

La UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA – UPME, mediante la presente Adenda considera conveniente modificar los Documentos de Selección del Inversionista en los anexos y apartes aquí señalados, dentro de la Convocatoria UPME 07-2013 “SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO, ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA SUBESTACIÓN MONTERÍA 230 kV Y LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ASOCIADAS”.

Las modificaciones contenidas en este documento tienen su fundamento jurídico en el numeral 3.3 de los Documentos de Selección del Inversionista y 7.6 de los Términos de Referencia (anexo No. 3) de la mencionada Convocatoria.

Se advierte a los Proponentes y Oferentes que las modificaciones introducidas sólo afectan los aspectos que se consignan en la presente Adenda; por lo tanto, las materias, capítulos, requisitos, anexos y documentos que no se mencionan expresamente, quedan iguales a la forma en que fueron plasmados en cada uno de los Documentos de Selección, incluyendo sus anexos.

De acuerdo con lo anterior se introducen las siguientes modificaciones:

1. **Modificar el numeral 2. OBJETO Y FECHA DE PUESTA EN OPERACIÓN DEL PROYECTO, de los DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA, página 15, el cual quedará de la siguiente manera:**

2. OBJETO Y FECHA OFICIAL DE PUESTA EN OPERACIÓN DEL PROYECTO

2.1. Objeto del Proyecto.

La Unidad de Planeación Minero Energética, en adelante la “UPME”, invita a los Inversionistas Interesados en participar en la presente Convocatoria Pública, que se rige por estos Documentos de Selección del Inversionista, la cual tiene por objeto seleccionar un Inversionista que se encargue de realizar el Proyecto que comprende, entre otras posibles, las actividades referenciadas en el Anexo No. 1 de estos DSI, las cuales se relacionan a continuación:

- (i) *La definición de las especificaciones técnicas de las líneas de 230 kV y la nueva Subestación Montería 230 kV*

**ADENDA No.1
CONVOCATORIA PÚBLICA
UPME 07-2013**

Página 2 de 27

- (ii) *La preconstrucción de las obras que requiera el Proyecto, (incluyendo firma del Contrato con la Fiducia para contratar la Interventoría, diseños, servidumbres, estudios, Contratos de Conexión, licencias ambientales y demás permisos, licencias o coordinaciones interinstitucionales requeridas para iniciar la construcción, costos y viabilidad ambiental del proyecto);*
- (iii) *La construcción de las obras necesarias (incluyendo las resultantes de los Contratos de Conexión y cualquier obra que se requiera para la viabilidad ambiental del Proyecto, garantizando desde el punto de vista jurídico, la disponibilidad de los predios requeridos para la construcción de tales obras); y*
- (iv) *La administración, operación y mantenimiento del Proyecto durante veinticinco (25) años contados desde la Fecha Oficial de Puesta en Operación.*

2.2. Fecha Oficial de Puesta en Operación del Proyecto.

De acuerdo con la Resolución MME No. 18 0423 del 21 de marzo de 2012 y No 9 1159 del 26 de diciembre de 2013, el Proyecto debe entrar en operación a más tardar el 30 de noviembre de 2016, esta fecha es parte integral del Proyecto.

La Fecha Oficial de Puesta en Operación podrá ser modificada por el MME en los términos del artículo 16 de la Resolución 180924 de 2003 del MME y del numeral IV, literal b), del artículo 4 de la Resolución CREG 022 de 2001 y sus modificaciones.

2. Modificar el numeral 6.3. Póliza de Seriedad o Garantía de Seriedad, de los DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA, página 30, el cual quedará de la siguiente manera:

6.3. Póliza de Seriedad o Garantía de Seriedad

Para garantizar la validez, vigencia y cumplimiento de su Propuesta, el Proponente deberá incluir en el Sobre No. 1 el original de la Póliza de Seriedad o de la Garantía de Seriedad conforme el modelo contenido en el Formulario 3, según sea el caso. Como beneficiario de la respectiva póliza o garantía, deberá figurar la "Unidad de Planeación Minero Energética –UPME–".

La Póliza de Seriedad o Garantía de Seriedad deberá cubrir como mínimo la suma de TRES MIL SEISCIENTOS OCHENTA Y OCHO MILLONES QUINIENTOS CINCO MIL CUATROCIENTOS VEINTITRÉS PESOS (\$3.688.505.423) moneda legal colombiana.

ADENDA No.1
CONVOCATORIA PÚBLICA
UPME 07-2013

Página 3 de 27

La Póliza de Seriedad o Garantía de Seriedad, deberá tener una vigencia mínima de cuatro (4) meses posteriores a la fecha de presentación de la Propuesta o hasta la fecha de expedición de la Resolución de la CREG por medio de la cual le oficialice el Ingreso Anual Esperado, lo que ocurra primero. En caso de requerirse, la UPME podrá solicitar la prórroga de la vigencia de la Póliza de Seriedad o Garantía de Seriedad por periodos prorrogables de dos (2) meses. La Póliza de Seriedad o Garantía de Seriedad deberá ser emitida por una Entidad Financiera de Primera Categoría.

Si el Proponente presenta una Póliza de Seriedad, deberá adjuntar también un certificado de la Superintendencia Financiera de Colombia con una fecha de expedición no superior a treinta (30) días calendario a la fecha de presentación de Propuestas, donde conste la vigencia y la representación legal de la sociedad emisora y aparezca su permiso de funcionamiento.

Si el Proponente presenta una garantía bancaria, para que la entidad emisora de la garantía pueda ser considerada como una entidad financiera de primera categoría, se deberá adjuntar un documento vigente emanado de una firma calificadora de riesgos, donde conste la última calificación obtenida por la entidad financiera que haya expedido la garantía, para verificar el cumplimiento de los requisitos necesarios para que ésta pueda ser considerada como una entidad financiera de primera categoría, y también un certificado de la Superintendencia Financiera de Colombia con una fecha de expedición no superior a treinta (30) días calendario a la fecha de presentación de Propuestas, donde conste la vigencia y la representación legal de la entidad financiera, y aparezca su permiso de funcionamiento.

Nota: Se debe anexar copia del documento que acredite la calificación de la entidad financiera emisora de la garantía y la vigencia de dicha calificación.

El objeto de la Póliza de Seriedad o Garantía de Seriedad debe ser:

- (i) Garantizar irrevocablemente la seriedad de la Propuesta que formula el Proponente a la UPME, de conformidad con los Documentos de Selección del Inversionista.*
- (ii) Garantizar el cumplimiento de los requisitos previstos a la Fecha de Cierre.*

De esta manera la Póliza de Seriedad o Garantía de Seriedad, según sea el caso, presentada por el Adjudicatario podrá ser ejecutada por la UPME, si dicho Adjudicatario no cumple con todas y cada una de las actividades previstas en el Numeral 8.2 salvo por fuerza mayor o caso fortuito debidamente comprobados o por hechos o actos de un tercero, que no dependan directamente del Adjudicatario.

Las Pólizas de Seriedad o Garantías de Seriedad presentadas por los Proponentes les serán devueltas, a solicitud de los mismos, posterior a la Fecha de Cierre.

3. **Modificar el numeral 8.3.1. Cobertura de la Garantía, de los DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA, página 40, el cual quedará de la siguiente manera:**

8.3.1. Cobertura de la Garantía

La póliza o garantía debe ser expedida por el monto de VEINTINUEVE MIL TRESCIENTOS OCHENTA Y NUEVE MILLONES CUATROCIENTOS SETENTA Y NUEVE MIL CIENTO SETENTA Y SEIS PESOS (\$ 29.389.479.176) moneda legal colombiana, que se entenderá estipulada a título de pena para garantizar las obligaciones de que trata el numeral 8.3.3, y en consecuencia, la Nación – Ministerio de Minas y Energía – Unidad de Planeación Minero Energética podrá reclamar, adicionalmente, todos los perjuicios debidamente comprobados a que hubiere lugar en el desarrollo de sus planes de expansión de la infraestructura eléctrica colombiana, por la responsabilidad del Transmisor en los correspondientes incumplimientos.

4. **Modificar el numeral 8.3.7. Eventos de Incumplimiento, de los DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA, página 43, el cual quedará de la siguiente manera:**

8.3.7. Eventos de Incumplimiento

Constituyen eventos de incumplimiento cualquiera de los siguientes:

- a) *El vencimiento de la Fecha Oficial de Puesta en Operación del Proyecto, sin que se haya producido la puesta en operación del mismo, salvo que antes de esta fecha el Transmisor: (i) haya prorrogado la vigencia de la garantía, (ii) haya informado al ASIC una nueva fecha de entrada en operación del proyecto de transmisión por circunstancias distintas a los atrasos por fuerza mayor, alteración del orden público acreditada por la autoridad competente, demoras en la expedición de la licencia ambiental originadas en hechos fuera del control del Transmisor y de su debida diligencia y (iii) se haya comprometido a pagar incondicionalmente la facturación que emita el ASIC de acuerdo con lo previsto en el numeral 8.3.8. de los presentes Documentos de Selección.*

**ADENDA No.1
CONVOCATORIA PÚBLICA
UPME 07-2013**

Página 5 de 27

Para lo previsto en este literal, la Fecha Oficial de Puesta en Operación del Proyecto de transmisión se podrá prorrogar solamente por una vez y no se desplazará en el tiempo el flujo de ingresos aprobado por la CREG. Vencida la nueva fecha sin que se haya producido la puesta en operación se ejecutará la garantía.

- b) Incumplimiento grave e insalvable de requisitos técnicos del proyecto, lo cual se entenderá ocurrido cuando UPME determine, a partir de los informes del Interventor, que se incumplieron de manera grave e insalvable requisitos técnicos del proyecto.*
- c) Abandonar o retirarse de la ejecución del proyecto, lo cual se entenderá ocurrido cuando UPME determine, a partir de los informes del Interventor, que el Transmisor abandonó o se retiró de la ejecución del Proyecto.*
- d) No actualizar la garantía, el valor de la cobertura o no prorrogar su vigencia, en los términos establecidos en los Documentos de Selección del Inversionista.*

Cuando ocurra alguno de los eventos de incumplimiento, el ASIC informará de esta situación al garante y al Transmisor, y hará efectiva la garantía. En todos los casos, el emisor o garante girará el valor total garantizado al beneficiario.

El beneficiario destinará el monto recibido y los rendimientos financieros generados para que el LAC disminuya el valor que debe ser recaudado mensualmente por concepto de cargos por uso del STN, en una cuantía equivalente al doble del ingreso mensual esperado aprobado al Transmisor, y también para cubrir los costos financieros o de impuestos ocasionados por el manejo de estos recursos. Agotado el monto recibido a la ejecución de la garantía, se le seguirá facturando mensualmente al Transmisor Nacional un valor igual al doble del ingreso esperado hasta que el proyecto entre en operación.

- 5. Modificar el numeral 9. Prórrogas en la Fecha Oficial de Puesta en Operación del Proyecto, de los DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA, página 44, el cual quedará de la siguiente manera:**

9. Prórrogas en la Fecha Oficial de Puesta en Operación del Proyecto

Si el Proyecto sufre atrasos por fuerza mayor, por alteración del orden público, o por demoras en la expedición de la licencia ambiental, originadas en hechos fuera del control del Transmisor y de su debida diligencia, el Transmisor podrá solicitar al MME

prorrogar la Fecha Oficial de Puesta en Operación del Proyecto, en los términos de la Resolución MME 18 0924 de 2003 y de la Resolución CREG 022 de 2001 y las resoluciones que la modifiquen. De acogerse la solicitud, el MME fijará mediante resolución la nueva Fecha Oficial de Puesta en Operación del Proyecto. Dentro de los 10 Días siguientes a la expedición de la resolución por parte del MME, el Transmisor entregará a la UPME y al Interventor las actualizaciones correspondientes al cronograma detallado, la ruta crítica y la curva de ejecución del Proyecto.

Adicionalmente, la CREG decidirá mediante Resolución sobre la modificación de esta fecha para efectos de lo establecido en la Resolución CREG 093 de 2007, a partir de la solicitud motivada que el Transmisor presente a la CREG con copia a la UPME. Para ello la CREG tendrá los informes del Interventor que considere necesario y sus propios análisis y evaluaciones.

En cualquiera de los eventos anteriores y dentro de los diez (10) días siguientes a la Resolución del MME ampliando el plazo, el Transmisor entregará la Póliza de Cumplimiento o Garantía de Cumplimiento actualizada que cubra hasta la nueva Fecha Oficial de Puesta en Operación del Proyecto y tres (3) meses más, conforme lo establecido en el numeral 8.3.2.

6. Modificar el numeral 10. Interventoría, de los DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA, página 45, el cual quedará de la siguiente manera:

10. Interventoría

Habrà una Interventoría durante la ejecución del Proyecto, tal como se indica en la Resolución CREG 022 de 2001 y sus modificaciones y en la Resolución MME 18 0924 de 2003, la cual reportará a la UPME, a fin de que certifique para la UPME el cumplimiento de los requisitos exigidos en los Documentos de Selección del Inversionista, y en particular, los correspondientes al Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, RETIE; Código de Redes y demás aplicables al Plan de Calidad y al cronograma de ejecución del Proyecto presentados por el Proponente.

La Interventoría ejercerá sus funciones en los términos del Contrato de Interventoría respectivo. El Proponente declara que conoce y acepta dicha minuta, que hace parte de los presentes Documentos de Selección del Inversionista, y se obliga frente al Interventor y la UPME en caso de resultar Adjudicatario, de conformidad con la misma.

Para asegurar el pago al Interventor de las sumas a las que tenga derecho de conformidad con el Contrato de Interventoría, el Proponente se obliga frente al

ADENDA No.1
CONVOCATORIA PÚBLICA
UPME 07-2013

Página 7 de 27

Interventor y la UPME en caso de resultar Adjudicatario, a constituir una fiducia mercantil irrevocable de administración, inversión y pago, para cuyo efecto se obliga a suscribir un Contrato de Fiducia, en los términos y condiciones que aparecen en el Anexo No. 7.

La UPME seleccionará al Interventor de acuerdo con el procedimiento descrito en los Términos de Referencia para la Selección del Interventor, que se encuentran contenidos en el Anexo No 3. La UPME producirá un informe, indicando el nombre del Interventor designado y el valor de la Interventoría, para que el Transmisor proceda a suscribir el Contrato de Fiducia, y hacer los aportes correspondientes a la fiducia mercantil constituida de conformidad con dicho contrato.

Ante una modificación en el valor del contrato bajo las condiciones previstas en la el Contrato de Interventoría, el Transmisor se obliga a hacer el aporte a la Sociedad Fiduciaria por el valor que corresponda pagar al Interventor por la modificación del Contrato de Interventoría. El pago deberá hacerse en los términos indicados en el Contrato de Fiducia.

De igual manera el Transmisor se obliga a hacer el aporte a la Sociedad Fiduciaria de los valores que deban pagarse al Interventor por cualquier mayor valor, reconocible en desarrollo del Contrato de Interventoría en razón a las prórrogas, cambios a la Fecha Oficial de Puesta en Operación cualquiera fuere la razón, o por desplazamientos de la fecha de puesta en operación. Durante la ejecución del Proyecto a cargo del Adjudicatario, se deberá mantener vigente el Contrato de Fiducia y el Contrato de Interventoría, debiendo el Inversionista proveer los recursos para el pago de la Interventoría.

El texto original de la MINUTA DEL CONTRATO DE FIDUCIA, contenido en el Anexo No. 7 de los DSI, debe mantenerse, y solo se podrán realizar modificaciones para el cumplimiento de las normas vigentes aplicables, lo cual deberá ser puesto en conocimiento de la UPME para su revisión. Lo anterior sin detrimento al objeto principal del contrato que es el constituir un patrimonio autónomo que contrate, administre y asegure los pagos del Contrato de Interventoría con el Interventor del Proyecto. Cualquier cambio será responsabilidad del Transmisor.

El Contrato de Interventoría deberá estar firmado dentro de los diez (10) días hábiles siguientes a la Fecha de Cierre.

7. Modificar el FORMULARIO 1, Carta Presentación de la Propuesta Económica, de los DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA, página 49, renglones 9

a 15, el cual quedará de la siguiente manera:

Declaramos conocer que nuestra Propuesta Económica será el Ingreso Anual que retribuye nuestra actividad como propietario y operador durante los primeros veinticinco (25) años de operación, a partir de la Fecha Oficial de Puesta en Operación del Proyecto, cumpliendo todos los requisitos del Código de Redes y demás reglamentación a que hacen referencia los Documentos de Selección del Inversionista, y que así lo dispondrá la CREG en Resolución específica, conforme a la Resolución CREG 022 de 2001 y sus modificaciones.

8. **Adicionar la NOTA iii., en el numeral 2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO, del ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO, página 6, el cual quedará de la siguiente manera:**

iii. Los diagramas unifilares de las subestaciones objeto de la presente Convocatoria Pública hacen parte del Anexo 1. El Inversionista seleccionado, buscando una disposición con alto nivel de confiabilidad, podrá modifica los diagramas unifilares previa revisión y concepto del Interventor, y aprobación por parte de la UPME. Si la propuesta de modificación presentada afecta a terceros, deberán establecerse acuerdos previos a la solicitud.

9. **Modificar el numeral 2.1.1 Subestación Chinú 500 kV, del ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO, página 6, el cual quedará de la siguiente manera:**

2.1.1 Subestación Chinú 500 kV

La obra en la Subestación Chinú 500 kV, a cargo del Transmisor, consiste en la instalación de un (1) banco de autotransformadores 500/230 kV de 450 MVA (3X150 MVA), y su correspondiente bahía en el lado de alta tal como se muestra en la Figura 3.

La bahía de transformación, por el lado de alta tensión, tendrá una configuración de interruptor y medio.

El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de la nueva bahía de transformación, en funcionalidad y en aspectos de potencia, de comunicaciones, control y protecciones con la infraestructura existente en la Subestación Chinú 500 kV.

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN CHINÚ 500 kV	CANTIDAD
1	Bahía de transformación configuración interruptor y medio	1
2	Banco autotransformador 500/230 kV de 450 MVA	1
3	Autotransformador Monofásico de Reserva, 500/230 kV de 150 MVA	1
4	Sistema de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada.	1

El diagrama unifilar de la Subestación Chinú 500 kV se muestra en la Figura 3.

Se deberá considerar que en la Subestación Chinú se instalarán dos bahías de línea a 500 kV, producto del Refuerzo a la Costa Caribe definido en el Plan de Expansión 2013-2026.

10. **Modificar el numeral 2.1.3 Subestación Montería 230 kV, del ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO, página 8, el cual quedará de la siguiente manera:**

2.1.3 Subestación Montería 230 kV

Las obras en la Subestación Montería 230 kV, a cargo del Transmisor, consisten en la selección y adquisición del lote, el diseño y la construcción de una nueva Subestación a 230 kV, incluyendo los espacios de reserva para campos futuros. Los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés "Gas Insulated Substations" Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.

La Subestación Montería 230 kV deberá ser construida en configuración Interruptor y Medio y deberá incluir cuatro (4) bahías, dos (2) para las dos líneas de 230 kV que irán desde la nueva Subestación Montería 230 kV, una hacia la nueva Subestación Chinú 230 kV y la otra hacia la Subestación Urabá 230 kV, y dos (2) bahías de transformación para la conexión al STN del Operador de Red (OR) – ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. Los espacios de reserva en 230 kV que se deberán prever son los señalados en el numeral 3.8 del presente Anexo. El terreno para la instalación de los equipos deberá tener en cuenta el espacio disponible y la instalación de los equipos a cargo del OR, además se deberán acordar las condiciones para

ADENDA No.1
 CONVOCATORIA PÚBLICA
 UPME 07-2013

acceder al uso del terreno en el Contrato de Conexión.

El diagrama unifilar de la Subestación Montería 230 kV se muestra en la Figura 5. Sin embargo, el Transmisor en coordinación con el OR responsable de los transformadores que se conectarán allí, podrán llegar a un acuerdo para efectos de reubicación física de las bahías de la Subestación, buscando una disposición con alto nivel de confiabilidad; en tal caso, el diagrama unifilar de la Subestación objeto de la presente Convocatoria Pública, podrá ser modificado previa revisión y concepto del Interventor y aprobación de la UPME.

La Subestación Montería 230 kV estará compuesta por los módulos que se indican a continuación:

Item	EQUIPOS SUBESTACION MONTERIA 230 kV	CANTIDAD
1	Bahía de línea configuración interruptor y medio.	2
2	Bahías de transformación, configuración de interruptor y medio.	2
3	Corte central para la configuración de interruptor y medio.	2
4	Módulo de barraje, configuración interruptor y medio.	1
5	Protección diferencial de barras	1
6	Módulo común	1
7	Sistema de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada.	1

Considerando que el Transmisor se hará cargo de las bahías de transformación del lado de alta, deberá suministrar hasta 200 metros de conductor por fase para la conexión entre las bahías y los transformadores del OR, incluyendo las estructuras y aisladores soporte.

Para efectos de clasificación en Unidades Constructivas asociadas con la conexión de los transformadores 230/115 kV, tanto el Transmisor como el Operador de Red podrán consultar el oficio CREG S-2009-000213 del 30 de enero de 2009. Será responsabilidad de los involucrados, consultar o validar su vigencia y/o modificaciones.

11. **Modificar el numeral 2.2 Puntos de Conexión del Proyecto, del ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO, página 10, renglones 8 a 14 el cual quedará de la siguiente manera:**

2.2 Puntos de Conexión del Proyecto

El Transmisor, además de acceder o adquirir el predio para la construcción de las nuevas Subestaciones Montería 230 kV y Chinú 230 kV, deberá tener en cuenta las siguientes consideraciones en cada uno de los puntos de conexión, para los cuales se debe establecer un contrato de conexión con el responsable y propietario de los activos relacionados.

Por efectos de espacio, el Transmisor podrá explorar la posibilidad de instalar un piso adicional en la casa de control o su reubicación, caso en el cual deberá realizar los acuerdos técnicos, operativos y económicos con quien corresponda.

12. **Modificar el numeral 3.1 Parámetros del Sistema, del ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO, página 12, el cual quedará de la siguiente manera:**

3.1 Parámetros del Sistema

Todos los equipos a ser suministrados por el inversionista deberán ser nuevos y cumplir con las siguientes características técnicas del STN, las cuales serán verificadas por la Interventoría para la UPME.

<i>Tensión nominal</i>	<i>230 kV</i>
<i>Frecuencia asignada</i>	<i>60 Hz</i>
<i>Puesta a tierra</i>	<i>Sólida</i>
<i>Numero de fases</i>	<i>3</i>
<i>Servicios auxiliares AC</i>	<i>120/208V, tres fases, cuatro hilos.</i>
<i>Servicios Auxiliares DC</i>	<i>125V</i>
<i>Tipo de las Subestaciones</i>	<i>Convencional o GIS o un híbrido.</i>

Línea de transmisión Chinú – Montería 230 kV:

Tipo de línea:

Aérea con torres auto-soportadas y/o postes y/o estructuras compactas, o parcialmente aérea y subterránea, o subterránea.

Circuitos por torre:

Sin restricción. Será resultado del diseño y las

facilidades físicas. Se podrán compartir estructuras de soporte con infraestructura existente. Se debe considerar el alcance descrito en el Numeral 2 del presente Anexo.

Conductores de fase:

Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.

Cables de guarda:

Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.

La línea de transmisión Chinú – Montería 230 kV, podrá ser totalmente aérea o parcialmente aérea y subterránea o subterránea. Las longitudes serán función del diseño y estudios pertinentes que realice el Inversionista.

Línea de transmisión Montería - Urabá 230 kV:

Tipo de línea:

Aérea con torres auto-soportadas y/o postes y/o estructuras compactas, o parcialmente aérea y subterránea, o subterránea.

Circuitos por torre:

Sin restricción. Será resultado del diseño y las facilidades físicas. Se podrán compartir estructuras de soporte con infraestructura existente. Se debe considerar el alcance descrito en el Numeral 2 del presente Anexo.

Conductores de fase:

Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.

Cables de guarda:

Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.

La línea de transmisión Montería - Urabá 230 kV, podrá ser totalmente aérea o parcialmente aérea y subterránea o subterránea. Las longitudes serán función del diseño y estudios pertinentes que realice el Inversionista.

- 13. Modificar el numeral 3.8 Espacios de Reserva, del ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO, página 16, el cual quedará de la siguiente manera:**

3.8 Espacios de Reserva

Los espacios de reserva están clasificados según sean requeridos para las necesidades futuras del STN o del STR o del SDL. Los espacios de reserva futuros del STN son objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 07 – 2013, por tanto deben ser adecuados y dotados con las obras y equipos constitutivos del módulo común, como se describe en el Numeral 3.6 del presente Anexo 1. Los espacios de reserva futuros para el STR y/o SDL podrán ser previstos por el Adjudicatario según lo

ADENDA No.1
CONVOCATORIA PÚBLICA
UPME 07-2013

Página 13 de 27

acuerde con Operador de Red; no obstante, los mismos no son objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 07 – 2013, el nivel de adecuación de los terrenos, la definición de las áreas, entre otros aspectos, deberán ser acordados con el Operador de Red en el respectivo Contrato de Conexión, si hay lugar a ello.

El Inversionista deberá prever tanto en la Subestación Montería 230 kV como en la Subestación Chinú 230 kV los espacios físicos necesarios para la construcción de futuras bahías, sean de línea o de transformación, no obstante lo anterior, los equipos para las bahías futuras no son parte del Proyecto.

Se debe garantizar que los espacios de reserva no se verán afectados o limitados para su utilización, por infraestructura (equipos, línea, edificaciones, etc.) objeto de la presente Convocatoria Pública.

Entre las previsiones, en cada una de las nuevas subestaciones, se deberá considerar la futura instalación de:

- En la Subestación Chinú: Un (1) diámetro completo para dos (2) bahías a 230 kV y dos (2) bahías asociadas a los diámetros incompletos, sean de línea o de transformación.*
- En la Subestación Montería: Dos (2) diámetros completos para cuatro (4) bahías a 230 kV, sean de línea o de transformación.*
- A nivel de STR: El Inversionista podrá llegar a acuerdos con diferentes interesados como Operadores de Red o generadores o grandes consumidores con el fin de prever espacios de reserva para otros futuros desarrollos, sin que ello haga parte del alcance de la presente Convocatoria Pública.*

El Inversionista deberá dejar adecuado el terreno para la fácil instalación de los equipos en los espacios de reserva previstos para futuras ampliaciones del STN, es decir, deberá dejar explanado y/o nivelado el terreno de los espacios de reserva y deberá realizar las obras civiles básicas necesarias para evitar que dicho terreno se deteriore. Adicionalmente, tanto los espacios de reserva como las obras básicas asociadas, deberán estar incluidas dentro del mantenimiento que el Inversionista realice a la Subestación, hasta tanto sean ocupados.

Para las bahías objeto de la presente Convocatoria Pública que queden en diámetros incompletos y puedan utilizarse para ampliaciones futuras, el Transmisor deberá hacerse cargo del enlace con el otro barraje, de tal manera que dicho enlace pueda ser removido fácilmente en caso de instalación de nuevos equipos.

El Transmisor preparará un documento que deberá entregar al Interventor en el cual se indiquen las características de los espacios de reserva establecidos en el presente Anexo, de igual forma el Interventor verificará el cumplimiento de las exigencias para los espacios de reserva.

14. **Modificar el numeral 4.2 Ruta de la Línea de Transmisión 230 kV, del ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO, página 19, el cual quedará de la siguiente manera:**

4.2 Ruta de la Línea de Transmisión 230 kV

La selección de la ruta de la línea de transmisión objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 07 - 2013, será responsabilidad del Inversionista seleccionado. Por lo tanto, a efectos de definir la ruta de la línea a 230 kV, será el Inversionista el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las Autoridades ambientales, a las autoridades nacionales, regionales y locales los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, a las autoridades que determinan las restricciones para la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de restricciones y reglamentaciones existentes. En consecuencia, deberá tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar. Se deberá tener en cuenta que pueden existir exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local.

De modo referencial, el mapa cartográfico de la Figura 1 incluida en cinco partes en este Anexo, muestra la sensibilidad ambiental de la franja comprendida entre las subestaciones 230 kV Chinú, Montería y Urabá, sin considerar los Planes de Ordenamiento Territorial que podrían tener algún efecto dentro de la misma, en el cual se han localizado tres (3) alternativas de ruta que se deben considerar a título exclusivamente ilustrativo y sobre lo cual el Inversionista deberá realizar todas las verificaciones sobre sus posibilidades y viabilidad. Así mismo, la Figura 2 muestra el perfil de las tres (3) alternativas de ruta ya mencionadas con el propósito de que se conozca la altura sobre el nivel del mar de estas alternativas estudiadas.

Es responsabilidad del Inversionista en asumir en su integridad los riesgos inherentes al desarrollo del Proyecto, para ello deberá validar la información, realizar sus propios estudios y consultas ante las Autoridades competentes, entre otras.

En el Documento “ANÁLISIS ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS TEMPRANAS PROYECTO SUBESTACIÓN MONTERÍA 230 kV Y LAS LÍNEAS DE

TRANSMISIÓN ASOCIADAS OBJETO DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 07 DE 2013” se suministra información de referencia sobre el área de estudio y las alternativas de ruta de la línea de transmisión analizadas. El objeto de este documento es identificar de manera preliminar las posibilidades y restricciones ambientales, constituyéndose en un documento ilustrativo para los diferentes interesados.

15. **Modificar el numeral 4.4.5 Transposiciones de Línea, del ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO, página 23, el cual quedará de la siguiente manera:**

4.4.5 Transposiciones de Línea

El Transmisor deberá calcular los desbalances en las fases y asegurar que cumplan con la norma técnica aplicable para ello, lo cual deberá soportar y poner en consideración del Interventor. Así mismo, el Transmisor deberá hacerse cargo de todos los costos asociados. En general, la implementación física de la solución hace parte del presente Proyecto.

16. **Modificar el numeral 4.4.6 Estructuras, en el ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO, página 23, el cual quedará de la siguiente manera:**

4.4.6 Estructuras

El dimensionamiento eléctrico de las estructuras se debe realizar considerando la combinación de las distancias mínimas que arrojen los estudios de sobretensiones debidas a descargas atmosféricas, a las sobretensiones de maniobra y a las sobretensiones de frecuencia industrial.

Las estructuras de apoyo para las líneas deberán ser auto-soportadas, solo en condiciones especiales de diseño podrán utilizar ayudas, y en general no deberán requerir para su montaje el uso de grúas autopropulsadas ni de helicópteros. El Inversionista podrá hacer uso de estos recursos para su montaje pero, se requiere que estas estructuras puedan ser montadas sin el concurso de este tipo de recursos.

El cálculo de las curvas de utilización de cada tipo de estructura, la definición de las hipótesis de carga a considerar y la evaluación de los árboles de cargas definitivos, para cada una de las hipótesis de carga definidas, deberá hacerse considerando la metodología establecida por el ASCE en la última revisión del documento "Guidelines

for Electrical Transmission Line Structural Loading - Practice 74". La definición del vano peso máximo y del vano peso mínimo de cada tipo de estructura será establecido a partir de los resultados del plantillado de la línea. El diseño estructural deberá adelantarse atendiendo lo establecido por el ASCE en la última revisión del documento "Design of Latticed Steel Transmission Structures". En cualquier evento, ningún resultado de valor de cargas evaluadas con esta metodología de diseño podrá dar resultados por debajo que los que se obtienen según la metodología que establece la última revisión del RETIE. Si ello resultara así, primarán estas últimas.

17. **Modificar el numeral 5.1.1 Predio de las subestaciones, en el ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO, página 26, el cual quedará de la siguiente manera:**

5.1.1 Predio de las subestaciones

Subestación Montería 230 kV

Será el que seleccione el Transmisor al inicio de los trabajos, junto a la Subestación existente Montería 110 kV propiedad de ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., la cual está ubicada en jurisdicción del municipio de Montería en el departamento de Córdoba, considerando las facilidades para los accesos de las líneas de transmisión objeto del Proyecto y el acceso de las líneas del STR. Por lo tanto, será el Inversionista el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido, deberán tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar.

La Subestación Montería 110 kV existente, está localizada en las siguientes coordenadas aproximadamente:

Longitud: 75° 52' 51.15" O

Latitud: 8° 45' 49. 58" N

En la selección del predio de la Subestación, el Inversionista deberá analizar todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. En cualquier caso, se deberán considerar los riesgos de inundación, condición que deberá ser investigada en detalle por el Inversionista. Se debe elaborar un documento soporte de la selección del

predio, el cual deberá ser puesto a consideración del Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias del proyecto.

En el documento "ANÁLISIS ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS TEMPRANAS PROYECTO SUBESTACIÓN MONTERÍA 230 kV Y LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ASOCIADAS OBJETO DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 07 DE 2013" se suministra información de referencia sobre el área de estudio y las alternativas de ruta de la línea de transmisión analizadas. Su objeto es identificar de manera preliminar las posibilidades y restricciones, constituyéndose en una referencia ilustrativa para los diferentes Interesados.

NOTA: Información de planos y terrenos aledaños referente a la Subestación existente Montería 110 kV, recopilada por la UPME será suministrada conforme el Numeral 8 del presente Anexo 1.

Subestación Chinú 230 kV

Será el que seleccione el Transmisor al inicio de los trabajos, junto a la Subestación existente Chinú 500/110 kV propiedad de ISA S.A. E.S.P., considerando las facilidades para el acceso de la línea de transmisión objeto del Proyecto. Por lo tanto, será el Inversionista el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido, deberán tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar.

En la selección del predio de la Subestación, el Inversionista deberá analizar todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. En cualquier caso, se deberán considerar los riesgos de inundación, condición que deberá ser investigada en detalle por el Inversionista. Se debe elaborar un documento soporte de la selección del predio, el cual deberá ser puesto a consideración del Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias del proyecto.

La Subestación Chinú existente 500/110 kV está localizada en las siguientes coordenadas aproximadamente:

Longitud: 75° 25' 33. 25" O

Latitud: 9° 7' 3.79" N

En el documento **“ANÁLISIS ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS TEMPRANAS PROYECTO SUBESTACIÓN MONTERÍA 230 kV Y LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ASOCIADAS OBJETO DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 07 DE 2013”** se suministra información de referencia sobre el área de estudio y las alternativas de ruta de la línea de transmisión analizadas. Su objeto es identificar de manera preliminar las posibilidades y restricciones, constituyéndose en una referencia ilustrativa para los diferentes interesados.

NOTA: Información de planos y terrenos aledaños referente a la Subestación existente Chinú 500 kV, recopilada por la UPME será suministrada conforme el Numeral 8 del presente Anexo 1.

Subestación Urabá 230 kV

La Subestación existente Urabá 230 kV es propiedad de ISA S.A. E.S.P., la cual está ubicada en el municipio de Urabá en el Departamento de Antioquia, en las siguientes coordenadas aproximadamente:

Longitud: 76° 39' 16.15" O

Latitud: 8° 3' 91.69" N

Esta Subestación dispone de área de reserva para construir la bahía de línea requerida para este Proyecto.

NOTA: Información referente a la Subestación existente Urabá 230 kV, recopilada por la UPME será suministrada conforme el Numeral 8 del presente Anexo 1.

18. **Modificar el numeral 5.4.4 Transformadores de Tensión, en el ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO, página 35, el cual quedará de la siguiente manera:**

5.4.4 Transformadores de Tensión

Los transformadores de tensión deben cumplir con IEC 61869-1, IEC 60358, IEC 61869-5 o su equivalente en ANSI.

Los transformadores de tensión deben ser del tipo divisor capacitivo, para conexión entre fase y tierra. La precisión de cada devanado debe cumplirse sin la necesidad de utilizar cargas externas adicionales. La precisión, deberá ser según normas IEC o su equivalente en ANSI, y específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos

por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión o actualizaciones.

Pruebas de rutina: los transformadores de tensión deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidos en la publicación IEC 61869-1, IEC 60358 cláusula 7.1. o su equivalente en ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

Pruebas tipo: en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de tensión iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 61869-1 e IEC 60358, cláusula 6.2, o sus equivalente en ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

19. **Modificar el numeral 5.4.5 Transformadores de Corriente, del ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO, página 36, el cual quedará de la siguiente manera:**

5.4.5 Transformadores de Corriente

Los transformadores de corriente deben cumplir con las normas IEC 61869-1 e IEC 61869-2 o su equivalente en ANSI.

Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación en el secundario. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en ANSI, y específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión.

Pruebas de rutina: los transformadores de corriente deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidos en la publicación IEC 61869-1 e IEC 61869-2 o su equivalente en ANSI, Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

Pruebas tipo: en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de corriente iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 61869-1 e IEC 61869-2, o su equivalente en ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

20. **Modificar el numeral 5.4.6 Equipo GIS o Híbrido, del ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y**

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO, página 36, el cual quedará de la siguiente manera:

5.4.6 Equipo GIS o Híbrido

En caso que el equipo propuesto por el Inversionista sea GIS (Gas Insulated Substation) o Híbrido, además de cumplir con las normas antes mencionadas, debe cumplirse la siguiente normatividad:

- *Instrument transformer – IEC 61869-1*
- *Insulation Coordination – IEC60071*
- *High voltage switchgear and controlgear - IEC 62271-4*
- *Insulated bushings above 1000V – IEC60137*
- *Partial discharge measurement – IEC60270*
- *Specification and acceptance of new SF6 - IEC60376*
- *Guide for checking SF6 - IEC 60480*
- *Common clauses or HV switchgear and controlgears standards - IEC62271-1*
- *Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions - IEC60815-1/2*
- *Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears – IEC 62271-209*
- *Use and handling SF6 in HV switchgears and controlgears – IEC62271-303*
- *Direct connection between GIS and power transformer - IEC61639*

El equipo GIS será sometido a pruebas de rutina que consisten en pruebas de alta tensión, pruebas mecánicas y pruebas de gas.

Se deben suministrar certificados de pruebas tipo de pruebas de alta tensión, prueba de temperatura, prueba de gas y prueba sísmica.

21. Adicionar el numeral 5.4.7 Transformadores de Potencia, en el numeral 5.4 Equipos de Potencia, del ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO, página 34, el cual quedará de la siguiente manera:

5.4.7 Transformadores de Potencia

El Transmisor suministrará al Interventor copia de toda la documentación que le permita analizar el cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la última edición de la publicación IEC 60076, "Power Transformers".

Los transformadores o autotransformadores deberán estar compuestos por tres (3) unidades monofásicas de 150 MVA cada una, para un total de capacidad de

transformación de 3x150 MVA de servicio continuo de relación 500/220/34.5 kV. La capacidad total de 450 MVA, significa la potencia nominal que puede desarrollar bajo la máxima etapa de enfriamiento y a las condiciones de altura sobre el nivel del mar y temperatura ambiente en donde estará la subestación. Estos transformadores deben tener una capacidad de sobrecarga del 20% durante 30 minutos.

Se requiere que los transformadores tengan devanado terciario, con una capacidad mínima de un tercio de la capacidad de cada uno de los otros dos devanados. El devanado terciario dará las facilidades necesarias para alimentación de servicios auxiliares de la Subestación, para lo cual deben suministrarse e instalarse todos los equipos necesarios para hacer uso de servicios auxiliares utilizando esta fuente.

El suministro debe incluir una unidad monofásica 1 x 150 MVA para reposición, localizada adecuadamente para efectuar en el menor tiempo posible la conexión cuando se requiera, conjugada la localización con el adecuado arreglo de los barrajes, de tal forma que para hacer uso de esta unidad de repuesto no se hagan complejas las conexiones y desconexiones de las bajantes de 500 y 230 kV.

El grupo de conexión de la transformación será Ynynd.

Los transformadores deberán estar dotados de cambiadores de derivaciones, para operación manual y automática bajo carga, con un total de 21 pasos de 1.25% cada uno, con la posición 1 para la máxima relación, la posición 13 para la relación nominal y la posición 21 para la mínima relación.

Los transformadores o los autotransformadores deberán tener una impedancia entre los devanados 500 y 230 kV, medida con el cambiador en la posición nominal, no inferior a 11% y no superior a 12.5%, sobre la base de la potencia nominal máxima y tensiones nominales.

Cada uno de los transformadores o autotransformadores monofásicos, considerando los devanados de 500 y 230 kV, de acuerdo a los protocolos de fábrica respectivos, deberán tener pérdidas en el cobre a corriente nominal, 75 grados centígrados, con relación de transformación y frecuencia nominales e incluyendo la potencia del sistema de refrigeración (prueba de corto circuito) y en el hierro a tensión de 1.1 p.u. en el lado de 500 kV (prueba de circuito abierto o de vacío) iguales a las siguientes:

Capacidad (MVA)	Pérdidas (kW) menores o iguales	
	En el hierro	En el cobre
150	90	222

Pruebas de rutina: los transformadores de Potencia deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidos en las publicaciones IEC 60076. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

Pruebas tipo: en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor debe entregar unacopia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores similares en todo de acuerdo con las publicaciones IEC 60076. Si el Transmisor no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

22. **Modificar el numeral 5.5.4 Controladores de Bahía, del ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO, página 42, el cual quedará de la siguiente manera:**

5.5.4 Controladores de Bahía

Los controladores de bahía son los encargados de recibir, procesar e intercambiar información con otros equipos de la red, deben ser multifuncionales y programables. Los controladores de bahía deben ser compatibles con los estándares EMC y aptos para aplicación en subestaciones eléctricas de alta y extra alta tensión; el Inversionista deberá presentar al Interventor los certificados de pruebas que lo avalen. Las bahías de transformación deberán contar con relés de mando sincronizado.

A partir de entradas/salidas, el equipo podrá manejar la lógica de enclavamientos y automatismos de la bahía, por lo que en caso necesario deben tener capacidad de ampliación de las cantidades de entradas y salidas instaladas en el equipo para cubrir los requerimientos de la bahía que controlan. Los controladores de bahía deben contar con un diagrama mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes funcionalidades como mínimo:

- Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del proceso.
- Despliegue de alarmas.
- Despliegue de eventos.
- Despliegue de medidas de proceso de la bahía.
- Control local (Nivel 1) de los equipos que forman parte de la bahía.

- Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de función.
- Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.

Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos para la comunicación.

Estos equipos también deberán ser capaces de recibir una señal de sincronización horaria para hacer el estampado de tiempo al momento de recibir un evento.

23. Modificar el numeral 7.7 Social, del ANEXO 5 DESCRIPCIÓN DE LA NORMATIVIDAD VIGENTE, página 23, el cual quedará de la siguiente manera:

7.7 Social

Directiva Presidencial 10 de 2013. Guía para la realización de Consulta Previa con Comunidades Étnicas.

Ley 21 de 1991. Relacionada con los derechos de los pueblos indígenas y las tribus en los países independientes, fue adoptada por la OIT en 1989.

Ley 99 de 1993 Título X. De los modos y procedimientos de participación ciudadana - Artículos 69 al 76

Convenio 169 de 1989 de la OIT. El Convenio 169 de 1989 de la OIT adoptado por la 76ª reunión de la Conferencia General de la O.I.T., también denominado como el convenio sobre Pueblos Indígenas y Tribales, obliga a los Estados que lo hayan ratificado a reconocer y proteger la diversidad étnica y cultural sin ningún tipo de condicionamiento.

Directiva Presidencial 01 de 2010. Establece los mecanismos para la aplicación Consulta Previa y determina como único coordinador de estos procesos a al Ministerio del Interior y de Justicia.

Ley 143 de 1994. Título X. Esta ley define la regulación, los principios y el régimen para la generación, interconexión, trasmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en el país.

Ley 1999 de 1995. Define funciones del Ministerio del Interior con relación a pueblos

indígenas.

Decreto 1320 de 1998. Sobre Participación Comunitaria.

Ley 76 de 1993. Expedida para proteger la identidad cultural y los derechos de las comunidades negras.

Ley 134 de 1994. Mediante la cual se dictan normas sobre mecanismos de participación ciudadana.

Ley 472 de 1998. Consagra la reglamentación de las acciones populares y de grupo.

Ley 1320 de 1998. Por el cual se reglamenta la consulta previa con las comunidades indígenas y negras para la explotación de los recursos naturales dentro de su territorio.

Ley 1818 de 1998. Relacionado con los estatutos de mecanismos alternativos de solución de conflictos.

Ley 397 de 1997. Ley General de Cultura, relacionada con las áreas de protección arqueológica en las licencias ambientales.

Ley 850 de 2003. Por medio de la cual se reglamentan las veedurías ciudadanas.

Ley 393 de 1998. Relacionada con las acciones de cumplimiento.

Decreto 1371 de 1994. Reglamenta la Comisión Consultiva de Alto Nivel, tratada en el Artículo 45 de la Ley 70 de 1993.

Decreto 1745 de 1995. Relacionado con la titulación de tierras en las comunidades negras.

Decreto 1277 de 1996. Relacionado con las zonas de reservas campesinas.

Decreto 1397 de 1996. Crea la Comisión Nacional de Territorios Indígenas y la Mesa Permanente de Concertación con los Pueblos y organizaciones Indígenas

Decreto 2001 de 1998. Constitución de Resguardos Indígenas.

Decreto 330 de 2007. Por el cual se reglamentan las audiencias públicas ambientales.

24. Modificar el numeral 8. CONSULTA PREVIA DE LOS GRUPOS ÉTNICOS NACIONALES, del ANEXO 5 DESCRIPCIÓN DE LA NORMATIVIDAD VIGENTE, página 25, el cual quedará de la siguiente manera:

8. CONSULTA PREVIA DE LOS GRUPOS ÉTNICOS NACIONALES

8.1 Convenio 169 de 1989 de la OIT

El Convenio 169 de 1989 de la OIT adoptado por la 76ª reunión de la Conferencia General de la O.I.T., también denominado como el convenio sobre Pueblos Indígenas y Tribales, obliga a los Estados que lo hayan ratificado a reconocer y proteger la diversidad étnica y cultural sin ningún tipo de condicionamiento.

8.2 Ley 21 de 1991

Por medio de la cual se aprueba el Convenio número 169 sobre pueblos indígenas y tribales en países independientes, adoptado por la 76ª reunión de la Conferencia General de la O.I.T., Ginebra, 1989.

8.3 Decreto 1320 de 1998

Por medio del cual se reglamenta el derecho fundamental de la consulta previa con las comunidades indígenas y negras para la explotación de los recursos naturales dentro de su territorio.

8.4 Directiva Presidencial 01 de 2010

Establece los mecanismos para la aplicación Consulta Previa y determina como único coordinador de estos procesos al Ministerio del Interior y de Justicia.

8.5 Directiva Presidencial 10 de 2013.

Guía para la realización de Consulta Previa con Comunidades Étnicas.

25. Modificar la CLÁUSULA 10º, del ANEXO 6 MINUTA DEL ACUERDO DE CONFIDENCIALIDAD, página 5, la cual quedará de la siguiente manera:

CLÁUSULA 10º: *Cualquier diferencia que se presente entre el Transmisor y/o el*

Interventor en relación con la ejecución de las obligaciones derivadas del presente Acuerdo en cualquier momento y que las Partes no puedan resolver de común acuerdo o por vía de conciliación judicial dentro de los quince (15) días hábiles a la fecha en que una de las Partes hubiere planteado la controversia por escrito a la(s) otra(s), será sometida ante la justicia ordinaria para que dirima el conflicto, sin perjuicio de que las Partes, de común acuerdo, acudan a un Tribunal de Arbitramento, caso en el cual los costos y los honorarios serán pagados por partes iguales entre las Partes en litigio.

Para los efectos pertinentes el Transmisor y el Interventor serán notificados en su respectiva dirección. Las Partes están en la obligación de comunicarse entre sí, cualquier cambio en las direcciones judiciales que figuren en sus certificados de existencia y representación legal.

26. Modificar la CLÁUSULA 30.- SOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS.-, del ANEXO 7 MINUTA DEL CONTRATO DE FIDUCIA, página 17, el cual quedará de la siguiente manera:

CLÁUSULA 30.- SOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS.- *Las Partes acuerdan que cualquier disputa o controversia que surja entre ellas en relación con este Contrato, incluyendo, pero sin limitarse a las que se deriven de su celebración, cumplimiento o terminación y liquidación, que no pueda ser resuelta amigablemente entre ellas dentro de los treinta (30) días calendario siguientes a la solicitud cursada por escrito por una de las Partes a la otra, se someterá ante la justicia ordinaria para que dirima el conflicto, sin perjuicio de que las Partes, de común acuerdo, acudan a un Tribunal de Arbitramento.*

En el evento de acudir al tribunal se regirá por la normatividad vigente en materia arbitral y se ceñirá a las siguientes reglas:

- a) *Estará integrado por tres (3) árbitros designados de común acuerdo por las Partes en un plazo de treinta (30) calendario al requerimiento que para su nombramiento efectúe una Parte a la otra y, en caso de desacuerdo o de imposibilidad de llegar a un entendimiento dentro del referido plazo, se entiende que las Partes delegan la designación de los árbitros en la Cámara de Comercio de Bogotá, de las listas de árbitros que lleva dicho Centro;*
- b) *La organización interna del tribunal, así como los costos y honorarios aplicables, estarán sujetos a las reglas estipuladas para ese propósito por el Centro de Arbitraje y Conciliación de la Cámara de Comercio de Bogotá;*

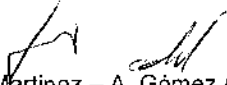
**ADENDA No.1
CONVOCATORIA PÚBLICA
UPME 07-2013**

Página 27 de 27

- c) *El tribunal se reunirá en el Centro de Arbitraje y Conciliación de la Cámara de Comercio de Bogotá, y*
- d) *El tribunal fallará en derecho.*

Dado en Bogotá D.C., a los veintiún (11) días del mes de junio de dos mil catorce (2014).


ÁNGELA INÉS CADENA MONROY
Directora General


ELABORÓ: O. Patiño – J. Martínez – A. Gómez /REVISÓ: A. Rodríguez – M. Lozano
TDR: 150-41-1 Convocatoria Pública UPME-07-2013 Montería 230 kV

