicio público domiciliario de electricidad y definir la metodología para el cálculo de las tarifas aplicables a los usuarios regulados de este servicio; y por el artículo 90 de la Ley 142 de 1994, donde se establece que las comisiones de regulación, al definir sus tarifas, pueden implementar varias alternativas y siempre podrán plantear y hacer públicas diversas opciones tarifarias que tomen en cuenta diseños que consideren óptimos.

### **1.5.3. Entidad contratante, propósito y objeto específicos**

Si bien el procedimiento de licitación que encontramos en la Ley 80 de 1993 resulta aplicable para cualquiera de las entidades sometidas al Estatuto General de Contratación descritas en el numeral 1° de su artículo segundo, el procedimiento que encontramos en el Decreto 1073 de 2015 y en la Resolución 181072 de 2008 sólo puede ser aplicado por una entidad específica, la cual es el Ministerio de Minas y Energía, ya que esta entidad es la facultada para establecer ASE para la prestación del servicio de energía en las ZNI, de conformidad con lo establecido en el artículo 2.2.3.3.2.2.3.8 del mismo Decreto 1073 de 2015. Este artículo señala lo siguiente:

Áreas de Servicio Exclusivo. El MME (Ministerio de Minas y Energía) podrá establecer ASE para la prestación del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas, en los términos establecidos en el artículo 65 de la Ley 1151 de 2007, disposición reproducida por el artículo 114 de la Ley 1450 de 2011. Para estos efectos determinará, entre otros:

1. La asignación del riesgo de demanda, los indicadores de calidad, las obligaciones de ampliación de cobertura y la participación de las fuentes no convencionales de energía, incluyendo los incentivos para sustituir la generación con diésel.

La metodología y requisitos para seleccionar el prestador del servicio a partir de un concurso abierto.

Por su parte, entendiendo que el procedimiento de licitación de la Ley 80 de 1993 se encuentra establecido para que las distintas entidades estatales satisfagan sus diversas necesidades, las cuales se definen en función del servicio público que se encuentra a su cargo, los Contratos ASE se apartan de lo

anterior ya que el artículo 1° de la Resolución 181072 de 2008 de antemano y de forma precisa, indica cuales son los motivos que justifican este tipo de contratación:

**PROCEDENCIA DE LA CONTRATACIÓN.** Por motivos de interés social y con el propósito de que la cobertura del servicio público de energía eléctrica se pueda extender a toda la población, el Ministerio de Minas y Energía, podrá contratar mediante invitación pública todas o alguna de las actividades involucradas en el servicio público de energía eléctrica, en un área geográfica perteneciente a las Zonas no Interconectadas, incorporando cláusulas de exclusividad, en la cual ninguna persona diferente al adjudicatario podrá prestar los mismos servicios, conforme con los criterios que por vía general adopte la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Así las cosas, se observa los motivos que justifican esta contratación, los cuales son el interés general y la expansión de la cobertura a toda la población, se encuentran en concordancia con los motivos que justifican el establecimiento de una ASE, de conformidad con el artículo 40 de la Ley 142 de 1994.

Por último, encontramos que el objetivo que se busca con la aplicación de este proceso de selección también es específico, pues como se señala en el artículo 2° de la Resolución 181072 de 2008, este no es otro sino “asegurar que un concesionario, por su cuenta y riesgo, preste alguna o todas las actividades involucradas con el servicio público de energía eléctrica, en condiciones de exclusividad en el área geográfica concedida perteneciente a las Zonas no Interconectadas”. Lo anterior, se considera un objetivo específico, teniendo en cuenta que en la licitación de la ley 80 de 1993 este objetivo es variable según cada contrato, ya que este depende de los fines que persiga la correspondiente entidad estatal el respectivo procedimiento contractual.

#### **1.5.4. Trámite**

El trámite para la adjudicación de un Contrato ASE previsto en los artículos 2.2.2.4.1 a 2.2.2.4.24. del Decreto 1073 de 2015 y en Resolución 181072 de 2008 se puede resumir de la siguiente manera:

- i. Si bien las mencionadas normas no hacen referencia a la etapa de estudios y documentos previos, esta debe ser agotada en el presente procedimiento, atendiendo a los principios de igualdad de los proponentes, publicidad, transparencia, libertad de concurrencia y selección objetiva que le

resultan aplicables. Igualmente, en virtud de los mencionados principios, el resultado de estos estudios y documentos previos deberá ser publicado en la página web del Ministerio de Minas y Energía, con el propósito de recibir observaciones.

- ii. Una vez Minminas obtenga el pronunciamiento favorable de la CREG que arriba se mencionó, este ordenará la apertura del proceso para la contratación e invitará públicamente a participar a quienes cumplan con los requisitos y condiciones establecidos en el Pliego de Condiciones, mediante la publicación de dos avisos en fechas diferentes en un diario de amplia circulación nacional. El tiempo de publicación y el contenido de estos avisos se encuentra descrito en los artículos 4° y 5° de la Resolución 181072 de 2008. El contenido mínimo del pliego se encuentra descrito en el artículo 6° de esta misma resolución.
- iii. Se deberá realizar una o varias audiencias de aclaración del pliego de condiciones, según sea necesario, para que los futuros proponentes puedan solicitar las aclaraciones sobre el Pliego de Condiciones. Como resultado de estas reuniones, podrá modificarse el pliego de condiciones ya publicado (Artículo 7° de la Resolución 1872 de 2008).
- iv. Una vez surtido lo anterior, se recibirán propuestas hasta la fecha que se indique en el pliego de condiciones definitivo, después de lo cual se cerrará la invitación pública. El Ministerio podrá solicitar por escrito las aclaraciones o explicaciones que estime convenientes sobre las propuestas presentadas y para su respuesta fijará un plazo prudencial que se incluirá en el Pliego de Condiciones. Las respuestas a las aclaraciones y explicaciones no podrán contener adiciones o modificaciones a la propuesta (Artículo 10 y 14 de la Resolución 1872 de 2008).
- v. Dará inicio la etapa de evaluación económica, técnica y jurídica de las propuestas, la cual estará a cargo de un comité conformado específicamente para tal fin. Este Comité podrá contar con la asesoría externa de expertos en el objeto de la contratación. La evaluación se adelantará por el término que se indique en el pliego de condiciones. Vencido el término de evaluación, el informe final que contiene los fundamentos y resultado de la evaluación y la recomendación de adjudicación pertinente a los interesados, será objeto de traslado a los interesados, para que estos lo conozcan y expongan sus observaciones si lo consideran necesario. El Comité resolverá de forma motivada las observaciones presentadas por los proponentes, en un nuevo informe de

evaluación, que será puesto en conocimiento de los proponentes en la audiencia de adjudicación (artículos 11, 12 y 13 de la Resolución 181072 de 2008).

- vi. Una vez vencido el término de evaluación, se escogerá la mejor propuesta. La adjudicación se hará en audiencia pública, mediante resolución motivada, que se entenderá notificada al proponente favorecido en dicha audiencia. Durante la misma audiencia, y previamente a la adopción de la decisión definitiva de adjudicación, los interesados podrán pronunciarse sobre la respuesta dada por el Ministerio a las observaciones presentadas respecto de los informes de evaluación. El acto de adjudicación es irrevocable y obliga a la entidad y al adjudicatario. (Resolución 181072, 2008, art. 15).

### **1.5.5. Licenciamiento Ambiental**

La normatividad ambiental aplicable al sector de energía eléctrica establece el trámite de licenciamiento dependiendo de la capacidad instalada de cada proyecto, así como también de la fuente de generación a utilizar. Debido a que la normatividad descrita hasta el momento no ata los Contratos ASE a una capacidad instalada o a una fuente de generación específicas, la exigencia o no de una licencia ambiental dependerá de la estructuración que en cada caso se haga.

Como veremos más adelante, la propuesta de Contrato ASE del presente trabajo se construye sobre la implementación de soluciones individuales, a través de equipos solares fotovoltaicos instalados para cada usuario. Lo anterior se justifica teniendo en cuenta los supuestos de ampliación de cobertura del servicio de energía eléctrica a nivel nacional, planteados en el Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER 2018-2031), donde se señala que, para las ZNI, *“se plantea implementar soluciones con fuentes no convencionales de energía FNCER, solar Fotovoltaica Individual, con una capacidad instalada de 0,5 kWp por vivienda”* (p 46). Igualmente, la propuesta plantea que el alcance de la exclusividad no debe contemplar la actividad de generación, sin perjuicio que el concesionario pueda adelantar proyectos de generación que no estén comprendidos dentro de las obligaciones contractuales.

El siguiente cuadro describe los proyectos que en el sector eléctrico requieren del trámite de licenciamiento ambiental:

Tabla 3: Licencias ambientales para el sector de energía eléctrica (Decreto 1076 de 2015):

<b>CLASE DE PROYECTO</b>	<b>ARTÍCULO</b>	<b>AUTORIDAD COMPETENTE</b>
La construcción y operación de centrales generadoras de energía eléctrica con capacidad instalada igual o superior a cien (100) MW;	Artículo 2.2.2.3.2.2, Numeral 4. Literal a	<b>ANLA</b>
Los proyectos de exploración y uso de fuentes de energía alternativa virtualmente contaminantes con capacidad instalada superior o igual cien (100) MW;	Artículo 2.2.2.3.2.2, Numeral 4. Literal b	
El tendido de las líneas de transmisión del Sistema de Transmisión Nacional (STN), compuesto por el conjunto de líneas con sus correspondientes subestaciones que se proyecte operen a tensiones iguales o superiores a doscientos veinte (220) KV.	Artículo 2.2.2.3.2.2, Numeral 4. Literal c	
Los proyectos para la generación de energía nuclear	Artículo 2.2.2.3.2.2, Numeral 5:	
La construcción y operación de centrales generadoras con una capacidad mayor o igual a diez (10) y menor de cien (100) MW, <u>diferentes a las centrales generadoras de energía a partir del recurso hídrico;</u>	Artículo 2.2.2.3.2.3., Numeral 4. Literal a:	<b>CAR's</b>
El tendido de líneas del Sistema de Transmisión Regional conformado por el conjunto de líneas con sus módulos de conexión y/o subestaciones, que operan a tensiones entre cincuenta (50) KV y menores de doscientos veinte (220) KV;	Artículo 2.2.2.3.2.3., Numeral 4. Literal b	
La construcción y operación de centrales generadoras de energía a partir del recurso hídrico con una capacidad menor a cien (100) MW; exceptuando las	Artículo 2.2.2.3.2.3., Numeral 4. Literal c	

pequeñas hidroeléctricas destinadas a operar en Zonas No Interconectadas (ZNI) y cuya capacidad sea igual o menor a diez (10) MW;		
Los proyectos de exploración y uso de fuentes de energía virtualmente contaminantes con capacidad instalada de igual o mayor a diez (10) MW y menor de cien (100) MW.	Artículo 2.2.2.3.2.3., Numeral 4. Literal d	
<b>Exigibilidad Diagnóstico Ambiental de Alternativas:</b>		
Deberán solicitar pronunciamiento a la autoridad ambiental competente sobre la necesidad de presentar el Diagnóstico Ambiental de Alternativas (DAA) Los proyectos de exploración y uso de fuentes de energía alternativa virtualmente contaminantes que provienen de biomasa para generación de energía con capacidad instalada superior a diez (10) MW.	Artículo 2.2.2.3.4.2, Numeral 7	<b>CAR's</b>

Fuente: Elaboración propia con base en el Decreto 1076 de 2015.

Teniendo en cuenta lo anterior, a la luz de la normatividad sobre licenciamiento ambiental (Decreto 1076 de 2015), los Contratos ASE propuestos no necesitarían adelantar el trámite de licencia ambiental ya que de conformidad con los numerales 4 y 5 del artículo 2.2.2.3.2.2 del Decreto 1076 de 2015, sólo los proyectos de exploración y uso de fuentes de energía virtualmente contaminantes<sup>19</sup> con capacidad instalada de igual o mayor a diez (10) MW y menor de cien (100) MW requieren dicho licenciamiento. Como las soluciones que se implementaría a través de estos contratos tendrían en cuenta los supuestos de ampliación de cobertura planteados en el PNER 2018-2031 (Solar Fotovoltaica Individual, con una capacidad instalada de 0,5 kWp por vivienda), no se necesitaría de este trámite.

De igual manera, de conformidad con lo establecido en el numeral 7 del Artículo 2.2.2.3.4.2 del Decreto 1076 de 2015, los proyectos de exploración y uso de fuentes de energía alternativa virtualmente contaminantes con fuentes como energía solar, eólica, geotermia y mareomotriz., no requieren pronunciamiento a la autoridad ambiental competente sobre la necesidad de presentar el Diagnóstico Ambiental de Alternativas (DAA). Esto constituye un incentivo que facilita la implementación de estos proyectos.

<sup>19</sup> Arriba se mencionó que el concepto de fuentes de energía virtualmente contaminantes se asemeja al de FNCER, excluyendo las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.

### 1.5.6. Consulta con comunidades étnicas.

El régimen jurídico aplicable a las consultas previas tiene como origen el Convenio 161 de la OIT el cual establece que los gobiernos deberán *consultar a los pueblos interesados, medidas legislativas o administrativas susceptibles de afectarles directamente* y en los artículos 7, 8, 13, 40 núm. 2, 70, 329 y 330 de la Constitución Política que los cuales se refieren a la protección a la diversidad étnica a cargo del Estado, la diversidad cultural y los mecanismos de participación de las entidades territoriales indígenas.

Estos planteamientos constitucionales encuentran su desarrollo en el artículo 76 de la ley 99 de 1993, el cual indica que la explotación de los recursos naturales deberá hacerse sin desmedro de la integridad cultural, social y económica de las comunidades indígenas y de las negras y que las decisiones sobre la materia se tomarán, previa consulta a los representantes de tales comunidades y en el Decreto 1066 de 2015 (Único Reglamentario del Sector del Interior), el cual en sus artículos 2.5.3.1.1 y siguientes, reglamenta el procedimiento y las etapas que se deben surtir para llevar a cabo este procedimiento.

Igualmente encontramos las Directivas Presidenciales No. 1 de 2010 y No. 10 de 2013, las cuales señalan los mecanismos mediante los cuales procede el proceso de Consulta Previa y adoptan una “*Guía para la realización de Consulta Previa con Comunidades étnicas*” la cual clarifica el trámite y las etapas específicas que deben cumplirse en estas consultas. Es importante señalar que la directiva 10 de 2013 acoge parámetros y directrices establecidos de forma general por la Corte Constitucional a lo largo de su línea jurisprudencial sobre este tema.

La tabla 3, resume la normatividad aplicable al tema de consultas previas:

Tabla 3: Marco jurídico de la Consulta Previa a Comunidades Étnicas



REFERENTES NORMATIVOS	NORMAS
Marco Constitucional	Constitución Política de Colombia (artículos 2, 7, 40, 329 y 330)  Convenio 169 de la OIT (artículos 6,15, 16,17, 22, 27 y 28) aprobado por la Ley 21 de 1991. Hace parte del bloque de Constitucionalidad.
Marco Legal	Ley 99 de 1993, Decreto 1320 de 1998 Decreto 2893 de 2011, Decreto 2613 de 2013, Decreto 2041 de 2014 Directiva Presidencial 01 de 2010 Directiva Presidencial 10 de 2013
Marco Jurisprudencial	SU-039 de 1997, T- 652 de 1998, C-169 de 2001 C-418 de 2002, C-891 de 2002, SU-383 de 2003 C-620 de 2003, T-955 de 2003, T-737 de 2005 T-382 de 2006, C-208 de 2007, C-750 de 2008 C-030 de 2008, C- 461 de 2008, C- 175 de 2009 C-615 de 2009, T-769 de 2009, C-608 de 2010 C-187 de 2011, C- 366 de 2011, C-051 de 2012 T- 376 de 2012, T-823 de 2012, T-576 de 2014

Nota: Tabla tomada de Ministerio del Interior (2015). *Consulta Previa de medidas legislativas y administrativas de comunidades negras, afrocolombianas, raizales y palenqueras*. Recuperado de [https://dacn.mininterior.gov.co/sites/default/files/cartilla\\_consulta\\_previa\\_final.pdf](https://dacn.mininterior.gov.co/sites/default/files/cartilla_consulta_previa_final.pdf)

Teniendo en cuenta las características de las ZNI mencionadas en el numeral 1.1., es factible que dentro de las áreas que se pretendan concesionar en el futuro se encuentren comunidades étnicas, las cuales deberán ser consultadas ante la implementación de un Contrato ASE dentro de su territorio. Por lo tanto, consideramos imperativo que en el marco de la estructuración de cada proyecto se tenga en cuenta la participación de estas comunidades, y que como resultado de esta participación en el contrato se establezcan obligaciones a cargo del Concesionario, las cuales busquen satisfacer los compromisos adquiridos.

Es necesario señalar que la consulta previa con comunidades étnicas debe versar, no sólo sobre los aspectos propios de la prestación del servicio en el área, tales como infraestructura o implementación de las FNCE, sino también debe incluirse en esta el contenido de los distintos actos administrativos que enmarquen la estructuración del respectivo contrato, tales como Resoluciones CREG y Resoluciones del Ministerio de Minas y Energía emitidas para tal fin.

Por último, traemos a colación la reciente modificación introducida por el Decreto 2353 de 2019<sup>20</sup>, mediante el cual se crea la entidad denominada Autoridad Nacional de Consultas Previas y se introducen algunas modificaciones a este trámite, a saber:

- Se crea la Autoridad Nacional de Consulta previa, como una entidad con autonomía financiera y administrativa, lo que da mayor relevancia a todos los trámites de consulta, ya que estarían a cargo de una entidad técnica y especializada (art. 16)
- Se suprime la expedición de certificaciones acerca de la presencia de grupos étnicos en áreas donde se pretenda desarrollar proyectos, obras o actividades que tengan influencia directa sobre estos grupos, la cual estaba a cargo de la Dirección de consulta previa del Ministerio del Interior.
- En lugar de la mencionada certificación, en el marco de este trámite se expedirá un acto administrativo de procedencia de consulta previa, el cual se espera que, por su naturaleza, contenga un estudio más profundo sobre la afectación que pueda llegar a tener el proyecto, obra actividad sobre la respectiva comunidad étnica (numeral 4, artículo 16A, Decreto 2353 de 2019).
- La determinación de la procedencia de la Consulta Previa estará a cargo de una subdirección técnica, la cual deberá, entre otras, adelantar las visitas y verificaciones necesarias para expedir los respectivos actos administrativos de procedencia de la consulta previa y administrará el sistema de información relativo a las comunidades étnicas (numerales 2 y 5, artículo 16A, Decreto 2353 de 2019)
- El desarrollo de las Consultas estará a cargo de la subdirección de gestión de consulta previa, la cual además tiene, entre otras, la función de proponer directrices, metodologías, protocolos y herramientas diferenciadas para la asistencia técnica y la realización de las consultas (numeral 2, artículo 16B)

---

<sup>20</sup> Por medio del cual se modifica la estructura del Ministerio del Interior y se determinan las funciones de algunas dependencias.

## **2. Contratos ASE actuales, problemática frente a las Fuentes No Convencionales de Energía posibles soluciones y propuesta para nuevos Contratos ASE**

Una vez descrito el régimen jurídico aplicable a los Contratos ASE para la prestación del servicio de energía en las ZNI, procederemos a describir los dos únicos contratos de este tipo que se han adjudicado y se encuentran vigentes en Colombia. Para esto, en primera medida identificaremos los instrumentos de política que llevaron a determinar la necesidad de estructurar estas concesiones y luego explicaremos unos elementos que consideramos son elementales para entender su alcance, desarrollo y finalidades; en seguida plantearemos las problemáticas que identificamos en estos contratos; y por último, teniendo en cuenta algunos de los elementos descritos, presentaremos algunas propuestas que permitirán que los Contratos ASE futuros contribuyan a los fines de expansión de cobertura del servicio de energía eléctrica, a la lucha contra el cambio climático y propicien la incorporación de las FNCER de la matriz energética nacional, logrando así la sustitución de la generación con combustibles fósiles por generación con FNCER en las ZNI del país.

### **2.1. Los Contratos ASE del Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina y de Amazonas**

La necesidad de concesionar ASE en las zonas de San Andrés Islas (SAI) y en Amazonas fue reconocida en el documento Conpes 3587 de 2009 (Departamento Nacional de Planeación, 2006). Este mencionó que, la declaratoria de las concesiones de áreas de servicio exclusivo para la prestación del servicio de energía eléctrica en estas zonas, debe ser reconocidos *“como proyectos de importancia estratégica para el país, teniendo en cuenta que estas concesiones son de gran envergadura, que permitirán aumentar la cobertura y mejorar la calidad del servicio eléctrico en estas áreas del país”*. Lo anterior, teniendo en cuenta que desde el Conpes 3453 de 2006 (Departamento Nacional de Planeación, 2006) ya se habían establecido lineamientos para implementar esquemas de prestación del servicio en algunas ZNI y se recomendó al Minminas:

Estructurar los esquemas de selección y los mecanismos legales de contratación de los gestores calificados, incorporando incentivos para prestar el servicio con costos de eficiencia, aumentar la calidad y la cobertura del mismo, y fomentar el reemplazo de combustibles fósiles por combustibles renovables. (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2008, p. 1)

Teniendo en cuenta los anteriores lineamientos de política, y siguiendo la normatividad establecida para concesionar Contratos ASE descrita en el capítulo anterior, se firmaron los Contratos de Concesión de ASE No. 067 de 2009 para la prestación del servicio de energía en el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, y de Concesión de ASE No. 052 de 2010 para la prestación del servicio de energía en Amazonas, los cuales actualmente son los únicos instrumentos que materializan este esquema empresarial de prestación del servicio de energía en el país. En términos generales, podemos afirmar que la finalidad de estos contratos es concesionar la exclusividad sobre un área específica para llevar a cabo las actividades de generación, distribución y comercialización de energía, a cambio de una remuneración que está compuesta por las tarifas que pagan los usuarios y los subsidios otorgados por el gobierno nacional (a través del Ministerio de Minas y Energía), tendiendo en cuenta además las estipulaciones contractuales de cada uno y la regulación que les aplique.

Si bien la complejidad de estos Contratos ASE nos permite encontrar un sin número de particularidades a través de las cuales los podemos describir, hemos seleccionado unos componentes contractuales específicos, los cuales consideramos nos ayudarán a tener una apreciación clara de la prestación del servicio en las áreas concesionadas. Será a partir de estos mismos componentes, que en el numeral 2.4 expondremos nuestra propuesta de Contratos ASE. Los componentes que analizaremos son: régimen tarifario, alcance de la concesión, alcance de la exclusividad, división geográfica del área de servicio exclusivo, asignación general de riesgos, asignación del riesgo de la demanda y reversión.

### **2.1.1. Régimen tarifario (Resoluciones CREG)**

De conformidad con las competencias otorgadas por los artículos 73.11 y 90 de la ley 143 de 1994, mencionadas en el anterior capítulo, las fórmulas tarifarias aplicables a cada uno de estos contratos fueron fijadas por la CREG, a través de diferentes resoluciones.

Para el caso del Contrato ASE del Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, las Resoluciones CREG 160 de 2008 y CREG 073 de 2009, establecieron el régimen tarifario aplicable para el área concesionada. El cálculo de esta tarifa tiene en cuenta la remuneración de la inversión y los gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM), para las tres actividades concesionadas y la

remuneración de los costos de combustible. Igualmente, en este cálculo se incluye el valor de los subsidios por menores tarifas determinado por el Minminas, según los estratos socioeconómicos existentes.

Para el caso del Contrato ASE de Amazonas, las Resoluciones CREG 91 de 2007 y CREG 161 de 2008 establecieron la fórmula tarifaria para las ASE conformadas para todas las actividades del servicio público de energía eléctrica en las ZNI. Es importante mencionar que, a diferencia de las resoluciones CREG que aplican para el contrato de San Andrés anterior, las resoluciones aquí mencionadas aplicaban (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2016) para todos los prestadores del servicio público de energía que desarrollan las actividades de generación, distribución y/o comercialización de energía eléctrica en ZNI, es decir, debían aplicarse a toda ASE que se estructurara dentro del territorio continental. Igualmente, se observa que el cálculo de esta tarifa tiene en cuenta los mismos componentes que son considerados para el caso del Archipiélago de San Andrés.

### **2.1.2. Alcance de la Concesión**

Tanto en el Contrato ASE No. 067 de 2009 como en el Contrato ASE No. 052 de 2010, el alcance de la concesión es idéntico<sup>21</sup>. Este alcance comprende lo siguiente:

- “La prestación, operación, explotación, organización y gestión total del servicio público de energía eléctrica relacionado con las actividades de generación, distribución y comercialización” (Ministerio de Minas y Energía, 2015, p. 2).
- “Construcción de nueva infraestructura<sup>22</sup> y explotación, rehabilitación, conservación y mantenimiento de la infraestructura existente y de la nueva infraestructura” (Ministerio de Minas y Energía, 2015, p. 2).
- “La ejecución de aquellas actividades necesarias para la adecuada prestación del servicio público de energía eléctrica relacionado con las actividades de generación, distribución y comercialización y para el funcionamiento de la infraestructura y la nueva infraestructura” (Ministerio de Minas y Energía, 2015, p. 2).

---

<sup>21</sup> En los dos contratos esta cláusula corresponde al número 3.

<sup>22</sup> Los Contratos definen nueva infraestructura como “los activos que deberá adquirir o construir el Concesionario para cumplir con los niveles de prestación del servicio”.

Igualmente, el clausulado de estos contratos especifica que por *Infraestructura* deberá entenderse aquella que es entregada por el Concedente (Minminas) a los Concesionarios para la prestación del servicio. En cada caso, esta infraestructura se encuentra detallada en los pliegos de condiciones de cada proceso y se refiere principalmente a la infraestructura existente al momento del inicio de cada concesión.

Como *nueva infraestructura*, en cada contrato se entienden aquellos activos que deberán adquirir o construir los concesionarios. Para cada uno de estos Contratos ASE, se establecieron obligaciones específicas en cuanto a la nueva infraestructura.

### **2.1.3. Conformación geográfica del área de servicio exclusivo:**

Ya hemos mencionado que cada ASE tiene características especiales, atendiendo sus condiciones demográficas y geográficas propias. Por tal motivo, encontramos que la conformación del ASE en cada uno de los contratos mencionados, presenta las siguientes particularidades:

#### **2.1.3.1 En el Contrato de San Andrés, Providencia y Santa Catalina:**

El espacio geográfico para la prestación de las actividades concesionadas corresponde al territorio que compone las islas mayores de San Andrés, Providencia y Santa Catalina y los centros poblados que hacen parte de cada una de estas. No se establece ninguna clasificación adicional para este territorio.

Para la Isla Mayor de San Andrés, se establecen unas obligaciones especiales en cuanto a la nueva infraestructura, las cuales se refieren a proyectos con FNCE. Estos proyectos son la construcción y operación de una planta de generación RS (Universidad de Ciencias y Artes Aplicadas del Noroeste de Suiza, 2017) (generación mediante la combustión de residuos sólidos urbanos) (Sopesa, s.f.); y la construcción y operación de un parque de generación eólico<sup>23</sup>. Para cada uno de estos se establecen las especificaciones técnicas y ambientales que deben cumplir, según la regulación aplicable. Adicionalmente,

---

<sup>23</sup>El Anexo 5 del Contrato de Concesión 067 de 2009 establece las especificaciones técnicas de este parque de generación eólico.

dentro de la nueva infraestructura para esta Isla, se incluye la adquisición de nuevas plantas para la central de generación con combustible fósil<sup>24</sup>.

Para las Islas Mayores de Providencia y Santa Catalina no se establecen obligaciones específicas en cuanto a FNCE. Se establecen requisitos técnicos que deben cumplir las centrales de generación con combustible fósil, e igualmente se establecen indicadores de calidad en cuanto a continuidad, duración y frecuencia de las interrupciones e indicadores de calidad de potencia eléctrica (nivel de tensión y frecuencia), los cuales son exigibles para la totalidad del área concesionada, sin hacer distinción por localidades.

### **2.1.3.2 En el Contrato de Amazonas**

El espacio geográfico para la prestación de las actividades concesionadas en el área de Amazonas se encuentra dividido en cuatro tipos de localidades, teniendo en cuenta el número de usuarios a atender en cada una de estas:

- Tipo 1: Cabeceras Municipales y localidades con un número superior a 300 usuarios
- Tipo 2: Localidades con un número entre 151 y 300 usuarios
- Tipo 3: Localidades con un número entre 51 y 150 usuarios
- Tipo 4: Localidades con un número inferior a 50 usuarios

Esta división del área concesionada por localidades, se justifica en cuanto el contrato establece unos indicadores de calidad del servicio dependiendo el tipo de localidad que se trate: para las localidades Tipo 1, se establecen unos indicadores de continuidad del servicio, duración de interrupciones, frecuencia de interrupciones y calidad de la potencia eléctrica (nivel de tensión y frecuencia), teniendo en cuenta una generación con Diésel. Para las localidades Tipo 2, 3 y 4, se establecen unos indicadores específicos en cuanto a continuidad del servicio, calidad de la potencia (nivel de tensión y frecuencia), teniendo en cuenta lo aisladas que pueden llegar a ser estas localidades, y se establece la obligación para que el concesionario procure la instalación de FNCE que no utilicen combustibles fósiles, de tal manera que al finalizar el 5° año de ejecución contractual, el 10% de la generación en estas localidades sea con este tipo de fuentes.

---

<sup>24</sup>El combustible usado en esta ASE es el Diésel marino.

Igualmente, se estipula que este porcentaje de generación deberá mantenerse para los años sexto y siguientes contados a partir de la fecha de inicio de la ejecución y hasta la fecha de terminación del contrato.

#### **2.1.4. Asignación general de riesgos:**

Si bien la asignación de riesgos en estos Contratos ASE tratan de cubrir los distintos aspectos dentro de ellos contemplados (contables, financieros, cambiarios, técnicos, etc.), para los fines del presente trabajo nos centraremos en aquellos riesgos que están relacionados de forma directa con la prestación del servicio de energía eléctrica. En términos generales, en los dos contratos bajo estudio, los riesgos asumidos por el Concesionario son los siguientes:

- Los riesgos asociados a la operación y mantenimiento de la Infraestructura y la Nueva Infraestructura, entendiéndose como tal el riesgo relativo al no cumplimiento por parte del Concesionario de los Niveles de Prestación del Servicio o a que los costos de la operación y el mantenimiento sean mayores a los proyectados por el Concesionario al momento de presentar su propuesta (Electrovichada, s.f.).
- Los efectos, por el no pago o el no pago oportuno por parte de los Usuarios de las tarifas y cargos por el servicio de público de energía eléctrica (Electrovichada, s.f.).
- Los efectos, favorables o desfavorables, derivados de la contingencia resultante del cumplimiento o las modificaciones de las licencias ambientales, de los planes de manejo ambiental: u otros permisos ambientales que se obtengan o preparen como consecuencia o con relación del Contrato (Electrovichada, s.f. p. 8).
- Los efectos, favorables o desfavorables, derivados de la contingencia resultante de cambios regulatorios, administrativos, legales o constitucionales, bien sea por la expedición, modificación o retiro de normas aplicables o por el cambio en la interpretación de las mismas (Electrovichada, s.f.).

Se observa que para los dos contratos, el Ministerio de Minas y Energía en su calidad de concedente asume los efectos desfavorables derivados por el daño emergente ocurrido por hechos de Fuerza Mayor o Caso Fortuito; efectos desfavorables por cambios regulatorios en caso que la CREG modifique la estructura tarifaria; y los efectos desfavorables por los cambios en la regulación sobre el otorgamiento de subsidios a usuarios de las ZNI, hasta por un término de cinco años contados a partir de la fecha de inicio de la ejecución.



### 2.1.5. Asignación del riesgo de la demanda

Una de las principales diferencias que encontramos entre los dos contratos estudiados, es la asignación del riesgo de la demanda. Esto además es un elemento esencial en este tipo de contratos, ya que, conforme lo indica la CREG en el documento 094 del 5 de diciembre de 2008,

La asignación del riesgo de demanda es uno de los elementos que debe ser tenido en cuenta al momento de establecer las áreas de servicio exclusivo, pues este aspecto incide directamente en la remuneración del servicio, y por tanto, en el costo de prestación del mismo (...) por lo anterior, puede ser deseable analizar en forma paralela la manera de asignar el riesgo de demanda y la metodología que se escoja para remunerar las actividades que se desarrollen en el marco de un área de servicio exclusivo. Así, en caso de que el riesgo de demanda sea asignado al contratista, la metodología más apropiada podría ser la de un precio máximo regulado. Por el contrario, si este riesgo es asignado al usuario, la metodología más adecuada podría ser la de un ingreso máximo regulado. (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2008, p. 16).

De la misma manera, en el citado documento la CREG señala que, para determinar la forma más adecuada de asignar el riesgo de la demanda en cada contrato, se deben determinar, entre otros, los siguientes factores:

- “La incidencia de esta decisión sobre la concurrencia en el proceso de invitación pública” (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2008, p. 15);
- “El posible impacto fiscal de esta decisión, en la medida que se pueden requerir mayores flujos de subsidios a la demanda a ser financiados con aportes del Presupuesto General de la Nación, cuando se experimenten eventuales aumentos en el costo unitario de prestación del servicio” (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2008, p. 15);
- “La madurez del mercado y la información sobre el mismo, dadas la posible movilidad de la población y la incertidumbre sobre su comportamiento frente a la facturación y cobro del servicio” (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2008, p. 15).

Por lo tanto, la importancia de la asignación del riesgo de la demanda radica en que constituye un elemento esencial para determinar la fórmula que va a remunerar la actividad del concesionario.

### 2.1.5.1 Asignación del riesgo de la demanda en el Contrato del Archipiélago de San

**Andrés:**

Si bien en el citado Documento 094 de 2008 la CREG no dio una recomendación específica acerca de cuál extremo contractual debería asumir el riesgo de la demanda, si estableció diferentes alternativas regulatorias para que la entidad concedente pudiera adoptar aquella que le resultara más apropiada a los fines que se buscan con el establecimiento del ASE en esta zona. En este sentido, la CREG consideró lo siguiente:

Ante la heterogeneidad de las áreas geográficas que conforman las ZNI y ante la posible variación en el comportamiento de los agentes interesados en participar en los procesos de invitación pública, frente al entorno local e internacional, resulta complejo adoptar ex ante una de estas alternativas regulatorias. En el caso particular del Archipiélago, es preciso considerar la posible incertidumbre que se puede generar para el agente responsable de la prestación del servicio ante eventuales cambios en las tarifas de la energía eléctrica para la demanda hotelera y comercial, que representa el 56% de la demanda de esta área geográfica. (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2008, p. 16)

Tomando en cuenta lo anterior, la CREG entiende que para la autoridad contratante puede resultar provechoso disponer de diferentes alternativas regulatorias en materia tarifaria para analizar mecanismos adecuados de asignación del riesgo de demanda, al momento de estructurar las áreas de servicio exclusivo. En consecuencia, uno de los ajustes a la propuesta contenida en la Resolución CREG 072 de 2008 consiste en ofrecer opciones regulatorias, de forma tal que dicha autoridad pueda proponerle a la Comisión la manera como asignaría el riesgo de demanda a los agentes que consideren pueden administrarlo de la manera más apropiada. En tal sentido, en este proyecto regulatorio se abre espacio para que la autoridad contratante le proponga a la CREG cuál de las metodologías tarifarias desarrolladas en esta propuesta puede resultar más adecuada para efectos de la estructuración del área de servicio exclusivo. (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2008, p. 16).

Teniendo en cuenta lo anterior, el Contrato de Concesión 067 de 2009 se determinó que el riesgo de la demanda debía ser asumido por el Concesionario, aun cuando su aumento o disminución se dé como consecuencia del URE<sup>25</sup>. Es importante tener en cuenta que, dentro de este riesgo asumido por el Concesionario se incluye el impacto que puede llegar a tener el uso extensivo de las FNCER por parte de los usuarios del área concesionada.

---

<sup>25</sup> Según la Cláusula primera del Contrato, se entiende por URE el programa de uso racional y eficiente de la energía eléctrica que deberá implementar el Concesionario en ejecución del Contrato. Este URE no incluye el uso de FNCER por parte de los usuarios.

### **2.1.5.2 Asignación del riesgo de la demanda en el Contrato de Amazonas**

Por su parte, frente al Contrato de Amazonas, la CREG emitió el documento 057 de 2009 del 22 de mayo de 2009(Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2009), mediante el cual adelantó la verificación del cumplimiento de las condiciones que permiten la inclusión de Áreas de Servicio Exclusivo en la ZNI de Amazonas. Respecto a la asignación del riesgo de la demanda, se mencionó lo siguiente:

De otro lado, el Ministerio de Minas y Energía manifestó su interés por que se le asignara el riesgo de demanda a los usuarios del servicio en las áreas de Amazonas y Vaupés, considerando la dificultad en la estimación del comportamiento de la demanda en estas zonas y dadas las características geográficas y económicas de las mismas. La variación de la demanda de estas zonas está relacionada con las migraciones de la población debidas al desarrollo de las actividades económicas propias de estas regiones (explotación de recursos naturales como madera, petróleo, oro; situaciones de orden público, narcotráfico, etc.). También responde al tipo de uso de la energía eléctrica, que está dirigido principalmente a consumos de iluminación, cocción, refrigeración y comunicaciones. Lo anterior está acompañado de la poca disponibilidad de información histórica, que es necesaria para el diseño de un modelo de proyección y para la validación de los resultados del mismo.

En conclusión, dada la incertidumbre alrededor de la evolución de la demanda en las áreas de Amazonas y Vaupés, la CREG considera que el riesgo de demanda debe ser asignado a los usuarios. Por tanto, la metodología tarifaria adecuada para estas áreas corresponde a la de Ingreso Máximo Regulado, establecida en la Resolución CREG 161 de 2008, en particular en los artículos 55 y 57. (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2009, p. 183).

En virtud de lo anterior, en el Contrato No. 052 de 2010, se estableció que el riesgo de las fluctuaciones de la demanda es asumido por los Usuarios, lo que implica que el Concesionario de Amazonas no deberá asumir obligaciones adicionales en caso de un aumento significativo de la demanda de energía dentro del área concesionada, a menos que acepte e incorpore una modificación contractual.

### **2.1.6. Reversión**

Al igual que en otros aspectos antes mencionados, tanto para el contrato de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, como para el Contrato de Amazonas, el régimen de reversión es idéntico y presenta las siguientes características:

- Los bienes que deben ser reversados al Concedente, son aquellos afectos a la concesión, es decir, aquellos que conforman la Infraestructura y la Nueva Infraestructura.
- La reversión opera independientemente de la causa de terminación del contrato.
- Los bienes deben ser reversados al concedente a título traslativo de dominio, libres de todo gravamen, sin que se deba pagar compensación alguna al concesionario.
- Dentro de la reversión se pueden incluir algunos bienes que estén afectos al servicio, y que no hagan parte de la Infraestructura ni de la Nueva Infraestructura. Sin embargo, las partes deben acordar previamente el precio de estos bienes, el cual deberá pagar el concedente al concesionario. De ser necesario, para fijar el valor de estos bienes, las partes pueden acudir al mecanismo de la amigable composición.

Consideramos que este régimen de reversión resulta algo escueto, teniendo en cuenta que, al finalizar las concesiones, la continuidad del servicio de energía en estas áreas dependerá en gran medida de la celeridad con la que se lleve a cabo este proceso y del estado en que se encuentren los bienes revertidos. Consideramos que un régimen de reversión apropiado debe establecer con anticipación el estado en que deben estar los bienes a reversar, así como también los parámetros que permitirán determinar cuáles bienes resultan apropiados para la continuidad del servicio e incluso, se podría establecer la facultad para que el concedente pueda decidir qué bienes puede ser objeto de reversión y cuáles no, teniendo en cuenta la posible obsolescencia de los mismos, los mayores costos para mantener su funcionamiento y/o, en algunos casos, la asunción de pasivos ambientales.

## **2.2. Descripción de la problemática**

Si bien encontramos que este esquema de Contratos ASE para la prestación del servicio de energía se encuentra en gran medida regulado, ya mencionamos que sólo los dos anteriormente descritos han llegado a concretarse y actualmente se encuentran vigentes en Colombia. En estos dos contratos, la exclusividad se ha otorgado sobre las tres actividades que conforman la prestación del servicio de energía (generación, distribución y comercialización), no sólo porque se consideró que la incorporación de economías de escala era lo mejor para ambas zonas, sino también porque al tratarse de invitaciones públicas para concesionar la exclusividad sobre un área específica, concesionar estas tres actividades hace que el proyecto sea más atractivo para aquellos que hubieran estado interesados.

Por su parte, encontramos que con la implementación de la ley 1715 de 2014 y sus respectivas reglamentaciones, se han incorporado mandatos que tienen el potencial de afectar la exclusividad otorgada en estos contratos respecto a la actividad de generación. En efecto, de conformidad con el numeral 1° del artículo 5° de esta ley, “en el evento en que se generen excedentes de energía eléctrica a partir de la actividad de autogeneración, estos podrán entregarse a la red, en los términos que establezca la (CREG) para tal fin” (Ley 1715, 2014, Art. 5). Esto significa que en las ASE concesionadas, el Concesionario no será el único que se encuentre facultado para generar energía, sino que también lo puede hacer cualquier persona natural o jurídica que utilice FNCER para atender sus propias necesidades.

Teniendo en cuenta lo descrito en los numerales anteriores respecto de los Contratos ASE del Archipiélago de San Andrés y Amazonas, surgen los siguientes interrogantes:

- ¿La exclusividad otorgada en virtud de estos contratos de concesión con ASE es suficiente para que dentro de estas zonas no sea posible la venta de excedentes de energía?
- ¿Qué sucedería en el evento que los usuarios que se ubican dentro del ASE se vuelvan de forma masiva autogeneradores, de tal manera que el consumo de energía se vea significativamente mermado afectando el equilibrio financiero del contrato concesionado?

A continuación, se intentará dar respuesta a estos interrogantes.

### **2.3. Las posibles soluciones**

Si bien la autorización general para que los autogeneradores puedan vender excedentes de energía establecida en numeral 1° del artículo 5 de la ley 1715 de 2014 ya ha sido objeto de desarrollo regulatorio, la misma no resulta aplicable a las Concesiones actualmente existentes, por expresa exclusión de la misma. En efecto, el Decreto 1073 de 2015, el cual establece los lineamientos de política energética en materia de gestión eficiente de la energía y entrega de excedentes de autogeneración a pequeña escala, en su artículo 2.2.3.2.4.5. excluye de su ámbito de aplicación los Contratos ASE actualmente constituidos y señala que dichos lineamientos les serán aplicables, únicamente en el caso que las partes lo acuerden expresamente.

En el mismo sentido es señalado por en el artículo primero de la Resolución CREG 38 de 2018<sup>26</sup>, por la cual se regula la actividad de autogeneración en las zonas no interconectadas y se desarrollan las disposiciones del mencionado Decreto.

Así las cosas, ya que la regulación actual no nos brinda herramientas para solucionar los interrogantes planteados, es necesario encontrar una interpretación adecuada del clausulado de estos Contratos ASE, de tal manera que estos permitan la incorporación de soluciones individuales de generación con FNCER en las áreas ya concesionadas, pese a que no fueron diseñados para tal fin. Lo anterior, en procura de que estas ASE no queden aisladas en cuanto a la implementación de fuentes no convencionales de energía, pues mal podría pensarse que se debe esperar al término de las concesiones para poder implementar estas políticas y así evitar controversias con los actuales concesionarios.

Igualmente, se espera que las soluciones que podamos encontrar sean de utilidad para los contratos de concesión de ASE futuros, de tal manera que la incorporación de FNCE y FNCER no resulte siendo un impedimento para la estructuración de estos esquemas de prestación del servicio, ya que como fue mencionado en la introducción del presente trabajo, consideramos que representan una gran utilidad para el logro de los fines de expansión de cobertura del servicio de energía eléctrica en la ZNI del país.

Así las cosas, las soluciones que en adelante se describen se plantean teniendo en cuenta que la autogeneración que puede llegar a presentarse dentro de las ASE del Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina y en la de Amazonas, deben considerarse como autogeneración a pequeña escala de conformidad con el límite establecido por la UPME mediante Resolución 285 de 2015, es decir, menor a un (1) MW. Esto teniendo en cuenta la gran facilidad con la que los usuarios podrían establecer soluciones individuales con FNCER, las cuales se caracterizan por una capacidad de generación bastante inferior al límite de autogeneración a pequeña escala mencionado (como ya fue mencionado, las soluciones individuales fotovoltaicas tienen una capacidad instalada de 0,5 kWp por vivienda).

---

<sup>26</sup> Según el artículo 8<sup>a</sup> de la ley 1715 de 2014, es la CREG es la entidad encargada de emitir la regulación correspondiente a la entrega de excedentes.

### **2.3.1. ¿La exclusividad otorgada en virtud de estos contratos de concesión con ASE es suficiente para que dentro de estas zonas no sea posible la venta de excedentes de energía?**

Como arriba fue mencionado, los contratos del Archipiélago de San Andrés y de Amazonas, estipulan cláusulas similares que establecen el alcance que la exclusividad tiene en cada uno de ellos. Se observa entonces que, si bien la autogeneración resulta ser una excepción a la exclusividad otorgada al concesionario, nada se dice sobre la venta de excedentes por parte de estos autogeneradores, por lo que nos encontramos a frente a un vacío contractual, el cual creemos que podría solucionarse haciendo una interpretación integral<sup>27</sup> del mismo contrato. Atendiendo esta interpretación integral, podría establecerse las siguientes soluciones:

- Los autogeneradores que se encuentren dentro del área de servicio exclusivo no pueden vender excedentes de energía, pues esto choca con la exclusividad otorgada al concesionario no solo en la actividad de generación, sino también en la actividad de comercialización<sup>28</sup>, es decir, se excluye totalmente la posibilidad de la venta de excedentes de energía en estas zonas, por el termino de duración de la concesión.

Si bien esto es una interpretación que consideramos restrictiva, es perfectamente válida a la luz del clausulado ya que los contratos fueron diseñados sin tener en cuenta la venta de excedentes por parte de los usuarios. Esto es entendible considerando que para los años 2009 y 2010, la regulación sobre este tema era apenas incipiente, pues solo a partir de la entrada en vigencia de la ley 1715 de 2014 se presentaron avances normativos importantes en este sentido.

- El autogenerador podría vender excedentes de autogeneración, pero únicamente al concesionario titular de la exclusividad en comercialización (Ley 1715, 2014).

---

<sup>27</sup>La Cláusula 1.1 de estos contratos establece unas reglas para su interpretación, precisando que *“el presente contrato se debe interpretar concordando sus propias cláusulas con el pliego de condiciones incluyendo las adendas de este último”*.

<sup>28</sup> La Cláusula 1.2 de estos dos contratos, define como actividades concesionadas *“las de Generación, Distribución y Comercialización, a cargo del Concesionario y que forman parte del servicio público de energía eléctrica, conforme al alcance establecido en el presente contrato”*.

Consideramos que es esta segunda interpretación es la que más armoniza la política estatal de promoción de las FNCER con la exclusividad de la que es titular el concesionario, pues no elimina la posibilidad de la venta de excedentes, y por lo tanto, no se está eliminando el incentivo para la autogeneración. Ahora bien, las condiciones de venta de estos excedentes de energía deben ser objeto de una regulación específica por parte de la CREG, ya que como vimos, la Resolución CREG 38 de 2018 no resulta aplicable a estas ASE, y los Contratos firmados nada estipulan al respecto.

Sin embargo, consideramos que algunos aspectos contemplados en la Resolución CREG 38 de 2018 pueden ser de utilidad para regular las condiciones de venta de energía proveniente de autogeneradores a pequeña escala al Concesionario. Estos aspectos pueden ser los siguientes:

- El Usuario puede ser o no propietario de los activos de autogeneración (artículo 4). Esto permite que el Concesionario pueda prestar servicios adicionales, como los de venta de soluciones individuales de autogeneración y asistencia técnica para las mismas. (Resolución 038, 2018).
- Dentro de los Contratos de Condiciones Uniformes (CCU) de cada Concesionario, se pueden incluir cláusulas que regulen la relación entre el Concesionario y el autogenerador, teniendo en cuenta los aspectos mencionados en el artículo 5 de la Resolución 38 de 2018. Estas cláusulas pueden incluir condiciones mínimas como: requerimientos técnicos en cuanto a los medidores y equipos de protección, aspectos operacionales del sistema en condiciones normales y de emergencia, derechos y condiciones de acceso de personal a las instalaciones, procedimiento de resolución de conflictos, entre otros (Resolución 038, 2018).
- Observar los principios rectores en la interpretación y aplicación de las obligaciones por parte de los Concesionarios en ZNI, señalados en el artículo 14 de la Resolución 38 de 2018. Esos principios son:
  - “Abstenerse de solicitar requisitos distintos a los expresamente previstos en esta resolución” (Resolución 038, 2018, Art. 14).
  - “Cumplir diligentemente con los plazos del trámite de conexión” (Resolución 038, 2018, Art. 14).



- Suministrar información veraz, oportuna, confiable y de calidad. En consecuencia, no podrá negar o dilatar el acceso a la información. También deberá abstenerse de entregar información que no coincida con la realidad, incompleta, que induzca a error o no cumpla la finalidad para la cual le fue exigido suministrarla. (Resolución 038,2018, Art. 14)
  - “Otorgar el mismo tratamiento a todos los interesados. En consecuencia, no podrá favorecer a ningún interesado y deberá respetar la prelación y orden de llegada en los trámites previstos en esta resolución” (Resolución 038, 2018, Art. 14).
  - “Abstenerse de cobrar valores no previstos en la regulación ni valores superiores a los costos en los trámites” (Resolución 038, 2018, Art. 14).
- Adoptar, a través de los respectivos CCU, las condiciones y procedimientos para la conexión el Autogenerador, de conformidad con lo señalado en los artículos 15 y 16 de la Resolución 38 de 2018.
  - El sistema de medición de autogeneradores deberá observar el Código de Medida (Resolución CREG 38 de 2014) o la norma que sea equivalente.

Lo anterior, sin perjuicio que se establezcan aspectos específicos adicionales para cada una de las ASE, atendiendo sus especiales condiciones geográficas y demográficas. De todas maneras, con el fin de evitar un estancamiento en la promoción de las FNCER en las ASE actuales, es necesario que tanto concedente como concesionarios estén dispuestos a negociar modificaciones a los contratos de concesión vigentes actualmente, las cuales incorporen esta nueva reglamentación al cuerpo contractual y a los respectivos CCU, para no dejar a la mera voluntad de los prestadores esta implementación.

### **2.3.2. ¿Qué sucedería en el evento que los usuarios que se ubican dentro del ASE se vuelvan de forma masiva autogeneradores, de tal manera que la demanda de energía se vea afectada significativamente y se afecte el equilibrio financiero del contrato concesionado?**

Consideramos que esta problemática resulta aún más compleja que la planteada anteriormente, no sólo porque actualmente hay gran facilidad para conseguir equipos que permiten a cualquier usuario convertirse

en un autogenerador a pequeña escala, sino también, porque de llegarse a concretar esta situación se estaría afectando gravemente el equilibrio financiero del contrato de concesión, a tal punto que podría darse su terminación anticipada.

Lamentablemente ni la regulación actual ni las cláusulas contractuales nos brindan una solución a esta problemática para los Contratos ASE existentes. Por lo tanto, sería necesario que en tal caso se acuda a los mecanismos contractuales de solución de conflictos para buscar un restablecimiento del equilibrio económico contractual (Cláusula 23 en ambos Contratos), y en caso de que tal restablecimiento no sea posible o que no se halle ninguna otra solución, se dé la terminación anticipada de tales contratos, con la correspondiente indemnización, siguiendo lo establecido en la cláusula 43.3 en el contrato de Amazonas y cláusula 43.3 en el contrato del Archipiélago de San Andrés.

#### **2.4. Propuesta para la estructuración de nuevos Contratos ASE.**

Teniendo en cuenta lo planteado en el Capítulo 1 sobre las distintas políticas que soportan los Contratos ASE para la energización de las ZNI del país, y tratando de solventar las problemáticas anteriormente descritas, a continuación, expondremos algunas propuestas que pueden servir para la estructuración de nuevos Contratos ASE, para la construcción de esta propuesta, tendremos en cuenta algunos de los componentes analizados de los Contratos ASE existentes, reorientado aquellos que se consideran necesarios para poderlos armonizar con el uso de las FNCER en estos contratos.

Es necesario advertir que las propuestas que aquí se presentan no pretenden abarcar cada uno de los aspectos requeridos para la estructuración de un Contrato ASE, pues esto requiere de un esfuerzo interdisciplinario que comprende aspectos técnicos, políticos y financieros los cuales rebasan la finalidad del presente trabajo. Por lo tanto, las propuestas aquí presentadas deben analizarse desde un punto de vista jurídico y deben verse como lineamientos que deberán evaluarse al momento de estructurar cada contrato, teniendo en cuenta la especificidad que caracteriza cada una de las ZNI.

#### **2.4.1. Contratos ASE en el marco del Plan Nacional de Electrificación Rural – PNER 2018-2035.**

En el Capítulo primero del presente trabajo indicamos que la estructuración de cualquier Contrato ASE futuro debe **hacerse** dentro del marco del Plan Nacional de Electrificación Rural – PNER 2018-2035, ya que la incorporación de sus lineamientos dentro de la estructuración de estos contratos será lo que determine su prioridad, viabilidad, financiación y el cumplimiento de los fines que se persiguen con el establecimiento de las Áreas de Servicio Exclusivo.

Consideramos que lo anterior se justifica teniendo en cuenta que el PNER 2018-2035 se presenta como un medio que permite convergencia entre los Contratos ASE y la implementación de las FNCER, agrupa gran parte de las fuentes de financiación de origen estatal, ya que tienen como finalidad la universalización del servicio de energía eléctrica e incluye dentro de los supuestos para la formulación de las metas de capacidad instalada de FNCER en las ZNI la implementación de soluciones con fuentes no convencionales de energía FNCER (Solar Fotovoltaica Individual).

##### **2.4.1.1 Convergencia entre Contratos ASE y FNCER**

Tanto el establecimiento de Áreas de Servicio Exclusivo, como la implementación del PNER 2018-2035, comparten el mismo objetivo el cual es la ampliación (o expansión) de la cobertura del servicio de energía eléctrica la cobertura. Consideramos que lo anterior se ve complementado con uno de los objetivos específicos del PNER 2018-2035, el cual es la ampliación del uso de soluciones tecnológicas apropiadas de generación eléctrica, ya que esto facilita la materialización de algunos postulados derivados de la ley 1715 de 2014, como lo es el de la sustitución de generación con diésel en las zonas no interconectadas. En otras palabras, el PNER 2018-2035 se establece como un punto de convergencia que permite la articulación entre la las ASE y la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional.

##### **2.4.1.2 Financiación**

Tal y como dispone la Resolución Minminas 40809 del 2 de agosto, el PNER 2018-2035 agrupa distintas fuentes de financiamiento (fondos) que tienen como destinación la universalización del servicio de energía

eléctrica y juegan un papel determinante en la estructuración de cada proyecto. Estos fondos son los siguientes:

- **Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas (FAER):** Sus recursos tienen como finalidad financiar planes, programas o proyectos de inversión priorizados para la construcción e instalación de nueva infraestructura eléctrica en las zonas rurales interconectadas, que permita ampliar la cobertura y procurar la satisfacción de la demanda de energía. (artículo 2.2.3.3.1.3. del Decreto 1073 de 2015). Si bien los recursos de este fondo se encuentran destinados a proyectos que se desarrollan dentro del SIN, y por lo tanto, no podrían financiar directamente un Contrato ASE, en el marco del PNER 2018-2035 pueden considerarse un proyecto de un Contrato ASE en una ZNI interconectable, que se interrelacionen con otro proyecto desarrollado dentro del SIN, el cual si puede tener acceso a los recursos de este fondo. La interrelación entre estos dos proyectos tendría como finalidad que, al cabo de la concesión, la ZNI concesionada se incorpore al SIN, lo que haría que en el mediano plazo, los usuarios de esta área que solía ser no interconectada, se vean beneficiados de los recursos FAER.
- **Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI):** el cual fue descrito en el numeral 2.1.2. Conforme fue señalado, este fondo constituye la fuente más importante de financiamiento para proyectos de Contratos ASE.
- **Fondo de Energías no Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía – FENOGE:** Este fondo, creado mediante la ley 1715 de 2014, tiene como finalidad el financiamiento de programas de FNCE y gestión eficiente de energías eléctrica. De igual manera, esta norma indica que con sus recursos se podrán financiar parcial o totalmente, entre otros, programas y proyectos dirigidos al sector residencial de estratos 1, 2 y 3, tanto para la implementación de soluciones de autogeneración a pequeña escala, como para la mejora de eficiencia energética mediante la promoción de buenas prácticas, equipos de uso final de energía, adecuación de instalaciones internas, entre otros.

Junto con el fondo FAZNI, el FENOGE representa gran importancia para efectos del presente trabajo, ya que sus recursos se encuentran enfocados al uso de las FNCE y a las soluciones de

autogeneración a pequeña escala y equipos de uso final de energía, los cuales representan elementos importantes dentro del esquema de Contratos ASE que se propone.

- **Plan Todos Somos PAZcífico:** De conformidad con lo dispuesto por el PNER 2018-2035 el objetivo general de este plan es cerrar las brechas existentes en la región Pacífico y al interior de sus franjas (Litoral y Andina), a partir de un desarrollo socioeconómico con equidad, de la integración del territorio con sus fronteras y el resto del país, y teniendo como principio la sostenibilidad ambiental. Como objetivo fundamental, este plan pretende ampliar cobertura eléctrica con miras al desarrollo de las regiones a través de nuevos proyectos productivos. Para las zonas aisladas, plantea, entre otros, que la cobertura y ampliación de energía eléctrica deberá incluir fuentes de energías renovables (solar, eólica, etc.), incluyendo la ejecución de proyectos híbridos (por ejemplo, diésel-solar). Los recursos de este Plan podrán ser utilizados en caso de que se estructure un proyecto de Contrato ASE que pretenda concesionar una ZNI del pacífico colombiano.
- **Sistema General de Regalías (SGR) y OCAD PAZ:** El PNER 2018-2035 define el SGR como el “esquema de coordinación entre las Entidades Territoriales y el Gobierno nacional, a través del cual se determina la distribución, objetivos, fines, administración, ejecución, control, el uso eficiente y la destinación de los ingresos provenientes de la explotación de los recursos naturales no renovables precisando las condiciones de participación de sus beneficiarios”. Según lo señalado en el Acuerdo 45 de 2017 (por medio del cual se expide el Acuerdo Único del Sistema General de Regalías), estos recursos pueden tener como destino proyectos de construcción, ampliación, optimización, rehabilitación, montaje, instalación y puesta en funcionamiento de la infraestructura eléctrica para la generación de energía eléctrica en ZNI, de acuerdo con las pautas de viabilización que allí mismo se establecen.

Por su parte, el PNER 2018-2035 define OCAD PAZ como el “*órgano del SGR responsable de viabilizar, priorizar y aprobar proyectos de inversión financiados con recursos del Sistema General de Regalías, como apoyo para implementación del Acuerdo Final para la Terminación del Conflicto y la Construcción de una Paz Estable y Duradera*”. Por lo tanto, los proyectos que aspiren a ser financiados con estos recursos, deben ser sometidos a aprobación del OCAD Paz y cumplir con los requisitos indicados en los Acuerdos 45 de 2017 y 47 de 2018 de la Comisión Rectora del SGR.

- **Obras por impuestos:** este mecanismo en sí mismo no es una fuente de financiación, sino más bien un incentivo para la implementación de estos proyectos, ya que se define como un modo de extinguir las obligaciones tributarias. Fue establecido en el artículo 238 de la Ley 1819 de 2016, en donde se define de la siguiente manera:

“Artículo 238: Obras por Impuestos: Las personas jurídicas contribuyentes del impuesto sobre la renta y complementarios que en el año o período gravable obtengan ingresos brutos iguales o superiores a 33.610 UVT, podrán efectuar el pago hasta del cincuenta por ciento (50%) del impuesto a cargo determinado en la correspondiente declaración de renta, mediante la destinación de dicho valor a la inversión directa en la ejecución de proyectos viabilizados y prioritarios de trascendencia social en los diferentes municipios ubicados en las ZOMAC<sup>29</sup>, que se encuentren debidamente aprobados por la Agencia para la Renovación del Territorio ART, previo visto bueno del Departamento Nacional de Planeación (DNP), relacionados con el suministro de agua potable, alcantarillado, **energía**, salud pública, educación pública o construcción y/o reparación de infraestructura vial”. (Negrilla fuera del texto).

De acuerdo con lo anterior, tenemos que el titular de un proyecto que pretenda estructurar un Contrato ASE en un área que incluya Zonas más Afectadas por el Conflicto – ZOMAC, puede ser objeto de este beneficio tributario. Igualmente, se podrán tener acceso a los beneficios tributarios mencionados en la Ley 1715 de 2014.

Si bien los fondos anteriormente mencionados se consideran independientes entre sí, ya que sus recursos tienen finalidades específicas, consideramos que al ser agrupados bajo el PNER 2018-2035 hace que el acceso a sus recursos no sea excluyente, es decir, que dependiendo de la estructuración que se haga del respectivo Contrato ASE, se podría acceder a recursos de distintos fondos para financiar distintos aspectos de la concesión, y de igual manera, se podría hacer uso de los incentivos tributarios que nos traen las norma arriba mencionadas.

Es necesario aclarar que las normas que soportaron la implementación de los Contratos actualmente concesionados (Archipiélago de San Andrés y Amazonas), en gran parte siguen vigentes, y por lo tanto, consideramos que sería posible estructurar un Contrato ASE fuera del marco del PNER 2018-2035, pues este no deroga ninguna norma ni procedimiento. Sin embargo, al estructurar un Contrato ASE bajo los

---

<sup>29</sup> Zonas más afectadas por el conflicto.

parámetros del PNER y enfocarlo como una medida para el posconflicto facilitará el acceso a los recursos arriba mencionados, así como también una priorización en su implementación.

#### **2.4.1.3 Soluciones individuales (por usuario)**

Otro aspecto que justifica la estructuración de Contratos ASE en el marco del Plan Nacional de Electrificación Rural – PNER 2018-2035, es la inclusión en las ZNI de soluciones con fuentes no convencionales de energía FNCER Solar Fotovoltaica Individual, con una capacidad instalada de 0.5 kWp por vivienda, dentro de los supuestos para la formulación de las metas de capacidad instalada de FNCER en las ZNI.

Igualmente, tal como fue mencionado en el numeral 1.4.3 del presente trabajo, el PNER 2018-2035 señala que en aquellas regiones donde no sea posible interconectar a nuevos usuarios al SIN, se podrán implementar *“soluciones aisladas centralizadas o individuales y microredes, las cuáles serán construidas y operadas principalmente por los OR del SIN, o a través de esquemas empresariales tales como las Áreas de Servicio Exclusivo-ASE”*. Por lo tanto, bien puede considerarse que los Contrato ASE se constituyen en una de las herramientas para que el PNER 2018-2035 metas de capacidad instalada de FNCER en las ZNI.

Tenemos entonces que los anteriores planteamientos derivados del PNER 2018-2035, permiten que a través de Contratos ASE, se brinden soluciones individuales basadas en FNCER a los usuarios ubicados dentro del área, las cuales, en principio, facilitarían que estos ejerzan su papel como autogeneradores, descartando así la inclusión de la actividad de generación dentro de las actividades a concesionar, como veremos más adelante.

Esto sin duda plantea una gran diferencia con los contratos actualmente concesionados (Archipiélago de San Andrés y Amazonas), puesto que las obligaciones del concesionario deberán tener en cuenta los servicios conexos a estas soluciones individuales, tales como venta y/o alquiler de equipos fotovoltaicos, instalación, medición bidireccional, soporte técnico y mantenimiento, entre otros, lo cual estará reglado de conformidad con lo establecido en el respectivo contrato y en el respectivo Contrato de Condiciones Uniformes. Por lo tanto, el papel del concesionario como empresa prestadora de servicios públicos (E.S.P.),

deberá ir encaminado a facilitar la integración de estas soluciones individuales basadas en FNCER en la matriz energética de las áreas concesionadas.

#### **2.4.2. Exclusividad en cuanto a distribución y comercialización únicamente.**

Consideramos que la problemática arriba descrita, tiene como origen el hecho que los contratos actuales otorgan exclusividad sobre la actividad de generación. Por lo tanto, en los contratos futuros dicha problemática podría solventarse, si en los contratos futuros la exclusividad concesionada se limita únicamente a las actividades de distribución y la comercialización, dejando la actividad generación fuera de la concesión. Esto además debe ir complementado con una cláusula contractual que aclare que la venta de excedentes de energía de los autogeneradores ubicados dentro del área sólo podría hacerse al concesionario o a otros usuarios que se encuentren ubicados fuera del ASE, en los términos que se fijen contractual o regulatoriamente para ello, dependiendo del caso.

Lo anterior requeriría un cambio en la regulación CREG, ya que esta actualmente permite que las actividades concesionadas sean “una o todas”, según lo dispuesto en el artículo 6º de la Resolución CREG 76 de 2007, no siendo posible que sólo se adjudiquen dos de las actividades. Por lo tanto, el cambio regulatorio iría encaminado para que se puedan adjudicar “una, algunas o todas” las actividades inherentes a la prestación del servicio de energía, para que así pueda ser posible implementar ASE donde se concesionen las actividades de distribución y comercialización únicamente. De esta manera, se flexibilizaría el alcance de la exclusividad, lo que permite una mayor libertad regulatoria al momento de estructurar Contratos ASE que se adecuen a las necesidades específicas de cada comunidad.

La propuesta de dejar la actividad de generación fuera de las actividades a concesionar cobra especial sentido teniendo en cuenta lo dispuesto en el artículo 287 de la Ley 1955 de 2019 (Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022), el cual se refiere a la prestación de servicio público domiciliario de energía eléctrica en las ZNI:

*“ARTÍCULO 287. SERVICIO PÚBLICO DOMICILIARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ZONAS NO INTERCONECTADAS (ZNI). El Servicio Público Domiciliario de Energía Eléctrica en ZNI es el transporte de energía eléctrica desde la barra de entrega de energía de un Generador al Sistema de Distribución hasta el domicilio del usuario final, incluida su*



*conexión y medición. El suministro de energía eléctrica a un domicilio mediante soluciones individuales de generación también se considera, servicio público domiciliario de energía eléctrica en ZNI”:*

Así las cosas, se observa que la intención de esta norma es darle un tratamiento diferente a la actividad de generación en las ZNI, por lo que es posible afirmar que la prestación del servicio de energía mediante el esquema ASE en ZNI, se podría enmarcar en una exclusividad concesionada únicamente para las actividades de Distribución y Comercialización, además de una prestación a través de soluciones individuales de generación, donde las FNCE serían determinantes para establecer las condiciones de prestación del servicio dentro del área, el régimen económico del contrato y las obligaciones específicas del concesionario.

Resulta necesario mencionar que, las actividades de distribución y comercialización no quedarían descartadas en el modelo de Contrato ASE propuesto, ya que el hecho de implementar soluciones individuales basadas en FNCE no descarta su ejecución por parte del Concesionario. En efecto, en cuanto a la actividad de distribución, el Concesionario puede encargarse de la construcción, mantenimiento y/o modernización (según el caso), de redes que pueden ser utilizadas para la distribución de energía en el caso que los usuarios requieran de respaldo, es decir, en caso de que se requiera un suministro alternativo de energía, y para la venta de excedentes, en caso de que el usuario/autogenerador decida ejercer dicha actividad. En cuanto a la actividad de comercialización, el Concesionario puede ejercerla en cuanto a la venta y/o alquiler de equipos fotovoltaicos, instalación, medición bidireccional, soporte técnico y mantenimiento, atención al usuario, entre otros, los cuales estarían relacionados con los equipos de generación con FNCE.

#### **2.4.3. Venta de excedentes al Concesionario.**

Consideramos que la venta de excedentes de energías, del autogenerador al concesionario, es otro aspecto que debe ser incorporado en los Contratos ASE futuros, pues esto permite solventar otra de las problemáticas que presentan los Contratos ASE actuales, y que describimos en el numeral 2.2 del presente trabajo.

Así las cosas, de conformidad con lo señalado en el numeral 2.3, la Resolución CREG 38 de 2018 “*por la cual se regula la actividad de autogeneración en zonas no interconectadas*” puede ser de utilidad para regular las condiciones de venta de energía proveniente de autogeneradores a pequeña escala al Concesionario. Si bien esta Resolución no aplica para los Contratos ASE nuevos o existentes, ya que la misma dispone que en estos casos las partes de común acuerdo podrán definir los mecanismos para la entrega y remuneración de los excedentes de autogeneración, existen algunos aspectos contemplados en esta norma que nos sirven de utilidad para establecer una relación entre autogenerador y concesionario a nivel de contrato de concesión. Estos aspectos son los siguientes:

- El Usuario puede ser o no propietario de los activos de autogeneración (artículo 4). Esto permite que el Concesionario pueda prestar servicios adicionales, como los de venta de soluciones individuales de autogeneración y asistencia técnica para las mismas. (Resolución 038, 2018).
- Dentro de los Contratos de Condiciones Uniformes (CCU) de cada Concesionario, se pueden incluir cláusulas que regulen la relación entre el Concesionario y el autogenerador, teniendo en cuenta los aspectos mencionados en el artículo 5 de la Resolución 38 de 2018. Estas cláusulas pueden incluir condiciones mínimas como: requerimientos técnicos en cuanto a los medidores y equipos de protección, aspectos operacionales del sistema en condiciones normales y de emergencia, derechos y condiciones de acceso de personal a las instalaciones, procedimiento de resolución de conflictos, entre otros (Resolución 038, 2018).
- Observar los principios rectores en la interpretación y aplicación de las obligaciones por parte de los Concesionarios en ZNI, señalados en el artículo 14 de la Resolución 38 de 2018. Esos principios son:
  - “Abstenerse de solicitar requisitos distintos a los expresamente previstos en esta resolución” (Resolución 038, 2018, Art. 14).
  - “Cumplir diligentemente con los plazos del trámite de conexión” (Resolución 038, 2018, Art. 14).

- Suministrar información veraz, oportuna, confiable y de calidad. En consecuencia, no podrá negar o dilatar el acceso a la información. También deberá abstenerse de entregar información que no coincida con la realidad, incompleta, que induzca a error o no cumpla la finalidad para la cual le fue exigido suministrarla. (Resolución 038,2018, Art. 14).
  - “Otorgar el mismo tratamiento a todos los interesados. En consecuencia, no podrá favorecer a ningún interesado y deberá respetar la prelación y orden de llegada en los trámites previstos en esta resolución” (Resolución 038, 2018, Art. 14).
  - “Abstenerse de cobrar valores no previstos en la regulación ni valores superiores a los costos en los trámites” (Resolución 038, 2018, Art. 14).
- Adoptar, a través de los respectivos CCU, las condiciones y procedimientos para la conexión el Autogenerador, de conformidad con lo señalado en los artículos 15 y 16 de la Resolución 38 de 2018.
  - El sistema de medición de autogeneradores deberá observar el Código de Medida (Resolución CREG 38 de 2014) o la norma que sea equivalente.

Lo anterior, sin perjuicio que se establezcan condiciones específicas para cada una de las ASE, atendiendo sus especiales condiciones geográficas y demográficas. De todas maneras, con el fin de evitar un estancamiento en la promoción de las FNCER en las ASE actuales, es necesario que tanto concedente como concesionarios estén dispuestos a negociar modificaciones a los contratos de concesión vigentes actualmente, las cuales incorporen esta nueva reglamentación al cuerpo contractual y a los respectivos CCU, para no dejar a la mera voluntad de los prestadores esta implementación.

#### **2.4.4. División del área de servicio exclusivo por localidades**

Como lo vimos en el numeral 2.1.3.2, uno de los aspectos que a resaltar del Contrato ASE de Amazonas, es la división del área concesionada en localidades, teniendo en cuenta el número de usuarios existente en cada una. Consideramos que este es un elemento que debe ser replicado en los Contratos ASE futuros, teniendo en cuenta que las condiciones geográficas y demográficas al interior de cada zona pueden presentar importantes variaciones entre un área urbana, un área rural y otras áreas, como por ejemplo

aquellas donde existan comunidades sujetas a tratamiento especial, como es el caso de las comunidades étnicas.

Así las cosas, del Contrato ASE de amazonas se toma la idea de la división por localidades, pero en los Contratos ASE futuros esta división no debe obedecer únicamente al criterio de número de usuarios, sino que además deben ser tenidos en cuenta otros criterios, como lo son condiciones socioculturales de los usuarios, capacidad de pago, condiciones de acceso a las zonas rurales, necesidades en cuanto al servicio de energía y demás que resulten importantes dentro de cada ASE.

Es así como el Concesionario deberá atender unas obligaciones generales frente a todos los usuarios del área concesionada, y otras que estarán diferenciadas dependiendo lo establecido para cada localidad. De igual manera, deberá atender unos niveles de prestación del servicio generales para toda el área concesionada y otros diferenciados para cada una de estas localidades.

#### **2.4.5. Asignación del riesgo de la demanda al Concesionario**

Según lo tratado en el numeral 2.1.5 de este trabajo, en el documento CREG 94 del 5 de diciembre de 2008 se señala que *“la asignación del riesgo de demanda es uno de los elementos que debe ser tenido en cuenta al momento de establecer las áreas de servicio exclusivo, pues este aspecto incide directamente en la remuneración del servicio, y por tanto, en el costo de prestación del mismo”*, por lo tanto, el Contrato ASE deberá establecer con claridad a que extremo contractual se asigna este riesgo.

Para efectos del esquema propuesto en el presente trabajo, consideramos que este riesgo debe asignarse preferentemente al concesionario, salvo que las condiciones especiales del área a concesionar determinen lo contrario. Esta asignación del riesgo se justifica teniendo en cuenta que, como arriba mencionamos, los Contratos ASE se deben desarrollar en el marco del PNER 2018-2035, el cual tiene como objetivos específicos, entre otros, ampliar la cobertura de energía eléctrica y promover y ampliar las soluciones tecnológicas apropiadas de generación eléctrica, de acuerdo con las particularidades del medio rural y de las comunidades, para lo cual se utilizarán de manera preferente, las Fuentes No Convencionales de Energía -FNCE.

Por lo tanto, consideramos que los Contratos ASE futuros deben estar diseñados para afrontar una creciente demanda producto de esta ampliación de cobertura, y por lo tanto, debe ser el Concesionario que asuma dicho crecimiento a través de los respectivos planes de expansión cuyo alcance, periodicidad y demás características deben ser definidos a nivel contractual. De esta manera se da una mayor flexibilidad contractual para ajustarse a los cambios que se vayan presentando durante el desarrollo del proyecto.

Por su parte, no se considera apropiado que el riesgo de la demanda se encuentre a cargo de los usuarios, pues esto hace que el Concedente sea quien tenga que asumir reformas contractuales cada vez que haya variaciones de la demanda que amenacen la ejecución contractual, o incluso, en determinados casos, tenga que acudir nuevamente a los fondos arriba mencionados para gestionar mayores recursos que permitan al concesionario realizar las inversiones en infraestructura que resulten necesarias, lo cual puede terminar dilatando las metas que se persiguen con la ejecución del contrato.

#### **2.4.6. Reversión.**

Consideramos que el régimen de reversión establecido en los contratos existentes resulta algo escueto, teniendo en cuenta que, al finalizar las concesiones, la continuidad del servicio de energía en estas áreas dependerá en gran medida de la celeridad con la que se lleve a cabo este proceso y del estado (material y jurídico) en el que se encuentren los bienes objeto revertidos.

Consideramos que un régimen de reversión apropiado debe establecer con anticipación el estado en que deben estar los bienes a reversar, así como también los parámetros que permitirán determinar cuáles bienes resultan apropiados para la continuidad del servicio e incluso, se podría establecer la facultad para que el concedente pueda decidir qué bienes puede ser objeto de reversión y cuáles no, teniendo en cuenta la posible obsolescencia de los mismos, los mayores costos para mantener su funcionamiento y/o, en algunos casos, la asunción de pasivos ambientales.

Si bien hemos dicho que los Contratos ASE presentan particularidades que los diferencian de los Contratos de Concesión de la ley 143 de 1994, para el caso de la reversión esta norma establece unos parámetros que pueden ser de utilidad al incorporarlos en los Contratos ASE futuros. En efecto, el artículo 65 de la ley 143 de 1994, señala sobre este tema lo siguiente:

*“ARTÍCULO 65. A la terminación de la concesión deben revertir a la entidad concedente todos los bienes señalados en el contrato para tal fin, mediante el reconocimiento y pago al concesionario del valor de salvamento de las instalaciones para los casos contemplados en los contratos respectivos, **determinados por peritos designados, uno por cada una de las partes y un tercero de común acuerdo entre los dos anteriores**”.* (Negrillas fuera del texto)

Por lo tanto, para determinar que bienes pueden ser objeto de reversión y cuáles no, contractualmente se deben fijar reglas como la mencionada en la norma transcrita, la cual traslada a unos peritos la responsabilidad de determinar cuáles bienes que pueden ser de utilidad para el concedente, o un tercero definido por este, continúen afectos a la prestación del servicio, así como también se determine cuáles deben ser repuestos por el concesionario, si es del caso.

Así la cosas, lo importante es que todo Contrato ASE futuro cuente con un régimen de reversión con reglas claras y responsabilidades asignadas, las cuales tengan principalmente dos finalidades: facilitar la liquidación del respectivo contrato y garantizar la continuidad del servicio una vez el contrato se haya liquidado.

## CONCLUSIONES

Teniendo en cuenta lo descrito en los capítulos anteriores, nos permitimos presentar las siguientes conclusiones:

- Los servicios públicos domiciliarios deben cumplir una finalidad ambiental, no sólo porque esto sea un mandato contenido en la Ley 142 de 1994, sino también porque su prestación implica el uso de recursos naturales, lo cual debe hacerse en mayores términos de sostenibilidad para poder garantizar la conservación de dichos recursos, así como también la continuidad de la prestación en cada uno de los servicios. Por lo tanto, la incorporación de las FNCER en la prestación del servicio de energía contribuye al cumplimiento de esta finalidad ambiental y a la mencionada sostenibilidad en la prestación del servicio.
- La división del Sistema Energético Nacional entre Sistema Interconectado Nacional (SIN) y Zonas no Interconectadas (ZNI) permite plantear finalidades diferenciadas para cada una de estas, teniendo en cuenta sus características y necesidades por atender. Sin embargo, esta misma división también permite que algunos temas que son objeto de regulación para el SIN, queden relegados para las ZNI, pues la complejidad de las mismas desincentiva a las autoridades regulatorias para abordar algunos temas que pueden ser esenciales para la prestación del servicio en estas zonas.
- La implementación de las FNCER ha presentado importantes desarrollos regulatorios desde la expedición de la Ley 1715 de 2014. Sin embargo, gran parte de estos desarrollos se han dado para el SIN, dejando su implementación en las ZNI relegada frente a los avances presentados en el sistema interconectado. Esto se ve acentuado cuando analizamos las ZNI que hacen parte de un Contrato ASE, donde la regulación relativa a las FNCER a decidido mantenerse al margen, dejando su aplicación a la mera voluntad de los extremos contractuales, propiciando así las problemáticas ya mencionadas.
- Los Contratos ASE tienen un importante grado de desarrollo regulatorio dentro de la normatividad colombiana. Sin embargo, se considera que esta regulación debe ser reorientada para que no solo se enfoquen en los a fines de expansión de cobertura del servicio de energía eléctrica, sino para que

también apropien de otras finalidades importantes ligadas a la prestación de los servicios públicos, como lo son los objetivos del desarrollo sostenible, la lucha contra el cambio climático, la incorporación de las FNCER de la matriz energética nacional y la sustitución de la generación con combustibles fósiles en las ZNI del país.

- El PNER 2018-2031 constituye una herramienta importante para la implementación de las FNCER en las ZNI a través de Contratos ASE. En efectos, plan se configura como un medio que permite dicha convergencia, ya que agrupa gran parte de las fuentes de financiación de origen estatal que tienen como finalidad la universalización del servicio de energía eléctrica e incluye dentro de los supuestos para la formulación de las metas de capacidad instalada de FNCER en las ZNI la implementación de fuentes no convencionales de energía FNCER como soluciones aisladas.
- Para los Contratos ASE futuros, es importante que la actividad de generación sea excluida de las actividades concesionadas, ya que esto permite que los usuarios que decidan convertirse en autogeneradores, puedan vender los excedentes de energía que lleguen a presentarse, lo cual es un claro incentivo para la proliferación de las FNCER en las zonas que sean objeto de contratos ASE.
- En los Contratos ASE futuros, las obligaciones del concesionario deberán centrarse en los servicios conexos a las soluciones individuales con FNCER, tales como venta y/o alquiler de equipos fotovoltaicos, instalación, medición bidireccional, soporte técnico y mantenimiento, entre otros, lo cual estará reglado de conformidad con lo establecido en el respectivo contrato de concesión y en el consecuente Contrato de Condiciones Uniformes. Por lo tanto, el papel del concesionario como empresa prestadora de servicios públicos (E.S.P.), deberá ir encaminado principalmente a facilitar la integración de estas soluciones individuales basadas en FNCER en las áreas concesionadas.



## REFERENCIAS

### Referencias Doctrinales:

- Amaya Navas, Ó. D., & Amaya Arias, Á. M. (2017). Aspectos ambientales de la prestación de los servicios públicos domiciliarios. Universidad Externado de Colombia.
- Atehortúa Ríos, C. A., & Betancur Atehortúa, C. A. (2017). Servicios públicos domiciliarios en el contexto del precedente judicial. Biblioteca Jurídica Diké.
- Ballesteros, C., & Alarcón, F. (2016). La modificación del contrato de concesión del servicio público de energía eléctrica [Tesis de grado]. Bogotá: Universidad Externado de Colombia.
- Banco Interamericano de Desarrollo [BID]. (2019). Notas de infraestructura de país: Región andina. Obtenido de [https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Notas\\_de\\_infraestructura\\_de\\_pais\\_Region\\_andina.pdf](https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Notas_de_infraestructura_de_pais_Region_andina.pdf)
- Bernal, C. (2009). El neoconstitucionalismo y la normatividad del derecho. Bogotá: Universidad Externado de Colombia.
- Colombia Compra Eficiente. (2015). Síntesis Normativa y Jurisprudencia en Contratación. Obtenido de <https://sintesis.colombiacompra.gov.co/sintesis/1-etapa-precontractual-principios-de-la-contrataci%C3%B3n-estatal>
- Comisión Intersectorial de Cambio Climático [CICC]. (s.f.). Medidas priorizadas para la contribución nacionalmente determinada de Colombia en mitigación de GEI. Obtenido de [http://www.minambiente.gov.co/images/Medidas\\_NDC\\_25\\_agosto-1\\_Version\\_Comunicaciones\\_2.pdf](http://www.minambiente.gov.co/images/Medidas_NDC_25_agosto-1_Version_Comunicaciones_2.pdf)
- Gómez Acosta, M. N. (2019). APP : instrumento de implementación de fuentes no convencionales de energía renovable en Colombia. Bogotá : Universidad Externado de Colombia
- Martínez Barboza, D. F., & Montaña Plata, E. A. (2014). La gestión del servicio público domiciliario de energía eléctrica en zonas no interconectadas. [Recurso electrónico] : indiferencia hacia la libre competencia y los impactos ambientales. El caso del Archipiélago de San Andrés. Universidad Externado de Colombia.
- Ministerio del Interior. Cartilla Consulta previa de medidas legislativas y administrativas de comunidades negras, afrocolombianas, raizales y palenqueras. Obtenido de [https://dacn.mininterior.gov.co/sites/default/files/cartilla\\_consulta\\_previa\\_final.pdf](https://dacn.mininterior.gov.co/sites/default/files/cartilla_consulta_previa_final.pdf)
- Sociedad Productora de Energía de San Andrés - SOPESA. (s.f.). Planta de Generación RSU. Obtenido de [sopesa.com/proyecto/proyecto-rsu/](https://sopesa.com/proyecto/proyecto-rsu/)
- Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. (2017). ZONAS NO INTERCONECTADAS – ZNI Diagnóstico de la prestación del servicio de energía eléctrica 2017. Obtenido de

<https://www.superservicios.gov.co/sites/default/archivos/SSPD%20Publicaciones/Publicaciones/2018/Sep/diagnosticozni-superservicios-oct-2017.pdf>

Unidad de Planeación Minero Energética [UPME]. (2015). Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia. Obtenido de [http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion\\_Energias\\_Renovables/INTEGRACION\\_ENERGIAS\\_RENOVANLES\\_WEB.pdf](http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion_Energias_Renovables/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVANLES_WEB.pdf)

United Nations Climate Change. (2020). ¿Qué es el Acuerdo de París? Obtenido de <https://unfccc.int/es/process-and-meetings/the-paris-agreement/que-es-el-acuerdo-de-paris>

Universidad de Ciencias y Artes Aplicadas del Noroeste de Suiza. (2017). Opciones para el aprovechamiento energético de residuos en la gestión de residuos sólidos urbanos. Eschborn: Universidad de Ciencias y Artes Aplicadas del Noroeste de Suiza.

## **Referencias Normativas**

Asamblea General de las Naciones Unidas (2015). Resolución 70/1 del 25 de septiembre de 2018. Transformar nuestro mundo: la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible. Obtenido de <https://undocs.org/es/A/RES/70/1>

Asamblea Nacional Constituyente (1991). Constitución Política de Colombia. Bogotá, D.C., Colombia.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (2009). Resolución 73 de 2009 (Por la cual se modifica la resolución Creg 160 de 2008). Bogotá D.C., Colombia.

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2008). Documento 094 de 2008: Definición de las reglas para verificar la existencia de los motivos que permiten la inclusión de áreas de servicio exclusivo en los contratos y de los lineamientos generales y las condiciones a las cuales deben someterse ellos para la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina. Obtenido de [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/a96aa36cdb8e81060525785a007a70f2/\\$FILE/D-094-08%20ASE%20SAIP.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/a96aa36cdb8e81060525785a007a70f2/$FILE/D-094-08%20ASE%20SAIP.pdf)

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2008). Resolución 160 del 22 de diciembre de 2008 (Por la cual se definen las reglas para verificar la existencia de los motivos que permiten la inclusión de áreas de servicio exclusivo en los contratos y los lineamientos generales y las condiciones a las cuales deben someterse ellos, para la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina). Diario oficial No. 47.386 de 20 de junio de 2009. Bogotá D.C., Colombia.

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2008). Resolución 161 del 22 de diciembre de 2008 (Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende expedir la CREG por la cual se modifica la Resolución CREG-091 de 2007). Bogotá D.C., Colombia.

- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2009). Documento 057 de 2009: Verificación del cumplimiento de las condiciones que permiten la inclusión de áreas de servicio exclusivo en contratos para la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en las áreas de amazonas y Vaupés. Obtenido de [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/618b3f69976a25ea0525785a007a715c/\\$FILE/D-057-09%20%C3%81REAS%20DE%20SERVICIO%20EXCLUSIVO%20ZNI%20VAUP%C3%89S.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/618b3f69976a25ea0525785a007a715c/$FILE/D-057-09%20%C3%81REAS%20DE%20SERVICIO%20EXCLUSIVO%20ZNI%20VAUP%C3%89S.pdf)
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2018). Documento 061A de 2018: Propuesta de modificación a la resolución Creg 076 de 2016. Obtenido de [http://apolo.creg.gov.co/publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/11e7dbae00bc8107052582dd007e10e1/\\$FILE/D-061A%20MODIFICACI%C3%93N%20A%20LA%20RESOLUCI%C3%93N%20CREG%20076%20DE%202016.pdf](http://apolo.creg.gov.co/publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/11e7dbae00bc8107052582dd007e10e1/$FILE/D-061A%20MODIFICACI%C3%93N%20A%20LA%20RESOLUCI%C3%93N%20CREG%20076%20DE%202016.pdf).
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2018). Resolución 038 del 9 de abril de 2018. Por la cual se regula la actividad de auto generación en las zonas no interconectadas y se dictan algunas disposiciones sobre la generación distribuida en las zonas no interconectadas. Bogotá D.C., Colombia.
- Congreso de la República de Colombia (2012). Ley 1508 del 10 de enero de 2012. [Por la cual se establece el régimen jurídico de las Asociaciones Público Privadas, se dictan normas orgánicas de presupuesto y se dictan otras disposiciones]. Bogotá D.C., Colombia
- Congreso de la República de Colombia. (1993). Ley 80 del 28 de octubre de 1993. Diario Oficial No. 41.094 de 28 de octubre de 1993. [Por la cual se expide el Estatuto General de Contratación de la Administración Pública]. Bogotá, D.C., Colombia.
- Congreso de la República de Colombia. (1993). Ley 99 del 22 de diciembre de 1993. Diario Oficial 41146 de diciembre 22 de 1993. [Por la cual se crea el Ministerio del Medio Ambiente, se reordena el Sector Público encargado de la gestión y conservación del medio ambiente y los recursos naturales renovables, se organiza el Sistema Nacional Ambiental, SINA]. Bogotá, D.C., Colombia. Obtenido de [Por la cual se crea el Ministerio del Medio Ambiente, se reordena el Sector Público encargado de la gestión y conservación del medio ambiente y los recursos naturales renovables, se organiza el Sistema Nacional Ambiental, SINA].
- Congreso de la República de Colombia. (1994). Ley 142 del 11 de julio de 1994. Diario Oficial No. 41.433 de 11 de julio de 1994. [Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones]. Bogotá, D.C., Colombia.
- Congreso de la República de Colombia. (1994). Ley 142 del 11 de julio de 1994 (por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones). Diario Oficial No. 41.433 de 11 de julio de 1994. Bogotá, D.C., Colombia.
- Congreso de la República de Colombia. (1994). ley 143 del 11 de julio de 1994. [Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad

- en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética]. Bogotá, D.C., Colombia.
- Congreso de la República de Colombia. (1996). Decreto 1359 del 1 de agosto de 1996. [Por el cual se reglamenta el trámite para la contratación de áreas de servicio exclusivo para la prestación del servicio público de gas combustible por red de tubería]. Bogotá, D.C., Colombia.
- Congreso de la República de Colombia. (2001). Ley 697 del 3 de octubre de 2001. Diario Oficial No. 44.573, de 05 de octubre de 2001. [Por la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energías alternativas y se dictan otras disposiciones]. Bogotá, D.C., Colombia.
- Congreso de la República de Colombia. (2003). Ley 855 del 18 de diciembre de 2003. Diario Oficial No. 45.405, de 18 de diciembre de 2003. [Por la cual se definen las Zonas No Interconectadas]. Bogotá, D.C., Colombia.
- Congreso de la República de Colombia. (2008). Decreto 2220 del 19 de junio de 2008. [Por el cual se determina el procedimiento para la contratación de áreas de servicio exclusivo para la prestación del servicio público de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas]. Bogotá, D.C., Colombia.
- Congreso de la República de Colombia. (2011). Ley 1450 del 16 de junio de 2011. Diario Oficial No. 48.102 de 16 de junio de 2011. [Por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo, 2010-2014]. Bogotá, D.C., Colombia.
- Congreso de la República de Colombia. (2012). Decreto 111 del 20 de enero de 2012. [por el cual se reglamenta el Fondo de Energía Social - FOES y se dictan otras disposiciones]. Bogotá, D.C., Colombia.
- Congreso de la República de Colombia. (2013). Ley 1665 del 16 de julio de 2013. {“Por medio de la cual se aprueba el “Estatuto de la Agencia Internacional de Energías Renovables (Irena)”, hecho en Bonn, Alemania, el 26 de enero de 2009]. Bogotá, D.C., Colombia.
- Congreso de la Republica de Colombia. (2014). 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) Diario Oficial No. 49.150. Bogotá, D.C., Colombia.
- Congreso de la República de Colombia. (2014). Ley 1715 del 13 de mayo de 2014. Diario Oficial No. 49.150 de 13 de mayo de 2014. [Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional]. Bogotá, D.C., Colombia.
- Congreso de la República de Colombia. (2015). Decreto 1073 del 26 de mayo del 2015. [por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía]. Bogotá, D.C., Colombia.
- Congreso de la República de Colombia. (2015). Decreto 1076 del 26 de mayo de 2015. [Por medio del cual se expide el Decreto Único]. Bogotá, D.C., Colombia.

- Congreso de la República de Colombia. (2015). Decreto 1623 del 11 de agosto de 2015. [Por el cual se modifica y adiciona el Decreto 1073 de 2015, en lo que respecta al establecimiento de los lineamientos de política para la expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica]. Bogotá, D.C., Colombia.
- Congreso de la República de Colombia. (2016). Resolución 76 del 28 de octubre de 2016. [Por la cual se definen las reglas para verificar la existencia de los motivos que permiten la inclusión de áreas de servicio exclusivo en los contratos, y los lineamientos generales y las condiciones]. Bogotá, D.C., Colombia.
- Congreso de la República de Colombia. (2016). Resolución CREG 76 del 25 de mayo de 2016. Diario Oficial No. 50.004 de 22 de septiembre de 2016. [Por la cual se definen las reglas para verificar la existencia de los motivos que permiten la inclusión de áreas de servicio exclusivo en los contratos]. Bogotá, D.C., Colombia.
- Congreso de la República de Colombia. (2017). Decreto 884 del 26 de mayo de 2017. [Por el cual se expiden normas tendientes a la implementación del Plan Nacional de Electrificación Rural en el marco del Acuerdo Final para la Terminación del Conflicto y la Construcción de una Paz Estable y Duradera]. Bogotá, D.C., Colombia.
- Congreso de la República de Colombia. (2018). Ley 1931 del 27 de julio de 2018. [Por la cual se establecen directrices para la gestión del cambio climático]. Bogotá, D.C., Colombia.
- Congreso de la República de Colombia. (2019). Ley 1955 del 25 de mayo de 2019. Diario Oficial No. 50.964 de 25 de mayo 2019. [Por el cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022]. Bogotá, D.C., Colombia.
- Departamento Nacional de Planeación (2018). Conpes 3918. Estrategia para la implementación de los Objetivos del Desarrollo Sostenible (ODS) en Colombia. Bogotá, D.C., Colombia.
- Departamento Nacional de Planeación. (2001). Documentos Conpes 3108. Programa de energización para zonas no interconectadas. Bogotá, D.C., Colombia.
- Departamento Nacional de Planeación. (2006). Conpes 3453. Esquemas de Gestión para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica en las Zonas No Interconectadas. Bogotá, Colombia.
- Departamento Nacional de Planeación. (2006). Conpes 3587. Esquemas de Gestión para la Prestación del Servicio de Energía. Bogotá, D.C., Colombia.
- Directorio Forestal Moderero [DFM]. (2016). La convención del cambio climático. Obtenido de <https://www.forestmaderero.com/articulos/item/la-convencion-del-cambio-climatico.html>
- Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía [FENOGE]. (2020). ¿Qué son Fuentes No Convencionales de Energía? Obtenido de <https://fenoge.com/fuentes-no-convencionales-de-energia/>
- Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas Para las Zonas No Interconectadas [IPSE]. (2018). Contexto ZNI. Obtenido de <http://190.216.196.84/cnm/imag.php?v1=1.png>

- Libertad y Desarrollo. (2006). Boletines 4312-08 y 4315-08. Obtenido de <https://archivos.lyd.org/lyd/biblio/RL-774-4312-08%20y%204315-08-Reserva%20para%20licitacion%20%20del%205%20por%20ciento%20de%20energia%20limpia.pdf>
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible [MADS]. (2018). Documento Técnico de Soporte. [Por el cual se modifica el Decreto 1076 de 2015, Único Reglamento del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible]. Obtenido de <https://www.minambiente.gov.co/index.php/ministerio/consultas-publicas#proyectos>
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible [Minambiente]. (2017). Política Nacional del Cambio Climático [PNCC]. Obtenido de [https://www.minambiente.gov.co/images/cambioclimatico/pdf/Politica\\_Nacional\\_de\\_Cambio\\_Climatico\\_-\\_PNCC\\_/PNCC\\_Politicas\\_Publicas\\_LIBRO\\_Final\\_Web\\_01.pdf](https://www.minambiente.gov.co/images/cambioclimatico/pdf/Politica_Nacional_de_Cambio_Climatico_-_PNCC_/PNCC_Politicas_Publicas_LIBRO_Final_Web_01.pdf)
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible [Minambiente]. (2019). Segundo Reporte Bienal de Actualización de Colombia ante CMNUCC. Bogotá, D.C., Colombia.
- Ministerio de Minas y Energía [Minminas]. (2008). Resolución 18-1072 del 18 de julio de 2008. Diario Oficial No. 47.046 de 10 de julio de 2008. [Por la cual se desarrolla el trámite para la contratación de áreas de servicio exclusivo para la prestación del servicio público de energía eléctrica]. Bogotá, D.C., Colombia.
- Ministerio de Minas y Energía [Minminas]. (2018). Resolución 40807 del 2 de agosto del 2018. Diario Oficial N°: 50667 de agosto 6 de 2018. [Por medio de la cual se adopta el Plan Integral de Gestión del Cambio Climático para el Sector Minero Energético, PIGCC]. Bogotá, D.C., Colombia.
- Ministerio de Minas y Energía [Minminas]. (2018). Resolución 40809 del 2 de agosto del 2018. Diario Oficial N°: 50677 de agosto 6 de 2016. [Por la cual se adoptan los lineamientos del Plan Nacional de Electrificación Rural 2018-2031 con focalización en las áreas de posconflicto]. Bogotá, D.C., Colombia.
- Ministerio de Minas y Energía. (2008). Resolución 180069 de 2008 (Por la cual se expide el procedimiento para otorgar subsidios del sector eléctrico en el Archipiélago de San Andrés Islas, Providencia y Santa Catalina). Diario Oficial No. 46.886 de 29 de enero de 2008. Bogotá, D.C., Colombia.
- Organización de las Naciones Unidas [ONU]. (1992). Convención marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático. Obtenido de <https://www.minambiente.gov.co/index.php/convencion-marco-de-naciones-unidas-para-el-cambio-climatico-cmnucc/convencion-marco-de-naciones-unidas#documentos>
- Presidencia de la República de Colombia (2019). Decreto 2353 de 2019 (por el cual se modifican los objetivos, la estructura orgánica y funciones del Ministerio del Interior y se integra el Sector Administrativo del Interior). Bogotá, D.C., Colombia.
- Presidencia de la República de Colombia. (2015). Decreto 1066 del 26 de mayo de 2015 (Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo del Interior). Bogotá, D.C., Colombia.

Presidencia de la Republica de Colombia. (2015). Decreto 1073 del 26 de mayo de 2015 (Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía). Bogotá, D.C., Colombia.

Presidencia de la Republica de Colombia. (2015). Decreto 1076 del 26 de mayo de 2015 (Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible). Bogotá, D.C., Colombia.

Unidad de Planeación Minero Energética [UPME]. (2016). Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica. Obtenido de [http://www.upme.gov.co/Siel/Siel/Portals/0/Piec/PIEC\\_2016-2020\\_PublicarDic202016.pdf](http://www.upme.gov.co/Siel/Siel/Portals/0/Piec/PIEC_2016-2020_PublicarDic202016.pdf)

Unidad de Planeación Minero-Energética UPME (2015). Resolución 281 del 5 de junio de 2015 (Por medio del cual se define el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala). Bogotá, D.C., Colombia.

### **Referencias Jurisprudenciales**

Consejo de Estado (1995). Concepto del 4 de diciembre de 1995. Número de Radicación: 750. Sala de Consulta y Servicios Civil. C.P.: Luis Camilo Osorio Isaza. Colombia

Consejo de Estado. (2009). Sentencia del 11 de noviembre de 2009. Número de Radicación 11001-03-26-000-2001-00037-01(20691). Sala de lo Contencioso Administrativo. Sección Tercera. C.P.: Myriam Guerrero de Escobar. Colombia.