



CARTA CIRCULAR No. 2

CONVOCATORIA PÚBLICA  
UPME-01-2005

SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA PARA EL DISEÑO, ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN A 230 Kv CIRCUITO DOBLE BETANIA – ALTAMIRA – MOCOYA – PASTO (JAMONDINO) – FRONTERA Y OBRAS ASOCIADAS

La Unidad de Planeación Minero Energética - UPME mediante la presente carta circular, da respuesta a las solicitudes de aclaración presentadas por los Interesados respecto de de los Documentos de Selección de la Convocatoria Pública UPME – 01 –2005, sus Anexos y Formularios, en los siguientes términos:

A. Documentos de Selección

1. Página 1 a 45

En el numeral V del literal b) del artículo 4 de la Resolución CREG 022 de 2001, se da la posibilidad de adelantar las fechas de pago de los Ingresos Anuales Esperados "cuando el proyecto entre en operación antes de la fecha prevista en los respectivos Documentos de Selección". Sin embargo, para esta convocatoria en particular se hace necesario:

- Pedir a los proponentes la separación de los ingresos esperados correspondientes a las bahías de línea y a la línea que conectará la subestación Jamondino con la Frontera con el Ecuador, y
- Condicionar la posible entrega adelantada de estos últimos ingresos a que haya entrado en operación el tramo o construirse en el Ecuador, y que por lo tanto existan flujos de energía por dicha línea.

Respuesta:

Ver Addenda No.10.

2. Página 1 a 45

Con el fin de mitigar los peligros derivados del Cambio Climático Global, las Naciones Unidas promovieron la creación del protocolo de Kioto, que entró en vigor el pasado 16 de febrero. El Protocolo de Kioto exige a los países industrializados reducir sus emisiones de CO2 a valores inferiores a los emitidos durante 1990, con el fin de estabilizar en la atmósfera la concentración de los gases que producen efecto invernadero.

*LEN*



Dicha reducción exige altas inversiones en cambios tecnológicos que ocasionan que las metas sean inalcanzables para algunos países y mucho menos si la reducción de emisiones se circunscribe a sus propios territorios. Por esta razón y considerando que el problema del calentamiento atmosférico es global, el protocolo mismo creó tres mecanismos que permiten facilitar los compromisos adquiridos por dichos países, entre ellos, el Mecanismo de Desarrollo Limpio –MDL- que permite negociar Certificados de Reducción de Emisiones de proyectos adelantados en países que no tienen compromisos.

Muy posiblemente se pueda demostrar que el proyecto de interconexión objeto de la convocatoria de la referencia, reduzca emisiones de CO2. En esta dirección me permito hacer la siguiente consulta:

¿Este proyecto puede optar al Mecanismo de Desarrollo Limpio – MDL- del Protocolo de Kyoto?

**Respuesta:**

Este proyecto puede optar al Mecanismo de Desarrollo Limpio - MDL del Protocolo de Kyoto.

Aunque ello no será objeto de evaluación en esta convocatoria, las propuestas podrán a su cuenta y riesgo, explicitar su deseo de desarrollar el proyecto como uno del MDL sin perjuicio alguno sobre las condiciones de la convocatoria.

3. Página 6, Renglón 9

Texto actual: "literal b) del artículo 2 de la Resolución CREG 085 de 2002".

Texto propuesto: "literal b) del artículo 4 de la Resolución CREG 022 de 2001 modificada por la Resolución CREG 085 de 2002".

**Respuesta:**

Ver Addenda No.10.

4. Página 6, Renglones 11 a 14

Dado el plazo tan estrecho para poner en servicio el Proyecto, el inversionista debe tener la potestad de dar inicio al Proyecto antes de la Fecha de Cierre si así lo considera. Como está la redacción podría interpretarse que únicamente puede iniciar después de que se expida la Resolución de la CREG que oficialice el Ingreso Anual Esperado.

2  
JEN



**Respuesta:**

La realización del Proyecto sólo se puede iniciar con posterioridad a la oficialización del Ingreso Anual Esperado tal y como está establecido en el artículo 4 de la Resolución CREG 022 de 2001, en la forma en que fue modificado por el artículo 2 de la Resolución CREG 085 de 2002.

5. Página 7, Renglón 18

La definición debería ser igual a la establecida en la Resolución CREG 004 de 2003.

**Respuesta:**

Ver Addenda No.10.

6. Página 8, Renglón 4

Sobra el texto: "(Se requiere)".

**Respuesta:**

Ver Addenda No.10.

7. Página 8, Renglón 8

La definición debería ser igual a la establecida en la Resolución CREG 004 de 2003.

**Respuesta:**

Ver Addenda No.10.

8. Página 9, Renglón 4

Atentamente solicitamos informar cuando dará a conocer la UPME a los Interesados, los costos de conexión reportados por los operadores de red dueños de activos relacionados con la conexión del proyecto.

**Respuesta:**

En relación con los costos de conexión reportados por los propietarios de las Subestaciones Altamira, Betania, y Jamondino, se solicita remitirse a la Addenda No.10, mediante la cual se incluyeron los mismos.



En cuanto a la Línea Pasto - Mocoa se informa que la Unidad de Planeación Minero Energética ha solicitado información en relación a la propiedad de dicha Línea al Ministerio de Hacienda y Crédito Público, al Ministerio de Minas y Energía, a Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P., al IPSE y a la Electrificadora del Pacífico S.A. En respuesta a dicha solicitud de información, Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. y la Electrificadora del Pacífico S.A., remitieron la información que reposaba en tales entidades en relación con la Línea Pasto - Mocoa, mediante comunicaciones radicadas los días 8 de abril de 2005 y 2 de mayo de 2005, las cuales se encuentran a disposición de los Interesados en la Secretaría de la UPME.

Finalmente la Unidad de Planeación Minero Energética procedió a fijar un aviso de prensa el día 19 de mayo del año en curso, a través del cual se solicitó al (los) propietario(s) de la línea de transmisión Mocoa-Jamondino, se permitieran manifestar por escrito a la UPME dentro de los tres (3) días siguientes a la fecha de fijación del referido aviso si estaban interesados en desarrollar el proyecto de ampliación de los módulos de línea a 230 kV, en las subestaciones Mocoa y Jamondino. No obstante, se informa a los Interesados que hasta el momento no se ha recibido respuesta alguna de parte del(los) propietario(s) de la línea Mocoa-Jamondino.

9. Página 9, Renglones 4 a 11

Para darle mayor transparencia al proceso e igualdad de condiciones a los Proponentes, de manera respetuosa se solicita excluir los Costos de Conexión de la Convocatoria y que se reconozcan posteriormente dichos costos al Adjudicatario de acuerdo con los propuestos por el dueño del punto de conexión.

**Respuesta:**

No se accede a la solicitud.

10. Página 10, Renglón 7

La definición de Fecha de puesta en Operación hace referencia a "el **Proyecto**", sin embargo no se encuentra la definición de **Proyecto** dentro de los documentos de selección, excepto por la mención que se le hace en el título de los mismos documentos. De ser esa la definición de Proyecto, es necesario delimitar el alcance de la expresión "obras asociadas" ya que podría entenderse que la fecha de puesta en Operación de el Proyecto implica la puesta en operación del tramo Ecuatoriano.

**Respuesta:**

Ver Addenda No. 10.



11. Página 11, Renglón 6

Se entiende que el Ingreso Anual Esperado se empezará a recibir a partir de la fecha de puesta en operación del proyecto.

- ¿Recibiría el Adjudicatario el ingreso propuesto, en el evento que finalice el proyecto antes de la fecha prevista?
- ¿Recibiría el Adjudicatario el ingreso propuesto, en el evento que finalice el proyecto de acuerdo con la fecha prevista y el tramo ecuatoriano no esté terminado?

**Respuesta:**

En relación con la primera pregunta, se informa que de conformidad con lo establecido en el literal a) del Numeral 1.2 de los Documentos de Selección, modificado mediante la Addenda No.10, existe la posibilidad que las fechas oficiales de reconocimiento del IAE puedan ser adelantadas por la CREG, mediante Resolución y a solicitud del Proponente, cuando el Proyecto entre en operación antes de la fecha prevista en los Documentos de Selección, de conformidad con lo señalado por el numeral V del literal b) del artículo 4 de la Resolución CREG 022 de 2001, modificada mediante la Resolución CREG 085 de 2002. No obstante la entrega adelantada del IAE correspondiente al tramo Jamondino – Frontera con el Ecuador estará condicionada a que haya entrado en operación el tramo a construirse en el Ecuador, y a que por lo tanto existan flujos de energía por dicha línea.

En relación con la segunda pregunta, se informa que de acuerdo con lo establecido en el Numeral 1.2 de los Documentos de Selección tal y como fue modificado mediante la Addenda No. 10 es posible que el Adjudicatario una vez finalizado el Proyecto en la fecha prevista de entrada en operación, pueda recibir el IAE, aún en el evento en el que el tramo ecuatoriano no haya entrado en operación, por cuanto la puesta en operación del Proyecto no implica la puesta en operación de la línea de transmisión en territorio ecuatoriano.

12. Página 11, Renglón 6

El ingreso anual esperado propuesto se recibirá para los primeros 25 años de operación del proyecto contados a partir de la Fecha de Puesta en Operación.

¿Existe algún mecanismo que garantice los ingresos para el Transportador colombiano en el evento en que la interconexión no sea puesta en servicio en la fecha prevista, por causas atribuibles a la firma responsable por la construcción del tramo ecuatoriano?

**Respuesta:**

Ver Addenda No.10.



13. Página 11, Renglón 6

¿Cuál sería el monto de la sanción para el Transportador colombiano en el evento que la interconexión no esté disponible por causa suya? ¿Esta sanción sería únicamente hacer efectiva la póliza de cumplimiento? ¿Incluiría sumas adicionales, como por ejemplo los sobrecostos operativos equivalentes a la energía dejada de transferir a Ecuador u otros costos?

**Respuesta:**

De conformidad con lo señalado en el Numeral 6.2 de los Documentos de Selección, modificado por medio de la Addenda No. 10, la Póliza de Cumplimiento o Garantía de Cumplimiento se ejecutará, entre otros eventos, en los casos de incumplimiento en la Fecha de Puesta en Operación del Proyecto, bajo el entendido que con dicha garantía o póliza se asegura el valor de los perjuicios causados por el referido incumplimiento y que para el cálculo de los respectivos perjuicios se tomará el costo de las generaciones por fuera de mérito correspondientes a generación y/o demanda colombiana, atribuibles a dicha demora hasta el tope de la cobertura otorgada en la respectiva póliza.

Adicionalmente, se debe tener en cuenta que de conformidad con el numeral III del literal b) del artículo 4 de la Resolución CREG 022 de 2001, modificado mediante la Resolución CREG 105 de 2003, agotado el monto de la póliza o garantía de cumplimiento, se le seguirá asignando al Transmisor respectivo el costo de las generaciones fuera de mérito (en este caso las correspondientes a generación y/o demanda colombiana) hasta tanto el Proyecto entre en operación.

14. Página 11, Renglones 6 a 18

Con el objeto de garantizar la viabilidad económica del proyecto durante su ejecución, se deben mantener las condiciones o supuestos bajo los cuales el oferente calculó el Ingreso Anual Esperado. En ese orden de ideas, cuando el adjudicatario considere que se ha roto el equilibrio económico por variación de sus costos, mayor al 5% del IAE, como producto de cambios en las leyes aplicables, en la interpretación o en la aplicación de las mismas, o por actos de gobierno, o por cambios en las variables macroeconómicas, tendrá derecho a solicitar la revisión del IAE, con el fin restablecer el equilibrio económico en la magnitud que éste tenía en la fecha de adjudicación.

**Respuesta:**

Se solicita remitirse a lo regulado en relación con el Ingreso Anual Esperado en la Resolución CREG 022 de 2001, modificada por las Resoluciones CREG 085 de 2002, CREG 062 de 2003 y CREG 105 de 2003.

15. Página 11, Renglones 25 a 26



La definición de "Leyes Aplicables" debería ser clara en que serán aplicables aquellas que sean oficiales hasta antes de la fecha de finalización del plazo para aclaraciones, y que de ahí en adelante se aplique el principio de equilibrio económico.

**Respuesta:**

No se accede a la solicitud.

16. Página 12, renglones 13 a 16.

La CREG debe informar con la debida antelación si para este proceso hay un valor máximo de adjudicación.

**Respuesta:**

Se informa que en relación con la Convocatoria Pública UPME -01 -2005, la CREG no fijó un valor máximo de adjudicación.

17. Página 13, Renglón 9

Texto actual: "Numeral 6.3 de ..."

Texto propuesto: "Números 6.2 y 6.3 de ..."

**Respuesta:**

Ver Addenda No.10.

18. Página 14, Renglón 5

Texto actual: "..., en la forma en que fue modificada por la Resolución CREG 085 de 2002"

Texto propuesto: "..., en la forma en que fue modificada por las Resoluciones CREG 085 de 2002, CREG 062, CREG 105 y CREG 120 de 2003".

**Respuesta:**

Ver Addenda No.10.

19. Página 14, renglones 21 a 24

150

REPUBLICA DE COLOMBIA  
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA  
UNIDAD DE PLANEACION MINERO-ENERGETICA



Se debe aclarar que las tasas en dólares constantes de 31 de diciembre de 2004 no existen. Simplemente, existen tasas constantes o reales, o tasas nominales o corrientes.

**Respuesta:**

Ver Addenda No.10.

20. Página 16, Renglón 20 a 22 y Página 17, Renglones 1 a 9

Se cita como fundamento de la falta de vínculo contractual el Artículo 85 de la Ley 143 de 1994. Este Artículo simplemente establece que la decisión de inversión constituye responsabilidad de aquellos que las acometan, quienes asumen en integridad los riesgos inherentes a la ejecución y explotación de los proyectos. No hace alusión a que por ser responsabilidad de interesado la decisión de inversión y ejecución, esto sea fundamento legal para que haya ausencia de vínculo contractual y mucho menos que implique una total ausencia de responsabilidad por parte de las entidades involucradas en el proceso de Convocatorias y una renuncia a ejercer el derecho de defensa, cuando el mismo sea vulnerado en virtud de este Proceso. Del Artículo 85 de la Ley 143 de 1994 no se deduce que este sea el fundamento legal, que permita establecer un proceso que contraría principios fundamentales y legales, tales como: CPN: Artículo 4. La Constitución es norma de normas. En todo caso de incompatibilidad entre la Constitución y la Ley u otra norma jurídica, se aplicarán las disposiciones constitucionales (...) (Artículo 6). Los particulares sólo son responsables ante las autoridades por infringir la Constitución y las leyes. Los servidores públicos lo son por la misma causa y por omisión o extralimitación en el ejercicio de sus funciones (Artículo 29). El debido proceso se aplicará a toda clase de actuaciones judiciales y administrativas (Artículo 123). Son servidores públicos los miembros de las corporaciones públicas, los empleados y trabajadores del Estado y de sus entidades descentralizadas territorialmente o por servicios. Los servidores públicos están al servicio del Estado y de la comunidad; ejercerán sus funciones en la forma prevista por la Constitución, la ley y el reglamento (Artículo 124). La ley determinará la responsabilidad de los servidores públicos y la manera de hacerla efectiva.

Por lo anterior, solicitamos eliminar estos aspectos de los Documentos de Selección.

**Respuesta:**

Ver Addenda No.10.

21. Página 16, Renglón 22 y Página 17, Renglones 1 y 2

Se establece una presunción de derecho, al señalar que se considera, **sin admitirse prueba en contrario**, que todo Interesado, Proponente o, en general toda persona que, de manera directa o indirecta participe en la Convocatoria Pública, conoce el fundamento legal de que trata el presente numeral. Esto tiene dos observaciones:





(i) De acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 66 del Código Civil, "se dice presumirse el hecho que se deduce de ciertos antecedentes o circunstancias conocidas. (...) Si una cosa, **según la expresión de la Ley**, se presume de derecho, se entiende que es **inadmisible la prueba contraria**, supuestos los antecedentes o circunstancias". A la luz del derecho positivo, solamente el legislador puede establecer presunciones de derecho, so pena de violar el principio fundamental del debido proceso, pues se le cercena la legítima defensa. (Lo resaltado es nuestro).

Por lo anterior, solicitamos eliminar estos aspectos de los Documentos de Selección.

**Respuesta:**

Ver Addenda No.10.

22. Página 17, Renglones 3 a 9

Se establece una renuncia anticipada al derecho de defensa, señalando que por la sola presentación de la Oferta, se supone una aceptación, sin limitación alguna a los términos del Documento de Selección y así mismo, una renuncia irrevocable e incondicional a iniciar cualquier acción, reclamo, demanda o solicitud de indemnización contra el Estado Colombiano, el MME, la UPME o cualquier otro funcionario, asesor o consultor de la UPME, etc. Este texto es violatorio del derecho fundamental del debido proceso (Artículo de la Constitución Nacional).

Por lo anterior, solicitamos eliminar estos aspectos de los Documentos de Selección.

**Respuesta:**

Ver Addenda No.10.

23. Página 18

Cronograma de la Convocatoria Pública

- Fecha de presentación de ofertas

El tiempo de dos meses y medio para la preparación de ofertas es muy corto dada la experiencia en procesos similares y puede restringir la participación a potenciales oferentes que no tengan estudios adelantados en estos momentos.

La presentación de una oferta por parte de un inversionista requiere de la estimación de un presupuesto con bajo margen de error, para lo cual se tiene como prerrequisito la realización de prediseños y análisis de factibilidad ambiental del proyecto, actividad que no puede realizarse, con el alcance necesario, en menos de 3 meses. Los resultados del

prediseño requieren de valoración dentro de la realidad del mercado y de la zona del proyecto. De acuerdo con esto, la presentación de una oferta con el análisis necesario y suficiente por parte del inversionista no se puede efectuar antes de cuatro meses, contados desde el inicio del proceso.

Por lo anterior, solicitamos que el tiempo de preparación de ofertas sea ampliado a 4 meses, tiempo que consideramos razonable para elaborar una oferta seria y que además incentiva la competencia y da mayor transparencia a todo el proceso.

**Respuesta:**

Se solicita remitirse a la Addenda No. 9.

24. Página 18

Cronograma de la Convocatoria Pública

- Plazos para la emisión de adendas e información selección del Interventor

De acuerdo el cronograma, entre la última emisión de Addenda y Aclaraciones (11 de abril) y la presentación de la oferta solamente quedarían 4 días, lo cual es poco tiempo para incluir en la oferta económica la incidencia de posibles variaciones que se conozcan a última hora. Solicitamos, en consecuencia, que este tiempo sea mínimo de 15 días calendario.

**Respuesta:**

Ver Addenda No.9.

25. Página 18

Cronograma de la Convocatoria Pública

- Fecha de definición de tasa de descuento

Dada la importancia de conocer la Tasa de Descuento sugerimos incluir dentro del cronograma una fecha límite para darla a conocer con una anticipación no menor a 15 días hábiles a la presentación de la oferta.

**Respuesta:**

Ver Addenda No. 10.

26. Página 18

Cronograma de la Convocatoria Pública

- Fecha de puesta en operación

Teniendo en cuenta que el desarrollo de la convocatoria depende de acciones que deben adelantar diferentes entidades (Ministerio de Minas, UPME, CREG) y las implicaciones que tiene para quien desarrolle el proyecto la demora en la entrada en operación del mismo, consideramos que el plazo máximo para la entrada de los proyectos debe darse en un número de meses a partir de que la resolución CREG que establezca el ingreso anual esperado del Adjudicatario quede en firme (Fecha de Cierre).

**Respuesta:**

Ver Addenda No. 9.

27. Página 18

Cronograma de la Convocatoria Pública

- Tiempo de desarrollo del proyecto

Teniendo en cuenta los tiempos de licenciamiento ambiental, diseño, construcción y la reducida capacidad existente en el país para la construcción de este tipo de obras por la ejecución de otros proyectos de Transmisión en Colombia durante el periodo previsto para el Proyecto objeto de esta Convocatoria, el tiempo de 17.5 meses es demasiado corto, afirmación que fundamentamos en las siguientes consideraciones:

- El Diagnóstico Ambiental de Alternativas – DAA para el proyecto y las características de la zona en que éste se desarrollará, tiene un tiempo mínimo de elaboración estimado de 3 meses. Es decir, estaría presentándose ante la autoridad ambiental al finalizar el mes 3 desde el inicio del tiempo de ejecución del Proyecto (después de la Fecha de Cierre).
- De acuerdo con los periodos establecidos legalmente, la emisión de los términos de referencia para la realización del estudio de Impacto Ambiental –EIA, por parte del Ministerio del Medio Ambiente, se efectuaría 1 mes después de la presentación del DAA; es decir, al finalizar el mes 4 del tiempo de ejecución del Proyecto.
- Considerando la longitud, topografía y demás condiciones reales de la zona del proyecto, los diseños detallados de trazado, plantillado, estudio de suelos y replanteo no se pueden realizar en un tiempo menor a 5 meses. El EIA terminará dos semanas después de la finalización del diseño detallado, teniendo en cuenta la cerrada



dependencia entre estas dos actividades, es decir, el EIA se estaría presentando ante la autoridad ambiental a mediados del mes 9 del tiempo de ejecución del Proyecto

- o Nuevamente, la ley reglamenta sobre el periodo o tiempo durante el cual la autoridad ambiental analizará el EIA y emitirá la licencia ambiental del proyecto, el cual corresponde a un tiempo muy aproximado de 4 meses. Esto significa que la licencia ambiental, en el mejor de los casos, será expedida a mediados del mes 13 del tiempo de ejecución del Proyecto.
- o Una vez expedida la licencia ambiental, se podrá dar inicio inmediato a las actividades de construcción y montaje de las líneas de transmisión, las cuales, de acuerdo con la experiencia en este campo, no pueden desarrollarse en un periodo menor a los 8 meses. De tal forma que, luego de un mes adicional de revisión final de la obra, las líneas no podrán ponerse en servicio antes de la mitad del mes 22 desde el inicio de la ejecución del Proyecto.
- o En conclusión, de acuerdo con el análisis presentado, el cual se fundamenta en las características de la zona del proyecto, en los periodos de análisis previstos por la ley dentro del proceso de licenciamiento ambiental y los rendimientos de las actividades propias de este tipo de proyectos, la puesta en operación del proyecto no puede ser antes de 22 meses contados desde el inicio del tiempo de ejecución del Proyecto.

En consecuencia solicitamos que el plazo para la Puesta en Operación del Proyecto sea ampliado a 22 meses a partir de la Fecha de Cierre.

**Respuesta:**

Ver Addenda No.9.

28. Página 22, Renglón 17

Sobra el texto: "todos los documentos".

**Respuesta:**

Ver Addenda No.10.

29. Página 25, Renglón 18

Consideramos que lo señalado en este numeral es violatorio del Artículo 6 de la Constitución Nacional. ***"Los particulares sólo son responsables ante las autoridades por infringir la Constitución y las leyes. Los servidores públicos lo son por la misma causa y por omisión o extralimitación en el ejercicio de sus funciones"***.



---

Por lo anterior , solicitamos eliminar este numeral de los Documentos de Selección.

**Respuesta:**

Ver Addenda No.10.

30. Página 28, Renglones 1 y 2

Sugerimos que se admita que el compromiso irrevocable pueda ser diligenciado y firmado también por el apoderado que el Representante Legal de la fiduciaria designe legalmente para el efecto.

**Respuesta:**

Ver Addenda No.10.

31. Página 29, Renglón 16

En el Formulario 3, donde dice "31 de febrero de 2005", debería decir "31 de marzo del 2005".

De otro lado, con el fin de uniformizar el cálculo del ingreso anual esperado con el cálculo del valor asegurado de la póliza o garantía con base en la tasa representativa del mercado, sugerimos utilizar la fecha única del 31 de diciembre de 2004.

**Respuesta:**

Ver Addenda No. 9.

32. Página 30, Renglón 21

Sugerimos reemplazar el texto "... debe describir de manera detallada los riesgos que se amparan.", por "... ser constituida conforme al modelo señalado en el formulario No. 3". Lo anterior, con el objeto de evitar confusiones.

**Respuesta:**

Ver Addenda No.10.

33. Página 34, Renglones 11 a 22

Debe aclararse que la apertura de los Sobres No. 1 y la verificación del cumplimiento de las condiciones de la convocatoria debe hacerse el día de la presentación de las ofertas



y subsecuentemente se debe proceder a abrir los Sobres No. 2 ese mismo día, a no ser que se encuentren fallas subsanables, evento en el cual se dará el plazo de tres días mencionado en los pliegos para proceder a la apertura de los Sobres No.2. En el numeral 5.3 no se precisa cuándo se hace la evaluación y en el último párrafo se señala que la UPME informará "la fecha en que se reanudará la audiencia", sin aclarar que un aplazamiento dependería de si se encuentran fallas subsanables o no.

**Respuesta:**

Ver Addenda No.10.

34. Página 34, Renglones 12 a 26 y Página 35, Renglones 1 a 11

Numeral 5.3. Evaluación del Sobre No. 1

Aclarar si existen defectos menores en la Póliza de Seriedad, el compromiso de emitirla Póliza de Cumplimiento o en el cronograma para el desarrollo del Proyecto, ¿podrán estos ser subsanados? En caso de serlo, se solicita que se deje expreso dentro del Numeral 5.3.

**Respuesta:**

No se acoge el comentario.

35. Página 35, Renglón 3

No es claro a qué fecha se hace referencia con el texto "en la fecha prevista en el numeral 1.5". en este último numeral no hay una fecha para presentación de la evaluación del Sobre 1.

**Respuesta:**

Ver Addenda No.10.

36. Página, 35 Renglones 9 a 11

Se debe definir de una vez la fecha de apertura del sobre 2, y no dejarla abierta.

**Respuesta:**

Ver Addenda No.10.

37. Página 35, Renglones 13 a 25



El segundo párrafo del numeral 5.4 establece que "Si el Comité de Evaluación declaró como no conforme alguno de los Sobres No.1, ... el Presidente de la Audiencia suspenderá por el término de cuatro días la audiencia." Debe precisarse que de no darse las causales de incumplimiento citadas en el numeral 5.3, no se requeriría el aplazamiento de la audiencia.

**Respuesta:**

Ver Addenda No.10.

38. Página 36, Renglón 23

Texto actual: "Numeral 5.2,..."

Texto propuesto. "Numeral 5.3,..."

**Respuesta:**

Ver Addenda No.10.

39. Página 39, Renglones 16 a 26 y Página 40, renglones 1 a 26

El numeral 6.1 enumera los "Actos previos a la Fecha de Cierre". Sin embargo, el plazo para cumplir con los requisitos de este numeral debe ser la fecha denominada "Cumplimiento de los Requisitos para la aprobación del IAE". Adicionalmente, en el renglón 15 de la página 40 se alude a la "Fecha de Cierre", lo cual no sería posible dado que la UPME, al momento de solicitar la oficialización de ingresos, debe certificar a la CREG el cumplimiento de los requisitos establecidos en los Documentos de Selección y en el literal b) del artículo 4 de la Resolución CREG 022 de 2001.

**Respuesta:**

Ver Addenda No.10.

40. Página 41, Renglón 12

En relación con la fecha de entrada en operación, se establece que "... y para el cálculo de los respectivos perjuicios se tomará el costo de las generaciones por fuera de mérito atribuibles a dicha demora que ocurran durante la duración del mismo, de tal manera que la indemnización correspondiente se determinará y pagará periódicamente, mes a mes, hasta por una suma total máxima igual al tope de la cobertura otorgada en la respectiva póliza". (el subrayado es del Interesado).



Al respecto, es necesario aclarar que el texto subrayado no es consistente con lo establecido en la Resolución CREG 022 de 2001 (modificada por la Resolución CREG 085 de 2002), en cuyo Artículo 4, literal b), numeral III, se define que "...Si a la fecha establecida para la puesta en operación del proyecto, este no ha entrado en operación, el emisor de la garantía girará mes a mes al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), durante el período de vigencia del incumplimiento, las cifras que este determine como valoración de las generaciones fuera de mérito causadas por el atraso, incluso hasta agotar el monto de la garantía. Agotada la garantía, al Transmisor Nacional respectivo se le seguirá asignando el costo de las generaciones fuera de mérito hasta tanto entre el proyecto en operación". (el subrayado es del Interesado).

Por lo anterior, se solicita modificar los Documentos de Selección en forma consecuente con la regulación vigente.

**Respuesta:**

Ver Addenda No.10.

41. Página 41, Renglones 12 a 14

Se habla que para el cálculo de los respectivos perjuicios se tomará el costo de las generaciones por fuera de mérito atribuibles a dicha demora que ocurran durante la duración del mismo. Al respecto debe aclararse que las generaciones por fuera de mérito consideradas serán las atribuibles a generación y/o demanda Colombiana únicamente.

**Respuesta:**

Ver Addenda No.10.

42. Página 41, Renglones 22 a 26

Se establece que en cualquiera de los eventos de prórroga, el Transmisor entregará la Póliza de Cumplimiento o Garantía de Cumplimiento actualizada que cubra hasta la nueva Fecha de Puesta en Operación del Proyecto. Sobre este particular, se solicita, en virtud del principio de equidad, que si el evento que dio origen a la prórroga no es por hechos imputables al Transmisor, la prima no tenga que ser cubierta por él.

**Respuesta:**

No se accede a la solicitud.

43. Página 43, Renglones 1 a 13





La CREG en la modificación, mediante Resolución CREG 085 de 2002, del numeral II del literal b) del artículo 4 de la Resolución CREG 022 de 2001, en cuanto al tema de "alteración del orden público" eliminó la mención a la "autoridad competente" dada la dificultad de identificar a quien le corresponde tal competencia. Con base en lo anterior, sugerimos eliminar la alusión que en el numeral 6.4 se hace a la "Autoridad con competencia" y a la "Autoridad nacional competente"

**Respuesta:**

No se accede a la solicitud.

44. Página 43, Renglones 2 a 7

Para la determinación del incumplimiento grave e insalvable de requisitos técnicos se considera necesario que para hacer efectiva la Póliza de Cumplimiento o Garantía de Cumplimiento, no sólo se tengan en cuenta los informes del interventor, sino que también se permita al Transmisor cumplir una instancia de descargos ante la UPME y se acuda a un tercero para aprobar la decisión.

**Respuesta:**

No se accede a la solicitud.

45. Página 43, Renglones 2 a 13

Numeral 6.3. Póliza o Garantía de Cumplimiento

Con respecto a la póliza o garantía de cumplimiento, se solicita aclarar:

- (a) Que ésta no podrá ser ejecutada en el evento de declaración de suspensión provisional o nulidad de la Resolución CREG mediante la cual se oficialice el Ingreso Anual Esperado del Adjudicatario;
- (b) Qué efecto tendrá sobre dicha póliza o garantía la declaración de suspensión provisional o nulidad de la Resolución CREG mediante la cual se oficialice el Ingreso Anual Esperado del Adjudicatario;
- (c) Que ésta no podrá ser ejecutada en el evento de revocatoria directa de la Resolución CREG mediante la cual se oficialice el Ingreso Anual Esperado del Adjudicatario.

**Respuesta:**



La póliza de cumplimiento o garantía de cumplimiento tiene por objeto garantizar la ejecución del Proyecto por parte del Transmisor, obligación que surge con la oficialización del Ingreso Anual Esperado; en este sentido, si por cualquier motivo la resolución que oficializa el mismo es retirada del mundo jurídico no es posible asignar al Transmisor el cumplimiento de las obligaciones que asume en virtud de la Convocatoria Pública.

46. Página 43 Renglón 15

Solicitamos incluir expresamente los atentados terroristas a la infraestructura eléctrica y los problemas prediales, como causales para que el Transportador pueda solicitar una prórroga de la Fecha de Puesta en Operación del Proyecto.

**Respuesta:**

No se acoge el comentario y se solicita remitirse al numeral IV del literal b) del artículo 4 de la Resolución CREG 085 de 2002, modificado por el artículo 2 de la Resolución CREG 105 de 2003.

47. Página 43 Renglonas 15 a 25

Prórrogas en la fecha de entrada en operación del Proyecto

La obtención y negociación de las servidumbres junto con la obtención de las licencias ambientales, son algunos de los problemas más importantes con que cuenta el ejecutor de un proyecto de estas características en la etapa de preconstrucción. Estas negociaciones pueden demorar años e inclusive puede ser necesario acudir a la figura de la imposición de las servidumbres, donde la indemnización correspondiente estará determinada por el juez competente, lo que puede igualmente aumentar los costos del Proyecto. Por lo tanto, solicitamos que una de las razones para que se prorrogue la puesta en Servicio del Proyecto, sean las demoras que implica un proceso de imposición de servidumbres por causas no atribuibles al Adjudicatario.

**Respuesta**

No se acoge el comentario y se solicita remitirse al numeral IV del literal b) del artículo 4 de la Resolución CREG 085 de 2002, modificado por el artículo 2 de la Resolución CREG 105 de 2003.

**B. Anexo No. 1 Descripción del Proyecto**

1. Página 1 a 13



Consideramos importante incluir los siguientes aspectos dentro del Anexo 1 de los Documentos de Selección, debido a que permiten obtener claridad sobre el alcance del proyecto, para todos los oferentes:

- En la ampliación de la subestación Jamondino para las bahías de línea hacia la frontera, el Transmisor deberá tener en cuenta la coordinación con el esquema existente de desconexión de las líneas por baja frecuencia, baja tensión, sobrepotencia de envío y recibo.

**Respuesta:**

Ver Addenda No.10.

2. Página 1 a 13

Atentamente solicitamos informar los costos de conexión y AOM correspondientes a las instalaciones de propiedad de los demás transportadores involucrados en el proyecto (Central Hidroeléctrica Betania S.A. E.S.P., Electrificadora Huila S.A. E.S.P. y Empresa de Energía de Putumayo S.A. E.S.P.).

**Respuesta:**

Ver Addenda No. 10

3. Página 1 a 13

En las salas de control de Betania y Jamondino hay espacio disponible para la ubicación de tableros, consolas y el registrador de fallas.

**Respuesta:**

En la subestación Betania, en relación con la disponibilidad de espacio en el cuarto de control, CHB indica que hay espacio al lado del tablero "O-DW-TC-01" Tablero convertidor 230/115 kV.

En la subestación Jamondino ISA indica "que no tiene disponibilidad de espacio físico en la sala de control por lo tanto los espacios asociados al Proyecto deberán ser construidos en casetas que se construyan para tal fin".

4. Página 1 a 13

En Betania y Jamondino, qué restricciones hay para utilizar todos los servicios auxiliares existentes para la alimentación de los equipos nuevos o que restricciones se tienen. La UPS, Diessel y los circuitos de suplencia y el transformador cuentan con capacidad



suficiente para el suministro de energía para los equipos nuevos? Cual sería la capacidad máxima adicional que podrían atender ó cual es su capacidad instalada y la que están atendiendo en la actualidad?

**Respuesta:**

En Betania, según información de la CHB, existen facilidades para servicios auxiliares AC y DC.

Para Jamondino ISA, mediante comunicación 9498-1 del 18 de mayo de 2005, informa que en el transformador de servicios auxiliares no queda capacidad disponible cuando se requiere conectar la planta de tratamiento de aceite. Por lo anterior, no es posible ofrecer este servicio por no poder garantizar la disponibilidad en el momento que se requiera.

De otro lado, el esquema de provisión de servicios auxiliares de corriente directa obedece a una configuración distribuida, la cual no dispone de capacidad de reserva, ya que esta se dimensiona conforme a los requerimientos propios de los proyectos.

5. Página 1 a 13

Se puede contar con espacios en la subestación para el bodegaje de equipos y repuestos?

**Respuesta:**

Para Jamondino, en la comunicación 9498-1 del 18 de mayo de 2005, ISA informa que: Considerando la distribución actual, las instalaciones existentes y el tamaño de la subestación, no existe disponibilidad de espacio adicional para bodegaje de equipos y repuestos.

Al respecto, solo existe alguna disponibilidad de terreno para la edificación de instalaciones para el bodegaje de equipos y repuestos, las cuales serían responsabilidad del interesado, previo acuerdo con ISA sobre las condiciones de arriendo y uso del terreno, sin que por ello ISA adquiriera ninguna responsabilidad en la tenencia, custodia, deterioro de los bienes allí almacenados.

En Betania, según información de la CHB si existe espacio para bodegaje de equipos y repuestos. Area disponible de 15 m2.

6. Página 1 a 13

Las bandejas portacables existentes, en Betania y Jamondino, pueden utilizarse para este proyecto?

**Respuesta:**



En Betania, según información de la CHB existe facilidad de utilización de las bandejas portacables.

Para Jamondino ISA informa que todos los cárcamos y las bandejas portacables para el tendido de los cables correspondientes a las nuevas instalaciones están a máxima capacidad.

7. Página 1 a 13

La diferencial de barras cuenta con disponibilidad para las dos (2) nuevas bahías de línea en Betania y para las tres (3) bahías de línea y la bahía de reactor de barras en Jamondino?

**Respuesta:**

En Betania, según información de la CHB, existe disponibilidad en el diferencial de barras, lo cual deberá ser coordinado con CHB

Se deberá tener en cuenta que la protección diferencial de barras y el esquema de disparos por falla interruptor se encuentra en la sala de control de la subestación y para su ampliación se deberá realizar la respectiva coordinación con ISA.

8. Página 1 a 13

En las Subestaciones Altamira y Mocoa se tienen circuitos de media tensión que fueron tendidos en los patios destinados a la construcción de las nuevas subestaciones a 230 kV., y que es necesario reubicar. Para estos casos es importante conocer cual es el costo en que incurre el Operador de Red por la reubicación de estos circuitos, de manera que puedan ser tenidos en cuenta para incluirlos en los costos de la oferta para esta convocatoria.

**Respuesta:**

En la comunicación N° 7846 del 16 de mayo de 2005, La Electrificadora del Huila indica que para la posible reubicación de infraestructura eléctrica los costos serían de 70 millones /km para 34.5 kV y 42 millones /km para 13.8 kV.

9. Página 1 a 13

Deben darse detalles de los transformadores y elementos que se conectarán a futuro en Mocoa y Altamira, a fin de poder realizar apropiadamente los estudios eléctricos necesarios.

**Respuesta:**

Debido a que, a la fecha, no se han presentado los estudios de conexión a la UPME no es posible suministrar con precisión la información referente a los transformadores que se instalarán en las subestaciones de Altamira y Mocoa. Sin embargo, la Electrificadora del Huila, mediante comunicación 8267 del 24 de mayo de 2005, manifiesta que de



acuerdo con simulaciones preliminares la capacidad del transformador 230/115 kV a ser instalado en la subestación Altamira debe ser del orden de 120 MVA, previendo que atenderá la demanda del sur del huila y del Caquetá. Por otra parte, la Empresa de Energía del Putumayo ha manifestado que prevé la instalación de un transformador del orden de 50 MVA.

10. Página 1 a 13

Debe definirse la transposición parcial para la línea Betania - Altamira - Mocoa ya que no es claro si es una transposición parcial entre Betania y Mocoa o si se requiere una transposición parcial para Betania - Altamira, y otra para Altamira - Mocoa.

**Respuesta:**

En el renglón 1 de la página 10 del Anexo 1, dice textualmente: "Para la línea Betania-Altamira-Mocoa deberá tener transposición parcial en cada tramo."

11. Página 1 a 13

Solicitamos aclarar si la línea está en condiciones óptimas para ser energizada a 230 kV, sin necesidad de requerir adecuación de los elementos constitutivos de la misma.

**Respuesta:**

Según información suministrada por ISA, en la comunicación No 9498-1, del 18 de mayo del 2005, la línea está en condiciones técnicas para ser energizada a 230 kV.

12. Página 5, Renglón 15

La UPME señala que la capacidad de la compensación debe ser de 37.5 Mvar.

- ¿Quién sería responsable de adecuar la capacidad de la compensación mencionada, en el evento que esta no cumpla con los requerimientos del sistema?
- ¿La capacidad de la compensación puede ser modificada? Es decir, ¿La capacidad de la compensación señalada en los Documentos de Selección es referencial?

**Respuesta:**

Ver Addenda No. 10.

13. Página 5, Renglón 16

En este numeral se encuentra definido la magnitud de la compensación reactiva y su punto de conexión. Por lo tanto, consideramos importante aclarar que el Transportador



sólo será responsable por su correcta operación y en ningún momento será responsable por los efectos que su maniobra pueda causar en el sistema eléctrico.

**Respuesta:**

Se aclara que el Transmisor es responsable por la correcta operación de las compensaciones definidas en la Addenda No. 10.

14. Página 6, Renglones 8 a 10

Se menciona que la configuración de la subestaciones debe ser barraje principal y transferencia, sin embargo no se incluyen en la Convocatoria las bahías de transferencia de las subestaciones.

Recomendamos incluir dentro de las bahías a instalar, las de transferencia en las subestaciones Altamira y Mocoa (Junín).

**Respuesta:**

Ver Addenda No.10.

15. Página 8, Renglón 26

Todo el Numeral 2.5.1

En las especificaciones de las líneas no se incluye la capacidad de transporte de las mismas. Valor que de acuerdo con la regulación CREG debe formar parte de los Documentos de Selección.

**Respuesta:**

En la página 9 del Anexo No. 1, numeral 2.5.1 líneas, se indica la resistencia DC del conductor para las líneas, lo que establece un rango de capacidad de transporte de las mismas.

16. Página 9, Renglones 1 a 15

El valor máximo de resistencia DC fijado para el tramo Betania – Jamondino conlleva la utilización de conductores con gran calibre o adoptar la alternativa de 2 conductores por fase. Esto traería como consecuencia que el conductor tenga una capacidad de transporte superior al límite de transferencias que se quiere alcanzar con la Interconexión con Ecuador (500 MW) y al del ACAR1200, conductor del tramo Jamondino – frontera Ecuador.



Recomendamos revisar el valor máximo de resistencia DC para que la capacidad y características del conductor que se seleccione esté acorde con los límites de transferencia requeridos para la interconexión con Ecuador, con el tramo Ecuatoriano de la Interconexión y en especial con la capacidad ampérica de la actual línea a 115 kV Jamondino – Junín (Mocoa) que de acuerdo con los Documentos de Selección tiene un calibre de 795 MCM.

**Respuesta:**

La resistencia DC indicada obedece también a criterios de estabilidad y regulación de tensión.

17. Página 9, Renglones 5 a 8

El último párrafo da a entender que la configuración de la línea Pasto (Jamondino) – Frontera tiene algunas restricciones pero éstas no son explícitas en los documentos.

**Respuesta:**

La excepción para la línea Jamondino-Frontera, en cuanto a la posibilidad de configuración de dos subconductores por fase, se hace por cuanto en el párrafo anterior (renglones 3 y 4 de la página 9) se definió que el conductor de fase para esta línea deberá ser ACAR 1.200 MCM.

18. Página 9, Renglones 16 a 27

Toda vez que el documento exige la realización de transposición completa de fases, así como realizar transposiciones parciales en cada tramo, y considerando las dificultades de tipo topográfico que se puedan encontrar en la zona y el criterio de confiabilidad del sistema frente a la vulnerabilidad a fallas de los sitios de transposición, se solicita que se flexibilice de definición de los sitios de transposición, siempre y cuando el Adjudicatario, mediante estudios eléctricos, garantice desbalances de tensión en las fases de acuerdo con los valores que fije la UPME, garantizando la operación óptima de la red, con la calidad de potencia definida.

**Respuesta:**

No se acepta la solicitud. El Proponente deberá acogerse a lo establecido en los renglones 16 a 27 de la página 9 y el renglón 1 de la página 10 del Anexo 1 de los Documentos de Selección.

19. Página 10, Renglón 5





En caso de detectarse el no cumplimiento de la hipótesis de que el voltaje máximo continuo de operación de los equipos no excederá el 1.1 p.u. del voltaje nominal, ¿Debe el Adjudicatario asumir el costo de los equipos especiales requeridos para cumplir dicho supuesto?

**Respuesta:**

Ver Addenda No.10.

20. Página 11, Renglones 8 a 12

Consideramos importante que se incluya información de la línea actual Mocoa-Jamondino incluyendo el propietario y definir esquema para que el Gobierno nacional se comprometa a vender dicho activo al Adjudicatario de esta Convocatoria.

**Respuesta:**

En primer lugar se aclara que para el desarrollo del Proyecto objeto de la Convocatoria UPME-01-2005, no es necesario que el Transmisor sea el dueño de la línea Pasto (Jamondino) – Mocoa (Junín).

Adicionalmente se informa que la UPME ha solicitado información en relación a la propiedad de la línea Mocoa - Jamondino al Ministerio de Hacienda y Crédito Público, al Ministerio de Minas y Energía, a Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P., al IPSE y a la Electrificadora del Pacífico S.A. En respuesta a dicha solicitud de información, Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. y la Electrificadora del Pacífico S.A., remitieron la información que reposaba en tales entidades en relación con la Subestación Mocoa, mediante comunicaciones radicadas los días 8 de abril de 2005 y 2 de mayo de 2005, las cuales se encuentran a disposición de los Interesados en la Secretaría de la UPME.

Finalmente la Unidad de Planeación Minero Energética procedió a fijar un aviso de prensa el día 19 de mayo del año en curso, a través del cual se solicitó al (los) propietario(s) de la línea de transmisión Mocoa-Jamondino, se permitieran manifestar por escrito a la UPME dentro de los tres (3) días siguientes a la fecha de fijación del referido aviso si estaban interesados en desarrollar el proyecto de ampliación de los módulos de línea a 230 kV, en las subestaciones Mocoa y Jamondino. No obstante, se informa a los Interesados que hasta el momento no se ha recibido respuesta alguna de parte del(los) propietario(s) de la línea Mocoa-Jamondino.

21. Página 11, Renglones 16 a 18

Un elemento primordial de entrada para los prediseños del Proyecto es disponer de los detalles de diseño del tramo Ecuatoriano en aspectos tales como las teleprotecciones, obligaciones de supervisión CND-CENACE, protecciones adicionales, punto de encuentro con el tramo colombiano.

*Len.*



Por tal razón para evitar retrasos en las labores de prediseño, evitar las dificultades para Transelectric de estar dando respuesta a varios Interesados y asegurar la transparencia del proceso, consideramos que la UPME debe solicitar esta información a Transelectric e incluirla en la Convocatoria.

**Respuesta:**

El tramo Ecuatoriano está en proceso de diseño; por tal razón aún no está disponible la información técnica de ese tramo. La localización (coordenadas) del punto para el cruce de la línea de transmisión en la frontera fue definido en la Adenda N° 2.

22. Página 11, Renglones 22 a 25

Dentro de las Especificaciones de Operación es necesario incluir explícitamente el Acuerdo Operativo Colombia – Ecuador-CND-CENACE.

**Respuesta:**

Se informa que el acuerdo operativo entre Colombia y Ecuador se encuentra publicado en la página WEB de la UPME, en el vínculo relacionado con la Convocatoria Pública UPME - 01 – 2005.

23. Página 12, Renglón 4

Consideramos que la UPME debe informar a los interesados el punto exacto de conexión en la frontera, entre las líneas que se construirán en Colombia y Ecuador, respectivamente. Lo anterior, con el fin de identificar las restricciones de todo tipo que pudieren identificarse.

Anexamos un plano en donde se señalan las zonas viables y las restrictivas para realizar la conexión, de acuerdo con nuestro análisis.

**Respuesta:**

Ver Addenda No. 2

24. Página 13

Atentamente solicitamos aclarar que actualmente la subestación Jamondino a 230 kV es objeto de actualización de su control convencional a control digital SAS. Por lo anterior, la integración que realice el nuevo Transportador en dicha subestación debe considerar este tipo de tecnología.

**Respuesta:**



Ver Addenda No. 10

**C. Anexo No. 3 Términos de Referencia para seleccionar al Interventor**

1. Página 11, Renglón 7

El plazo del contrato de interventoría (21 meses) no es coherente con el cronograma de la Convocatoria. De acuerdo con éste, el plazo de la interventoría debería ser de 19 meses y medio: 17.5 meses de construcción, 1 mes para informe final y un mes para revisión del informe por la UPME.

**Respuesta:**

Ver Addenda No.5.

**D. Anexo No. 4 Minuta del Contrato de Interventoría**

1. Página 6, Renglones 6 a 10

Hay inconsistencia en el plazo previsto para la ejecución del contrato de Interventoría pues la Fecha Efectiva de Terminación del contrato corresponde a la fecha de aprobación por parte de la UPME del informe final del Interventor, lo cual según los plazos establecidos en la Cláusula 15, numeral 15.2 del contrato puede suceder 1 mes después de entregado el informe final o sea a los 19.5 meses de iniciado el contrato:

- 17.5 meses para ejecución del proyecto
- 1 mes para presentación del informe final por el Interventor
- 1 mes para revisión del informe por UPME

Sin embargo, debe ser claro que el Interventor recibirá 18.5 mensualidades correspondientes a los meses efectivos de trabajo, salvo en el caso de que haya aplazamiento de la entrada en servicio por causas atribuibles al Adjudicatario ó lo estipulado para entrada temprana del proyecto.

Por otra parte se sugiere incluir en el texto del contrato de interventoría que la fecha de iniciación no puede ser anterior a la Fecha de Cierre y debe corresponder a una orden de inicio de la UPME.

**Respuesta:**

Ver Addenda No.5.

2. Página 9, Renglones 19 a 23



Se considera necesario aclarar que el valor del contrato no será superior al aquí establecido a menos que la entrada en operación del Proyecto se postergue por causas imputables al Transmisor, en cuyo caso se procede como dice en el párrafo segundo de la Cláusula 7.

**Respuesta:**

No se accede a la solicitud de aclaración, toda vez que la Cláusula 7 del Contrato de Interventoría es clara en relación con este aspecto.

3. Página 10, Renglones 4 a 29

Recomendamos revisar la consistencia del procedimiento en los casos de terminación anticipada, aplazamientos por casos de fuerza mayor y aplazamientos por causas imputables al Adjudicatario.

**Respuesta:**

Ver Addenda No.10.

4. Página 10, Renglones 31 a 35

Dado que el INTERVENTOR efectivamente emplea todos los recursos previstos en su propuesta solamente hasta la entrega del informe final y que de ahí en adelante únicamente se presentan las respuestas o aclaraciones solicitadas por la UPME, se considera que el pago proporcional por fracción de mes debe ser sólo hasta el día de la presentación del informe final. De ahí en adelante y hasta la culminación del plazo contractual del INTERVENTOR, el pago a éste debe limitarse al diez por ciento (10%) de la suma de los pagos por los meses no laborados, pero previstos en la tabla de pagos incluida en la Cláusula 7.

**Respuesta:**

Ver Addenda No.10.

5. Página 13, Renglones 22 a 25

Con el fin de agilizar la gestión del Proyecto en general y en particular la del contrato de Interventoría, se solicita incluir como otra obligación del INTERVENTOR la siguiente:

"Enviar copia escrita al Transmisor de toda comunicación o informe que presente o reciba de la UPME o de la SOCIEDAD FIDUCIARIA."

**Respuesta:**

No se accede a la solicitud.

6. Página 20, Renglones 10 a 18

El procedimiento para la presentación del informe final tal como aquí se establece puede dar lugar a que se presente ambigüedad en las obligaciones tanto del Transmisor como del INTERVENTOR.

Por lo anterior se sugiere el siguiente procedimiento:

"Una vez realizada la fecha de puesta en servicio, el Transmisor dispondrá de veinte (20) Días para entregar la información final del Proyecto al INTERVENTOR; a partir de éste momento el INTERVENTOR dispondrá de quince (15) Días para la entrega a la UPME del informe final.

A partir de recibida la información final del Proyecto, el INTERVENTOR dispondrá de máximo siete (7) Días para solicitar al Transmisor aclaraciones o ampliaciones de dicha información, a lo cual el Transmisor deberá responder o entregar las aclaraciones y ampliaciones solicitadas en un plazo máximo de cinco (5) Días.

En caso de incumplimiento del programa anterior que implique mayor tiempo para la presentación del informe final, siempre y cuando dicho incumplimiento sea imputable al Transmisor, el INTERVENTOR deberá informar a la UPME y coordinar una reunión con ésta y el Transmisor, para definir el mayor tiempo de las revisiones y la fecha para la entrega del Informe final. Si el incumplimiento es imputable al INTERVENTOR, para efectos de los pagos, se deberá establecer como fecha de entrega del informe final la que se había programado, sin perjuicio de las acciones que se tomen por el incumplimiento según lo establecido en el contrato"

**Respuesta:**

No se accede a la solicitud.

7. Página 22, Renglones 24 a 32

MULTAS Y CLAUSULA PENAL PECUNIARIA. Se establece un apremio para el INTERVENTOR, por cada día de incumplimiento del contrato o mora o incumplimiento parcial, una multa equivalente al 0.6% del valor estimado del contrato por cada día calendario que transcurra y subsista el incumplimiento defectuoso o la mora, hasta por un máximo que no exceda el 20% del valor del contrato.

Adicionalmente se estipula una cláusula penal por incumplimiento total o parcial de las obligaciones del interventor.

Para que haya consistencia entre las dos disposiciones, debe establecerse el límite del apremio hasta el monto a partir del cual se puede aplicar la cláusula penal. Además, puede prestarse a confusión si a un incumplimiento parcial se le debe aplicar el 0.6% de la multa o el 10% de la cláusula penal.

La elección de cual de estas sanciones aplicar corresponde al acreedor de la prestación, se optará por las primeras cuando aún conserva interés en que el deudor ejecute el objeto de la obligación tal como fue pactado y se decidirá por lo segundo cuando ya no se pueda ejecutar o no haya interés en que el objeto se ejecute. Lo anterior teniendo en cuenta que de acuerdo con el artículo 1594 del Código de Comercio, no puede el acreedor pedir a un mismo tiempo el cumplimiento de la obligación principal y la pena sino una cualquiera de las dos cosas a su arbitrio a menos que se trate de una pena de carácter moratorio o compensatorio.

**Respuesta:**

Ver Addenda No.10.

8. Página 24, Renglones 11 a 17

FUERZA MAYOR O CASO FORTUITO. Se establece que estos eventos eximen de responsabilidad en la demora en la ejecución del contrato, cuando con la debida comprobación se concluya por acuerdo de la Partes o declaratoria Judicial. No es conveniente estipular que esta definición la haga la justicia ordinaria ya que el tema podría tener demoras excesivas. Sugerimos remplazar "declaratoria Judicial" por "certificación de una autoridad competente".

**Respuesta:**

Ver Addenda No.2.

**E. Anexo No. 5 Descripción de la normatividad vigente**

1. Página 1 a 16

Por medio de la modificación de la Addenda No. 2 se elimina la Resolución MME No. 18 0398 de 2004. ¿Debemos entender que para el Proyecto objeto de la Convocatoria Pública UPME-01-2005 no aplica ningún aparte del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE -?

**Respuesta:**

Ver Addenda No. 10.



2. Página 1 a 16

Con el fin de evitar confusión, se recomienda eliminar las resoluciones que ya no están vigentes (por ejemplo las Resoluciones CREG 099 de 1996, 218 de 1997, 072 de 1999, etc).

**Respuesta:**

Ver Addenda No. 10.

3. Página 12, Renglón 16

Creemos que la Resolución CREG 215 de 1995, debe referirse a la Resolución CREG 025 de 1995. ¿Es cierta nuestra apreciación?

**Respuesta:**

Ver Addenda No. 10.

4. Página 15, Renglón 9

Consideramos que la Resolución CREG 089 de 1999 debe ser eliminada debido a que no aplica a la transmisión si no a Distribución (Calidad).

**Respuesta:**

Ver Addenda No. 10.

F. **Anexo No. 7 Contrato de Fiducia**

1. Páginas 1 a 13

Se solicita prever de manera expresa en la minuta del Contrato de Fiducia que éste terminará, sin responsabilidad a cargo del Fideicomitente, en el evento en que la Resolución CREG mediante la cual se oficialice el Ingreso Anual Esperado del Adjudicatario sea suspendida provisionalmente o declarada nula.

**Respuesta:**

Ver Addenda No. 10.

2. Página 4, Renglón 12



Consideramos que los plazos para transferir los fondos para el pago al interventor, en estos apartes de los Documentos de Selección, no son consistentes. Sugerimos incluir el siguiente texto en ambos apartes: "Entregar los recursos a mas tardar (10) diez días hábiles anteriores a la fecha en que se complete cualquiera de los pagos".

**Respuesta:**

Ver Addenda No.10.

3. Página 10, Renglones 7 a 13

El plazo del contrato de fiducia debe ser coherente con el plazo del contrato de interventoría más el plazo establecido de 15 días calendario para los pagos al Interventor.

En consecuencia el plazo deberá ser desde la orden de iniciación hasta la Fecha Efectiva de Terminación definida en el contrato de Interventoría y 15 días más.

**Respuesta:**

Ver Addenda No.10.

**G. Formulario 3 Póliza de Seriedad o Garantía de Seriedad**

1. Páginas 1 y 2 Formulario 3 y Páginas 1 a 5 Formulario 7

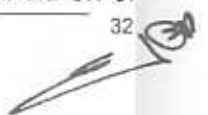
Sobre el particular y después de acudir a las compañías que ofrecen este tipo de garantías en el país, hemos encontrado una gran dificultad para la expedición de estas pólizas, en virtud de la exigencia de la suscripción de los formularios No. 3 y No. 7 contenidos en el pliego de condiciones por cuanto supondrían una posible exclusión del riesgo amparado de sus contratos de reaseguro, o podría ser interpretado como una fianza, documento que según las aseguradoras, no están en capacidad jurídica de suscribir.

Para solucionar lo anterior, atentamente solicitamos poder incluir el texto de los formularios No. 3 y No. 7 en la caratula de las respectivas pólizas con lo cual se evitaría el diligenciamiento de tales formularios.

**Respuesta:**

En cuanto a la solicitud de eliminación del Formulario 3, se solicita remitirse a la Addenda No.9 por medio de la cual se eliminó dicho formulario.

Por otra parte, en lo que hace a la solicitud de eliminación del Formulario 7, la UPME no considera procedente suprimir dicho formulario, por cuanto es de vital importancia en el







desarrollo de la Convocatoria Pública, garantizar la expedición de la Póliza de Cumplimiento o Garantía de Cumplimiento por la entidad señalada por el Proponente, en el evento en que el mismo resulte seleccionado como Adjudicatario.

2. Página 1, Renglón 37

Se debe corregir la fecha citada.

**Respuesta:**

Ver Addenda No.5.

**H. Formulario No. 5 Modelo de declaración del Proponente (Persona Jurídica)**

1. Página 2, Renglón 18

Consideramos importante aclarar expresamente que esta declaración sólo es aplicable a los Proponentes que aún no estén constituidos como una E.S.P..

**Respuesta:**

Ver Addenda No. 10.

2. Página 2, Renglón 21

Consideramos importante aclarar expresamente que esta declaración sólo es aplicable a los Proponentes que aún no estén constituidos como una E.S.P..

**Respuesta:**

Ver Addenda No. 10.

**I. Formulario No. 7 Póliza de Cumplimiento o Garantía de Cumplimiento**

1. Página 2, Renglón 11

Con el fin de hacer consistente este aparte de los Documentos de Selección con lo señalado en la página 41, renglón 19, sugerimos complementar el texto resaltado a continuación: "... diciembre del año 2004, **actualizada anualmente con la tasa de cambio al 31 de diciembre del año inmediatamente anterior**, en la cual figure como ..."

REPUBLICA DE COLOMBIA  
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA  
UNIDAD DE PLANEACION MINERO-ENERGETICA



**Respuesta:**

Ver Addenda No. 9.

2. Página 4, Renglones 13 a 19

En este aparte de la póliza o garantía de cumplimiento se señala:

"Una vez presentada la reclamación ante la Compañía acompañada de los documentos que demuestren la ocurrencia del siniestro, lo cual se hará mediante acto administrativo motivado proferido por la **UPME**, o por la entidad que el Ministerio de Minas y Energía delegue para el efecto, en los términos del aparte III del literal b) del artículo ..."

¿El acto administrativo a que se hace alusión en la póliza o garantía de cumplimiento admite algún tipo de recurso por parte del asegurador?

**Respuesta:**

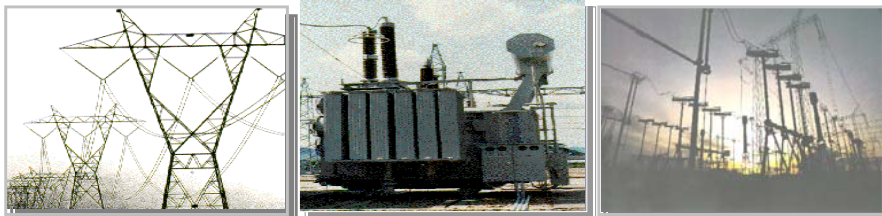
Al respecto se solicita en primer lugar remitirse a la Addenda No. 9, por medio de la cual se modificó este Formulario y se indicó que el Ministerio de Minas y Energía o la entidad que el mismo delegue, será el encargado de declarar por medio de acto administrativo motivado el incumplimiento en la Fecha de Puesta en Operación, el abandono o retiro de la ejecución del Proyecto, o el incumplimiento grave e insalvable de los requisitos técnicos, por parte del Transmisor.

De esta manera contra el acto administrativo procederán los recursos establecidos en el Código Contencioso Administrativo dependiendo de la autoridad que emita dicho acto administrativo.

La presente Carta Circular se expide en la ciudad de Bogotá D.C., a los treinta y un (31) días del mes de mayo de 2005.

CARLOS ARTURO FLOREZ PIEDRAHITA  
Director General

<b>UPME</b>	<b>OFICINA JURIDICA</b>
LABORADO POR:	JCo. TORO
VISADO POR:	JEM.
PROBADO POR:	(31)
FECHA:	31-05-05



## **CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 01-2005**

### **LÍNEA DE TRANSMISIÓN A 230 kV CIRCUITO DOBLE BETANIA- ALTAMIRA-MOCHOA-PASTO (JAMONDINO) Y OBRAS ASOCIADAS**

**SUPERVISIÓN DE LA INTERFAZ PARA EL PROYECTO UPME 01-2005  
EN LA SUBESTACIÓN JAMONDINO**

**DOCUMENTO CO-COEC-0000-D004/V2**

**Medellín, mayo de 2005**



## CONTENIDO

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>MARCO REGULATORIO</b> .....	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>INTERFAZ EN LA SUBESTACIÓN JAMONDINO</b> .....	<b>7</b>
<b>4</b>	<b>ACTIVIDADES A REALIZAR EN LA SUPERVISIÓN DE LA INTERFAZ PARA LA CONEXIÓN DEL PROYECTO EN LA SUBESTACIÓN JAMONDINO</b> .....	<b>8</b>
4.1	REVISIÓN DE PLANOS Y MEMORIAS DE CÁLCULO DE LA INTERFAZ .....	8
4.2	SUPERVISIÓN DE CONEXIONES CON MÓDULO COMÚN Y PRUEBAS .....	8
4.3	VERIFICACIÓN QUE LOS EQUIPOS ESTÉN MONTADOS DE ACUERDO A PLANOS.....	8
4.4	CAMBIO EN LOS SISTEMAS DE CONTROL CONVENCIONAL, SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIÓN (SAS) Y CONTROL VQ .....	8
4.5	ACTUALIZACIÓN DE SOE Y REGISTRADOR DE FALLAS .....	8
4.6	ACTUALIZACIÓN DE DATOS EN EL MÍMICO LOCAL Y CENTRO DE SUPERVISIÓN Y MANIOBRAS (CSM) .....	8
4.7	SUPERVISIÓN DE CONEXIÓN CON BARRAJES EXISTENTES .....	9
4.8	ACTUALIZAR PLANOS.....	9
4.9	COORDINAR LAS LIBRANZAS O CONSIGNACIONES .....	9
4.10	REVISAR CUMPLIMIENTO DE CÓDIGO DE RED Y REGLAMENTO TÉCNICO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS (RETIE).....	9
4.11	SUPERVISIÓN DE CAMPO .....	9
<b>5</b>	<b>COSTO DE LA SUPERVISIÓN DE LA INTERFAZ PARA LA CONEXIÓN DEL PROYECTO EN LA SUBESTACIÓN JAMONDINO</b> .....	<b>9</b>
<b>6</b>	<b>ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES</b> .....	<b>10</b>
<b>7</b>	<b>COSTO ARRIENDO DE TERRENOS</b> .....	<b>11</b>
<b>8</b>	<b>SERVICIO DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO EN LA SUBESTACIÓN JAMONDINO</b> .....	<b>11</b>
8.1	ALCANCE DEL SERVICIO DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO EN LA SUBESTACIÓN JAMONDINO .....	11
8.2	COSTO DEL SERVICIO DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO EN LA SUBESTACIÓN JAMONDINO	12
8.2.1	<i>Mantenimiento</i> .....	12
8.2.2	<i>Administración y Operación</i> .....	12
8.2.3	<i>Costo de Administración, Operación y Mantenimiento</i> .....	12
<b>9</b>	<b>RESUMEN DE COSTOS</b> .....	<b>12</b>



## **SUPERVISIÓN DE LA INTERFAZ PARA EL PROYECTO UPME 01-2005 EN LA SUBESTACIÓN PASTO (JAMONDINO)**

### **1 INTRODUCCIÓN**

En cumplimiento con lo establecido en la Resolución CREG 085 del 2002, en su Artículo 1, y de acuerdo con la información solicitada por la UPME, ISA, como propietaria de la subestación Pasto (Jamondino), que hará parte del proyecto de la Convocatoria Pública UPME 01-2005, presenta en este documento el alcance y los costos de interfaz en éste punto de conexión, así como los costos por arrendamiento del terreno en dicha subestación. Adicionalmente, se presentan los costos por operación, administración y mantenimiento de los activos del proyecto en la subestación Jamondino para que sean tenidos en cuenta por el Adjudicatario de la Convocatoria en adelante El Usuario, en caso de que éste decida contratar dicho servicio con ISA.

Los costos por los trabajos de interfaz entre los equipos nuevos y los existentes en los sistemas de potencia, control, protecciones, medida, registros, sistema contra incendio, entre otros, en la subestación Jamondino, se derivan de la definición del alcance e insumos necesarios para la entrada exitosa de estos nuevos activos, con mínimos tiempos de desconexión y cumplimiento del Código de Conexión (Resolución CREG 025 de 1995), teniendo en cuenta que se debe conservar el estado actual de los equipos existentes.

### **2 MARCO REGULATORIO**

El Artículo 1 -"Modificase el artículo 30. de la Resolución CREG-022 de 2001, el cual a su vez modificaba el Numeral 7 del Código de Planeamiento de la Expansión del STN (Resolución CREG-025 de 1995), de la Resolución CREG 085 de 2002 se establece que "Los propietarios de Activos de Conexión al STN o los Transmisores Nacionales cuyos activos tengan relación con los proyectos incluidos en el Plan de Expansión de Transmisión de Referencia, deben entregar la información solicitada por el Ministerio de Minas y Energía o la entidad que éste delegue para aclarar las condiciones de conexión al STN, con el fin de garantizar el libre acceso a las redes de este sistema". Lo anterior implica que el Adjudicatario deberá firmar un contrato de conexión con el agente transportador propietario de los activos de conexión, mediante el cual se legaliza la conexión del nuevo proyecto al STN.

En este sentido, el Código de Planeamiento y el Código de Conexión (Resolución CREG 025 de 1995), establece todos los procedimientos y requisitos que debe cumplir el agente constructor o el transportador, de tal forma que permita la conexión del nuevo proyecto al STN. Dentro de los requisitos se destacan los siguientes:

1. En su numeral 4.1 -Obligaciones de los transportadores -, 4.1.2. -Otras Obligaciones-, establece que: "... El Transportador debe cumplir los requisitos técnicos mínimos para conexiones existentes y/o nuevas del STN y, formalizar el Contrato de Conexión que regule sus relaciones técnicas, administrativas y comerciales. El Transportador interesado en conectarse al sistema de transmisión de otro Transportador, se asimilará como un Usuario y, en consecuencia debe cumplir todos los requisitos establecidos para su conexión al STN".
2. En el numeral 4.2. -Obligaciones del Usuario - se establecen entre otras las siguientes:
  - "El Usuario debe pagar al Transportador los costos incurridos por la realización de los estudios que ocasionen la solicitud de conexión.

- La conexión de Usuarios al STN exige a los primeros el pago de los cargos, donde sea aplicable, asociados a la conexión, uso y servicios de red según lo establecido por la CREG...".
3. Así mismo, en el numeral 5. - Procedimiento de la Conexión -, 5.1. - Para Conexiones Nuevas -, se establece: "Para conexiones nuevas al STN el Usuario debe cumplir los siguientes pasos:

...PASO 3.

El Usuario debe presentar para aprobación del Transportador los diseños, memorias de cálculo, especificaciones y planos, incluyendo como mínimo:

- Lista de normas utilizadas.
- Configuración de la conexión y consideraciones técnicas de confiabilidad y seguridad para el STN.
- Diagramas unifilares y elementales como por ejemplo distribución de corriente continua y corriente alterna, enclavamientos, el sistema de protección, control.
- Planos de la conexión, según lo especificado en el Numeral 11.4 y Anexo CC. 7.
- Plantas y cortes (Anexo CC.7).
- Características técnicas requeridas para los equipos de patio, servicios auxiliares, protección, control y supervisión que correspondan a las exigencias del CC.
- Los esquemas de protección y criterios para sus ajustes, equipos de medida para efectos comerciales/tarifarios, tablero frontera para supervisión y equipo registrador de fallas. Estos deben corresponder con las exigencias del CC.
- Los esquemas de los sistemas de telecomunicaciones, indicando la integración al CND o CRD de su cobertura, todos los equipos propuestos, sus características técnicas, las frecuencias de operación aprobadas por el Ministerio de Comunicaciones, los tipos de servicios de comunicaciones que se implementarán, y demás información necesaria para probar los sistemas, según lo requerido en el Anexo CC.3.
- Las Reglas de Seguridad aplicables en el Sitio de Conexión que sea frontera con el STN. Los procedimientos de puesta a tierra y de aislamientos deben satisfacer los requerimientos del Transportador (Números 7.6,8.2.5 y 9.2.3).
- La información requerida para la supervisión y control (Según anexo CC-6), lectura y registro de medidas de Información comercial según lo requerido en el Código de Medida.

El Transportador en un plazo de dos (2) meses debe revisar y aprobar los diseños. Si el Transportador solicita correcciones o ampliaciones de la información, el plazo se contará a partir de la fecha en que el Usuario haya completado toda la documentación.

PASO 4.

Después de aprobados los diseños, el Usuario puede iniciar los procesos de compra de los equipos y presentar reportes de pruebas tipo que satisfagan los requerimientos de las normas IEC, ANSI o NTC. Los fabricantes deben adjuntar certificados de aseguramiento en conformidad con las normas ISO serie 9000.

El Usuario debe enviar para información del Transportador las características técnicas garantizadas de los equipos finalmente adquiridos.



#### PASO 5.

Antes del inicio de la construcción de las obras civiles y del montaje del equipo se debe informar al Transportador la programación de los trabajos principales y el nombre de la firma interventora contratada por el Usuario. Además se debe presentar:

- Un juego de planos "Aprobados para Construcción" de las obras civiles.
- El otorgamiento legal de todas las servidumbres para la conducción de energía eléctrica sobre el corredor definido para la nueva conexión.
- La licencia de construcción de la(s) subestación(es) y el (los) certificado(s) de libertad que demuestre(n) la(s) propiedad(es) del (os) predio(s) donde se instalará(n) la(s) subestación(es) de la nueva conexión.

#### PASO 6.

- Se debe informar al Transportador la fecha de inicio de la pruebas de puesta en servicio y solicitar la supervisión de pruebas en sitio de los equipos e instalaciones.
- El modelo del protocolo de pruebas de puesta en servicio se debe entregar al Transportador con dos (2) meses de anticipación para revisión y aprobación, y será devuelto un mes antes de la fecha de puesta en servicio. Conjuntamente con el protocolo se debe enviar un juego completo de la última versión actualizada de planos eléctricos, unifilares, elementales y de disposición de los equipos de la conexión de la subestación.
- Se deben cumplir los requisitos para la puesta en servicio de la conexión, especificados en el Numeral 10.

#### PASO 7.

Después de ejecutadas las pruebas, aceptada la instalación y aprobado el informe de cumplimiento de normas, se autorizará la conexión y puesta en servicio de la instalación.

#### PASO 8.

Toda modificación deberá ser informada al Transportador, para su estudio y aprobación."

### **3 INTERFAZ EN LA SUBESTACIÓN JAMONDINO**

Con base en lo estipulado en la Resolución CREG 025 DE 1995, en su Numeral 5.-°Procedimiento de la Conexión -, 5.1 - Para Conexiones Nuevas -, - PASO 3°-, se ha considerado el siguiente alcance:

- Revisión y aprobación de los diseños, interfaz entre sistemas, coordinación y ajuste de protecciones y la conexión al STN. La responsabilidad por la ejecución de trabajos de cualquier índole, será de todas las partes involucradas en el sitio de Conexión y deberán cumplir con el Código de Seguridad Industrial del Sector Eléctrico. Para este efecto, ISA, en adelante EL Transportador, aprobará el Plan de Seguridad y Salud Ocupacional presentado por el Usuario, el cual debe cumplir con los requisitos del Transportador.
- Aprobación a la programación y la forma cómo se realizarán los trabajos de interfaz entre los equipos nuevos y los existentes. Con base en esta programación se solicitará al CND la aprobación de las desenergizaciones requeridas.
- El Usuario deberá firmar con El Transportador un "Contrato de Conexión" en el cual se consignan todos los aspectos que regularán las relaciones jurídicas, técnicas y comerciales

entre las partes y en este se consignarán las diferentes responsabilidades del Usuario y del Transportador y el tipo de servicio que ofrece ISA como propietaria del Módulo Común.

- El Usuario será responsable por los daños y/o perjuicios que se causen durante las labores de construcción y de interfaz entre los sistemas nuevos y existentes, para lo cual hará los correctivos pertinentes y será cargo de las indemnizaciones a que hubiere lugar. En este sentido, El Transportador podrá solicitar la expedición de póliza de Responsabilidad Civil Contractual y Extracontractual que ampare los perjuicios por daños y/o perjuicios a bienes de su propiedad, como consecuencia de causa imputables a El Usuario.

#### **4 ACTIVIDADES A REALIZAR EN LA SUPERVISIÓN DE LA INTERFAZ PARA LA CONEXIÓN DEL PROYECTO EN LA SUBESTACIÓN JAMONDINO**

De acuerdo con lo señalado en el Anexo 1 “Descripción Técnica del proyecto”, de los Documentos de Selección, en esta subestación, que pertenece a ISA (El Transportador), se construirán cuatro bahías de línea (dos hacia Ecuador, una hacia Mocoa y una hacia Betania) y una bahía de compensación para reactor de 25 MVar. La configuración de la subestación es Barra Principal mas Transferencia.

A continuación se describen las labores a realizar para la conexión del Proyecto en la subestación:

##### **4.1 Revisión de planos y memorias de cálculo de la interfaz**

Se deben estudiar en detalle las implicaciones y cambios en el cableado de los equipos de El Transportador con los nuevos equipos.

##### **4.2 Supervisión de conexiones con módulo común y pruebas**

Se debe estar evaluando el montaje de tal modo que no ocurran disparos innecesarios y se proteja la integridad de los equipos de El Transportador para que no incurra en pago de penalizaciones.

##### **4.3 Verificación que los equipos estén montados de acuerdo a planos**

Se verificará que efectivamente los equipos y obras realizadas correspondan a los indicados en los planos y memorias de cálculo que previamente han sido revisados y aprobados por El Transportador.

##### **4.4 Cambio en los sistemas de control convencional, Sistema de Automatización de Subestación (SAS) y control VQ**

Debido a la entrada de nuevas líneas e instalación de la compensación reactiva, se requiere la reprogramación e instalación de nuevo software y hardware para la adecuación del sistema de control, SAS y VQ.

##### **4.5 Actualización de SOE y registrador de fallas**

En caso de cambio de los relés en las bahías existentes, es necesario reconfigurar las señales análogas y digitales.

##### **4.6 Actualización de datos en el Mímico Local y Centro de Supervisión y Maniobras (CSM)**

Con la entrada de las nuevas Bahías se hace necesario la actualización del mímico en la subestación y en computador de interfaz local.

#### 4.7 Supervisión de conexión con barrajes existentes

Se realiza para garantizar que las conexiones de los circuitos nuevos a los barrajes existentes, cumplan como mínimo, con la misma filosofía y criterios de diseño de las subestación existente.

#### 4.8 Actualizar planos

Los planos de las bahías y líneas existentes afectados por las ampliaciones, deberán actualizarse con las mismas condiciones de los planos existentes.

#### 4.9 Coordinar las libranzas o consignaciones

Con el propósito de minimizar el tiempo de las desconexiones y reducir el riesgo de accidentes, es necesario realizar con El Usuario, una coordinación de las desconexiones necesarias para la puesta en servicio del proyecto, de acuerdo con los requisitos exigidos por el CND.

#### 4.10 Revisar cumplimiento de código de Red y Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE)

Es necesario revisar el cumplimiento de las exigencias del Código de Redes y RETIE en lo referente a los trabajos que de alguna forma afecten el módulo común y otros activos de El Transportador conforme el Protocolo de Cumplimiento Código de Redes para Equipos de Transmisión del SIN, definido por el CND.

#### 4.11 Supervisión de campo

Es necesario contar con un supervisor de El Transportador que esté al tanto de los trabajos a realizar, para evitar accidentes o alguna afectación sobre los equipos propios; en el caso de requerirse trabajos en horarios diferentes, los costos serán acordados entre las Partes.

### 5 COSTO DE LA SUPERVISIÓN DE LA INTERFAZ PARA LA CONEXIÓN DEL PROYECTO EN LA SUBESTACIÓN JAMONDINO

Se calculó el costo para cada bahía, con base en las actividades listadas a continuación:

No.	ACTIVIDAD	VALOR BAHÍA (COP)
1	Revisión de planos y memorias de cálculo de la interfaz	15 239 918
2	Supervisión de conexiones con módulo común y pruebas	10 425 788
3	Verificación que los equipos estén montados de acuerdo a planos	12 552 235
4	Cambio en los sistemas de control convencional, SAS y VQ	12 469 496
5	Actualización de SOE y registrador de fallas	10 425 788
6	Actualización de datos en Mímico Local y CMS	10 425 788
7	Supervisión de conexión con barrajes existentes	12 552 235
8	Actualizar planos	2 770 894
9	Coordinar las libranzas o consignaciones	5 541 788
10	Revisar cumplimiento de código de RED	10 632 235
11	Supervisión en campo	46 793 267

En la siguiente tabla se describen el número de bahías a construir en la subestación Jamondino y el valor de las actividades de Interfaz:

# DE BAHÍAS EN PROYECTO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	VALOR TOTAL (COP)
4 Bahías de Línea	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	1	458°937°938
1 Bahía de Compensación	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	103 036 168
1 Compensación inductiva 37,5 MVA	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	25 021 731
<b>TOTAL POR TODAS LAS BAHÍAS DE LA SUBESTACIÓN</b>												<b>586 995 838</b>

0: No aplica la actividad, 1: 1 Bahía, 4: 4 Bahías

## 6 ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

El Código de Conexión (Resolución CREG 025 del 1995), establece con relación al estudio de Coordinación de Protecciones lo siguiente:

- ..."El Usuario debe hacer los estudios de coordinación de protecciones y someterlos a aprobación del Transportador", según el Numeral 9.7 - Ajuste de relés, que hace parte del Numeral 9 - Requisitos particulares para la conexión al STN de distribuidores, grandes consumidores y otros transportadores".
- ..."El Usuario debe suministrar con tres meses de anticipación a la puesta en servicio un estudio de coordinación de protecciones y calcular los ajustes definitivos. Antes de la puesta en servicio, el Transportador y el Usuario ajustarán las protecciones de los nuevos campos de conexión y otros puntos del STN que se modifiquen en razón de la conexión", según el Numeral 10.3 -Protecciones, que hace parte del Numeral 10 - Requisitos para la puesta en servicio de la conexión.

En consecuencia y debido a que la entrada de nuevas bahías en la subestación Jamondino, afecta la coordinación. de las protecciones existentes, se hace necesario validar el estudio a realizar por el Usuario, por parte de El Transportador.

El alcance de las actividades para la revisión y aprobación del estudio de Coordinación de Protecciones del Usuario corresponden al mismo alcance requerido para su elaboración. El alcance es el siguiente:

- a) Recolección, validación de la información y definición de esquemas de protección.
- b) Modelación detallada del área de influencia del sistema en CAPE.
- c) Sintonización de la red a las condiciones operativas reales del SIN y estudio de protecciones del área de interés en CAPE.
- d) Definición de los ajustes en el detalle de las protecciones.
- e) Modelamiento en PSCAD para simulaciones transitorias (Archivos COMTRADE).
- f) Acuerdos de verificación y coordinación con empresas frontera.

g) Análisis de resultados y conclusiones.

h) Elaboración del informe.

Con base en lo anterior, el costo por la revisión (o ejecución) del Estudio de Coordinación de Protecciones es de COP°70 485 000

## 7 COSTO ARRIENDO DE TERRENOS

El Transportador dispone de un espacio de 4500 m<sup>2</sup> en la subestación Jamondino, para la instalación de los campos de línea y de compensación necesarios para el Proyecto, en caso de requerirse mayor cantidad de terreno, éste deberá ser negociado con los propietarios de los mismos.

El costo anual por arrendamiento del terreno disponible, asciende a la siguiente suma:

Subestación	Configuración	Area (m <sup>2</sup> )	Costo Arriendo anual (COP)
Jamondino	Barra principal mas transferencia	4500	14 742 000

Estos costos son calculados de acuerdo con la regulación vigente, si se realiza alguna revisión de los avalúos catastrales, los valores cambiarían de acuerdo con las modificaciones.

## 8 SERVICIO DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO EN LA SUBESTACIÓN JAMONDINO

La contratación de este servicio con El Transportador es opcional y se ofrece a manera de referencia.

### 8.1 Alcance del Servicio de Administración, Operación y Mantenimiento en la Subestación Jamondino

Incluye:

1. El Mantenimiento preventivo de los equipos, la planeación del mantenimiento y la evaluación del mantenimiento de los equipos para 5 bahías (4 de línea y 1 de compensación) y 3 reactores monofásicos:
2. Administración y Operación:
  - La Administración incluye la vigilancia en la subestación, pago de servicios públicos (acueducto, alcantarillado, teléfono) y mantenimiento locativo.
  - La Operación incluye la operación local de respaldo y la operación remota desde el CSM, incluyendo los servicios de telecomunicaciones.

Notas:

En este servicio no se incluyen la compra de repuestos, la renovación de equipos, los mantenimientos correctivos, los análisis preoperativos ni postoperativos, el OPEX, el CAPEX Operativo, los pagos de impuestos, las pólizas de seguros, etc.

El Transportador no se hace responsable por ningún pago, sanción o restricción causada por la indisponibilidad de algún o algunos de los equipos, ya sea por causa de falla de los mismos o cualquier otro motivo. Así mismo, El Transportador no se hace responsable por ningún daño ocasionado al medio ambiente, por causa de este proyecto, como tampoco se hace responsable por daños causados a los equipos por causas ajenas a él, tales como actos mal intencionados o terrorismo, entre otros.

## 8.2 Costo del Servicio de Administración, Operación y Mantenimiento en la Subestación Jamondino

### 8.2.1 Mantenimiento

	5 BAHIAS+3 React
Ejecuc. Subes	\$111,852,486
Ejecuc. Pro	\$69,627,812
Planeación del mantenimiento	\$993,789
Evaluación del mantenimiento y equipos	\$119,240,003
<b>TOTAL</b>	<b>\$301,714,090</b>

Valor anual para las cinco bahías y los tres reactores monofásicos.

### 8.2.2 Administración y Operación

	COSTO ANUAL (COP)
Administración y Operación Respaldo	\$240,404,693
Operación CSM	\$55,302,940
<b>VALOR TOTAL</b>	<b>\$295,707,633</b>

Valor anual para las cinco bahías y los tres reactores monofásicos.

### 8.2.3 Costo de Administración, Operación y Mantenimiento

	COSTO ANUAL (COP)
Mantenimiento	\$301,714,090
Administración y Operación	\$295,707,633
<b>VALOR TOTAL</b>	<b>\$597,421,723</b>

## 9 RESUMEN DE COSTOS

	<b>COSTO ANUAL (COP)</b>
<b>Supervisión de la interfaz para la conexión del proyecto en la subestación Pasto (Jamondino)</b>	<b>\$586,995,838</b>
<b>Estudio de coordinación de protecciones</b>	<b>\$70,485,000</b>
<b>Arriendo de terreno</b>	<b>\$14,742,000</b>
<b>Administración, Operación y Mantenimiento</b>	<b>\$597,421,723</b>

Estas tarifas se encuentran expresadas en Pesos Colombianos (COP) constantes del 31 de diciembre de 2004, se actualizarán a la fecha de pago con el Índice de Precios al Productor (IPP) certificado por la entidad competente.



0850-42

CITese 003284-1

MEDELLIN, FEB-20-2003 11:36 PM

ORIGEN : 0850 VIA : 4,2

Doctor  
GABRIEL ARGUELLO  
Director Ejecutivo  
CORPORACIÓN CENACE  
Centro Nacional de Control de Energía  
Apartado Postal 17-21-1991  
Teléfono 593 2-2690 426  
Quito – Ecuador

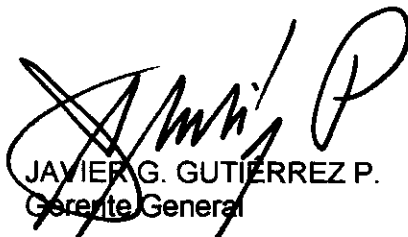
Asunto: Acuerdo Operativo y Comercial para las  
Transacciones Internacionales de Electricidad

Apreciado doctor Arguello:

Atentamente nos permitimos enviarle debidamente firmados , y para su respectiva firma, los siguientes documentos:

- Acuerdo Operativo Colombia – Ecuador – Centro Nacional de Despacho -CND- (Colombia) y Centro Nacional de Control de Energía –CENACE- (Ecuador).
- Acuerdo Comercial Colombia – Ecuador - Mercado de Energía Mayorista –MEM – (Colombia) y Centro Nacional de Control de Energía – CENACE – (Ecuador).

Cordial saludo,



JAVIER G. GUTIÉRREZ P.  
Gerente General

**Invirtiendo más en la vida. ISA energía y telecomunicaciones**





**ACUERDO OPERATIVO  
INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR**

00		CENACE- TRANSELECTRIC			2002-10- 18
01		ISA			2002-11- 06
02		CENACE			2002-11- 20
03		CENACE-ISA- TRANSELECTRIC			2002-11- 29
04		CENACE-ISA- TRANSELECTRIC			2003-01- 24
05		CENACE-ISA			2003-02- 20

**ACUERDO OPERATIVO  
INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR**

**INDICE**

<b>CONSIDERANDOS.....</b>	<b>4</b>
<b>CAPITULO 1. DEFINICIONES .....</b>	<b>6</b>
<b>CAPITULO 2. OBJETO .....</b>	<b>12</b>
<b>CAPITULO 3. MARCO LEGAL .....</b>	<b>12</b>
<b>CAPITULO 4. NIVELES DE COMUNICACIÓN EN LA OPERACIÓN .....</b>	<b>12</b>
<b>CAPITULO 5. CAMBIOS EN LAS INSTALACIONES Y NOMENCLATURA DE EQUIPOS DE MANIOBRA DE LAS INTERCONEXIONES .....</b>	<b>14</b>
<b>CAPITULO 6. SUPERVISIÓN DE LAS INTERCONEXIONES .....</b>	<b>15</b>
<b>CAPITULO 7. INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN PARA ESTUDIOS ELÉCTRICOS Y ENERGÉTICOS Y PARA LA OPERACION .....</b>	<b>15</b>
<b>CAPITULO 8. CRITERIOS DE SEGURIDAD Y CALIDAD PARA LA OPERACIÓN INTERCONECTADA DE LOS SISTEMAS.....</b>	<b>20</b>
<b>CAPITULO 9. MÁXIMA TRANSFERENCIA POR LAS INTERCONEXIONES .....</b>	<b>23</b>
<b>CAPITULO 10. PROGRAMACIÓN DE INTERCAMBIOS .....</b>	<b>24</b>
<b>CAPITULO 11. OPERACIÓN DE LAS INTERCONEXIONES .....</b>	<b>27</b>
<b>CAPITULO 12. SISTEMAS DE PROTECCIÓN DE LAS INTERCONEXIONES.....</b>	<b>35</b>
<b>CAPITULO 13. SISTEMA DE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y REACTIVA .....</b>	<b>35</b>
<b>CAPITULO 14. DURACIÓN, SUSPENSIÓN Y TERMINACIÓN DEL ACUERDO .....</b>	<b>37</b>
<b>CAPITULO 15. DISPOSICIONES VARIAS .....</b>	<b>39</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>49</b>
<b>ANEXO 1. DIAGRAMAS UNIFILARES</b>	
<b>ANEXO 2. PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS EN SITUACIONES DE EMERGENCIA</b>	
<b>ANEXO 3. PROCEDIMIENTO DE COMUNICACIONES ENTRE EL CENACE Y ELCND</b>	
<b>ANEXO 4. PROCEDIMIENTO PARA INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN ANTE EVENTOS QUE AFECTEN LA INTERCONEXIÓN COLOMBIA - ECUADOR</b>	
<b>ANEXO 5. PROTOCOLO PARA LA ENERGIZACIÓN, DESENERGIZACIÓN Y SINCRONIZACIÓN DE LA LÍNEA JAMONDINO-POMASQUI 230 kV</b>	
<b>ANEXO 6. FORMATO DE SOLICITUD MANTENIMIENTOS Y CONSIGNACIONES</b>	





**ACUERDO OPERATIVO  
INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR**

**ACUERDO OPERATIVO ENTRE OPERADORES DE SISTEMA**

Entre los suscritos a saber, por una parte: (i) JAVIER GENARO GUTIERREZ PEMBERTHY, mayor de edad, vecino de Medellín, República de Colombia, identificado con cédula de ciudadanía No. 19.168.740 expedida en Bogotá D.C., actuando en su calidad de Gerente General y representante legal de **INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P.**, sociedad anónima y empresa de servicios públicos mixta, constituida mediante Escritura Pública No. 3.057 del 14 de Septiembre de 1.967 otorgada en la Notaría Octava del Circulo de Bogotá D.C., debidamente facultado por los estatutos sociales, y quien para efectos de este acuerdo se denominará "ISA"; y, por la otra: (ii) GABRIEL ALBERTO ARGUELLO RIOS, mayor de edad, vecino de Quito, República del Ecuador, identificado con cédula No. 1.702.793.926 expedida en Quito, actuando en su calidad de Director Ejecutivo y representante legal del **CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA –CENACE-**, corporación civil de derecho privado sin fines de lucro creado mediante Acuerdo Ministerial número 151 publicado en el Registro Oficial No. 55 del 27 de Octubre de 1998, debidamente autorizado por el Directorio de la entidad, tal y como consta en el extracto del acta número [ ] del [ ] de [ ] de 2002, quien para efectos de este Acuerdo se denominará "CENACE"; quienes conjuntamente se denominarán como las "Partes", e individualmente, una "Parte" o la "Otra Parte" hemos celebrado el presente **ACUERDO OPERATIVO ENTRE OPERADORES DE SISTEMA** (en adelante, el "Acuerdo") el cual se regirá por las siguientes cláusulas, previos los siguientes.

**CONSIDERANDOS**

**PRIMERO:** Que el Acuerdo de Cartagena dispone que la integración física será uno de los mecanismos para alcanzar los objetivos de la Comunidad Andina;

**SEGUNDO:** Que la interconexión de los sistemas eléctricos de los Países Miembros y los intercambios comerciales intracomunitarios de electricidad pueden brindar importantes beneficios a los Países Miembros en términos económicos, sociales y ambientales y pueden conducir a la utilización óptima de sus recursos energéticos y a la seguridad y confiabilidad en el suministro eléctrico;

**TERCERO:** Que, para la operación de interconexiones intracomunitarias y el desarrollo de transacciones comerciales de electricidad entre los Países Miembros, se han identificado aspectos legales y regulatorios que deben ser armonizados; conforme lo dispuesto en la Decisión CAN 536 de 2002;

**CUARTO:** Que las reglas y condiciones operativas y comerciales para los intercambios de electricidad entre los Países Miembros y para el funcionamiento de un mercado integrado de energía deben basarse en criterios de no discriminación en el tratamiento entre los respectivos Países, sin perjuicio de la autonomía en el establecimiento de políticas internas de regulación y operación de los sistemas eléctricos nacionales;



## ACUERDO OPERATIVO INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR

**QUINTO:** Que resulta conveniente disponer de un marco jurídico comunitario para la armonización de los aspectos legales y los marcos regulatorios de los Países Miembros, que facilite las interconexiones y los intercambios de electricidad;

**SEXTO:** Que luego de varias reuniones previas, el 22 de septiembre de 2001 en Cartagena de Indias, Colombia, los Ministros de Energía y Minas de Colombia, Ecuador y Perú, en presencia del Director de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas de Venezuela, suscribieron un Acuerdo para la Interconexión Regional de los Sistemas Eléctricos y el Intercambio Internacional de Energía Eléctrica, encargándose a los Organismos Reguladores de esos Países, la preparación de los principios para la armonización de marcos normativos;

**SÉPTIMO:** Que en cumplimiento del mandato establecido en el Acuerdo Interministerial de Cartagena, los especialistas de los Organismos Reguladores de Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela prepararon el documento titulado "Propuesta de Armonización de Marcos Normativos – noviembre de 2001", en el que se identificaron principios para armonizar los marcos normativos de los países suscriptores del Acuerdo;

**OCTAVO:** Que las autoridades y delegados de los Organismos Reguladores de Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela, se reunieron en Quito, Ecuador, el 13 y 14 de diciembre de 2001, y posteriormente en Caracas, Venezuela, el 17 y 18 de enero de 2002, acordando principios normativos necesarios para armonizar los marcos legales y regulatorios;

**NOVENO:** Que los Ministros de Energía y Minas de Colombia, Ecuador y Perú, el día 19 de abril de 2002, en la ciudad de Quito, suscribieron el Acuerdo Complementario al de Interconexión Regional de los Sistemas Eléctricos y el Intercambio Internacional de Energía Eléctrica, donde se acordaron principios generales para la integración eléctrica entre los Países suscriptores;

**DECIMO:** Que en el Acta de Santa Cruz de la Sierra, Bolivia, adoptada el día 30 de enero de 2002, el Consejo Presidencial Andino destacó la creciente importancia estratégica de la temática energética en el Hemisferio y de su interés para vigorizar la integración subregional andina, latinoamericana y hemisférica;

**DECIMO PRIMERO:** Que el día 19 de diciembre de 2002, los países miembros, excepto Bolivia, suscribieron la Decisión 536 del 2002 por medio de la cual se crea el marco regional para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de energía. ("la Decisión CAN");

**DECIMO SEGUNDO:** Que de acuerdo con lo previsto en la Decisión CAN se hace necesaria la suscripción del presente Acuerdo Operativo entre los Operadores de Sistema (como se define más adelante) de Colombia y Ecuador;

**DECIMO TERCERO:** Que CENACE e ISA son los Operadores de Sistema de Ecuador y Colombia, respectivamente;



**ACUERDO OPERATIVO  
INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR**

**DÉCIMO CUARTO:** Que conforme a lo establecido en la Regulación CONELEC 001/03 de Ecuador y Resolución CREG 004 de 2003 emanada por la CREG de Colombia, los Operadores de Sistema deben suscribir un Acuerdo Operativo por medio del cual se coordine la operación de los enlaces internacionales de los sistemas eléctricos de Colombia y Ecuador;

En consecuencia, las Partes han decidido celebrar el presente **ACUERDO OPERATIVO ENTRE OPERADORES DE SISTEMA**, el cual se registrá por lo dispuesto a continuación:

**Definiciones.** Los términos utilizados en el texto del presente Acuerdo que se incluyen con letra inicial en mayúscula tendrán el significado que se les asigna en esta cláusula, en el texto de este Acuerdo o en Glosario de la Decisión CAN. Los términos que denoten singular también incluyen el plural y viceversa, siempre y cuando el contexto así lo requiera. Los términos que no estén expresamente definidos en el presente Acuerdo o en el Glosario de la Decisión CAN se deberán entender, en primer lugar, en el sentido corriente y usual que ellos tienen en el lenguaje técnico correspondiente del sector eléctrico, o en su defecto, en el natural y obvio según el uso general de los mismos.

**Abrir o Desconectar:** Interrumpir, mediante maniobras voluntarias, el paso de la corriente eléctrica.

**Agentes del Mercado de Energía Mayorista:** Personas naturales o jurídicas dedicadas a las actividades de generación, transmisión, distribución y/o comercialización de energía eléctrica, dentro de su propio mercado mayorista o a través de intercambios por interconexiones internacionales, conforme a la Ley Aplicable.

**Area operativa o eléctrica:** Comprende un conjunto de centrales de generación, subestaciones, líneas de transmisión y distribución y demanda, que presenta alguna restricción que afecta a las transacciones de importación y/o exportación.

**Armónicos:** Son el contenido en las ondas de corriente y voltaje de frecuencias múltiplos de la frecuencia fundamental de suministro (60 Hz).

**Arrancar:** Conjunto de maniobras, manuales o automáticas, para poner en operación un equipo de generación.

**Arranque en Negro:** Posibilidad alternativa, de una unidad generadora, de entrar en servicio sin depender de una fuente externa de energía.

**Autorizaciones:** Son todos los movimientos de generación en tiempo real que se realizan para reestablecer el balance carga-generación y que no son penalizados comercialmente por desviaciones al programa de generación.

**Bias:** Valor en MW/Hz necesario en el AGC para transformar las desviaciones de frecuencia a MW.

**Bitácora:** Registro diario oficial de los sucesos o novedades ocurridos a consecuencia de la operación de los sistemas de los países, incluidas los relacionados con las interconexiones internacionales.

**Bloqueo:** Medio que impide el cambio parcial o total de la condición de operación de un dispositivo, equipo o instalación.



**ACUERDO OPERATIVO  
INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR**

**Calibración de un Contador o Medidor de Energía:** Es el procedimiento mediante el cual se ajusta el contador o medidor de energía a su clase de precisión.

**Calidad del Servicio:** Conjunto de características del servicio referidas a la disponibilidad de las instalaciones y a los requisitos técnicos de voltaje y frecuencia, dentro de los niveles establecidos por la Ley Aplicable.

**Capacidad de Sobrecarga:** Porcentaje en que se puede exceder la potencia nominal de un equipo durante un tiempo determinado.

**Capacidad Máxima de enlace internacional:** Límite máximo de flujo de potencia eléctrica de cada Enlace Internacional, considerando las condiciones de calidad, seguridad y estabilidad de los sistemas eléctricos, así como las características técnicas de las líneas y equipos de interconexión.

**Central o Planta:** Conjunto de instalaciones y equipos cuya función es generar energía eléctrica.

**Centro de Control, Centro de Despacho u Operador de Sistema:** Es la dependencia encargada del planeamiento, coordinación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema. En los países firmantes de este Acuerdo, los Centros de Despacho son: **CND** en Colombia y **CENACE** en Ecuador.

**Centro de Operación de Transmisión:** Centro de supervisión y maniobras de un transportador.

**Cerrar o Conectar:** Acción sobre un equipo para permitir el paso de la corriente eléctrica.

**Colapso Parcial:** Suspensión del servicio eléctrico debido a la ocurrencia de una falla o contingencia en una Area Operativa o región del sistema de alguno de los países y que afecta a la(s) interconexión(es) internacional(es).

**Colapso Total:** Pérdida de estabilidad del sistema de alguno de los países debido a una falla o contingencia severa que causa la suspensión total del servicio eléctrico a los usuarios de dicho(s) sistema(s).

**Consignación:** Procedimiento coordinado entre los Centros de Despacho y los Transportadores o los Agentes del Mercado Mayorista, necesario para efectuar una intervención o mantenimiento a un equipo o instalación.

**Contador o Medidor de Energía:** Equipo que cumpliendo los requerimientos establecidos en la Ley Aplicable, mide la transferencia de energía por el elemento de potencia al cual se encuentra conectado.

**Control de Frecuencia:** Son las acciones de control coordinadas por los Centros de Despacho con el objeto de mantener la frecuencia en su valor objetivo, que para los dos países es de 60 Hz.

**Control de Frecuencia e Intercambio:** Son las acciones de control coordinadas por los Centros de Despacho con el objeto de mantener tanto la frecuencia en su valor objetivo como el intercambio horario programado de potencia y energía a través de las Interconexiones Internacionales.

**Control de Frecuencia e Intercambio Neto –TLB - (Tie Line Bias Control):** Modo automático de control simultáneo de intercambios y frecuencia.

*Handwritten signatures*



## ACUERDO OPERATIVO INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR

**Control de Intercambio:** Son las acciones de control coordinadas por los Centros de Despacho con el objeto de mantener el intercambio horario programado de potencia y energía a través de las Interconexiones Internacionales.

**Contrastación de un Contador:** Es el procedimiento mediante el cual se compara el contador de energía bajo prueba con un contador patrón de mayor precisión.

**Control Automático de Generación –AGC- (Automatic Generation Control):** Es la función que determina continuamente y de manera automática los cambios requeridos de aumento o disminución de potencia activa de las unidades de generación para mantener la frecuencia y los intercambios programados.

**Decisión CAN:** Es la decisión de la Comisión de la Comunidad Andina de Naciones –CAN-, suscrita por los representantes de sus países miembros publicada en la Gaceta oficial del Acuerdo de Cartagena, el 19 de diciembre de 2002, por medio de la cual se crea el marco general para la interconexión de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad.

**Despacho Económico:** Proceso mediante el cual se obtiene para un período de 24 horas, el programa horario de generación de los recursos de cada sistema despachados centralmente. Este Despacho se efectúa con el criterio de minimizar el costo de atender la demanda.

**Despacho Económico Coordinado:** Es el Despacho Económico que considera Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo con otros sistemas despachados económicamente.

**Disparo:** Apertura automática de un dispositivo por funcionamiento de la protección para desconectar un elemento o una parte del sistema.

**Disponibilidad de la Interconexión:** Se entiende que una interconexión internacional se encuentra disponible cuando el equipo asociado a dicha interconexión se encuentra listo para entrar en servicio o está en servicio.

**Disyuntor o Interruptor:** Dispositivo que sirve para cerrar o abrir circuitos eléctricos, con o sin carga, o con corriente de falla.

**Energía Inadvertida:** Corresponde a los flujos no programados por las Interconexiones Internacionales en condiciones normales de operación.

**Energía de Emergencia:** Corresponde a los flujos no programados por las Interconexiones Internacionales en condiciones de alerta y emergencia.

**Enlace Internacional:** Conjunto de líneas y equipos asociados, que conectan los sistemas eléctricos de dos (2) países, y que tengan como función exclusiva el transporte de energía para importación o exportación.

**Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia:** Procedimiento para la desconexión automática de carga por baja frecuencia necesaria para proteger los sistemas eléctricos, ante perturbaciones que provocan un fuerte desequilibrio entre oferta y demanda.

**Esquema de Desconexión de Carga por Bajo Voltaje:** Procedimiento para la desconexión automática de ciertos alimentadores de un sistema eléctrico de potencia con el fin de protegerlo contra colapsos de voltaje o de la degradación de la calidad del mismo.

**Esquema de Desconexión Automática de Generación:** Consiste en la desconexión automática de ciertos grupos de generación de un sistema eléctrico de potencia cuando se presentan condiciones que pueden poner en riesgo la seguridad de la operación de los sistemas.



## ACUERDO OPERATIVO INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR

**Estabilizadores de Sistemas de Potencia (PSS) :** Son equipos que se adicionan al lazo de control de los reguladores de voltaje de las unidades generadores, con el objeto de incrementar el amortiguamiento frente a las oscilaciones electromecánicas en el sistema de potencia.

**Estado Operativo de Alerta:** Es el estado del sistema eléctrico interconectado que se encuentra operando bajo condiciones normales de operación, pero que, de no tomarse acciones correctivas en el corto plazo, las variables de control excursionarán fuera de las bandas de tolerancia.

**Estado Operativo de Emergencia:** Es el estado del sistema eléctrico interconectado en el cual no se está operando dentro de los parámetros normales de seguridad y calidad, o cuando existe peligro para la vida de las personas o para la integridad de las instalaciones.

**Estado Operativo Normal:** Es el estado del sistema eléctrico interconectado en el que se mantienen los intercambios internacionales programados por los Centros de Despacho dentro de los parámetros normales de seguridad y calidad establecidos en la Ley Aplicable.

**Eventos de Suspensión del Acuerdo:** Son los eventos ante la ocurrencia de los cuales se suspende la ejecución del presente Acuerdo y se describen en el capítulo 14 del presente Acuerdo.

**Evento de Incumplimiento de Acuerdo:** Son los eventos ante la ocurrencia de los cuales, si lo mismos no son subsanados dentro el término previsto, se termina el presente Acuerdo. Dichos eventos se describen en capítulo 14 del presente Acuerdo.

**Evento Excusable de Gravedad:** Es cualquier acto o hecho que impida, total o parcialmente, el cumplimiento por la Parte afectada de cualquiera de sus obligaciones, o cualquier condición que deban cumplir bajo este Acuerdo, si dicho acto o hecho escapa de su control razonable a pesar de sus dedicación y diligencia para impedir, evitar o mitigar los efectos de dicho acto o hecho. Dichos actos o hechos podrán incluir, sin limitación, emergencia, explosión, incendio, epidemia, avalancha, rayo, terremoto, inundación o condiciones meteorológicas inusuales, accidentes, actos de enemigo público o guerrillas, guerra, bloqueo, insurrección, desorden, disturbio civil, defecto de equipos, huelga u otras dificultades laborales, imposibilidad e obtener materiales, provisiones, repuestos o equipos o restricción o limitación impuesta por Ley Aplicable u orden de autoridad competente.

**Factor de Potencia:** Es la relación entre la potencia activa y la potencia aparente.

**Falla:** Modificación accidental en un punto dado de las características de un circuito eléctrico que trae como consecuencia el comportamiento no deseado de éste.

**Flicker:** El flicker es el resultado de las variaciones de voltaje causadas fundamentalmente por cargas tales como hornos de arco y otros equipos de consumo cíclico, que usualmente se traducen en la distorsión (modulación) de la onda de voltaje.

**Fuerza Mayor o Caso Fortuito:** Es el imprevisto que no es posible resistir, como un naufragio, un terremoto, el apresamiento de enemigos, los autos de autoridad ejercidos por un funcionario público, etc.

**Interconexión Radial:** Operación de una Interconexión Internacional cuando ésta se dedique a la atención exclusiva de una carga aislada en el país importador.

**Interconexiones Internacionales o Interconexiones:** Son los Enlaces Internacionales entre los sistemas eléctricos de los países involucrados en el presente Acuerdo Operativo.

**Intervención:** Proceso mediante el cual se puede realizar mantenimiento correctivo o preventivo a los equipos asociados a las Interconexiones.

*Ruz*  
*Luz*





## ACUERDO OPERATIVO INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR

**Ley Aplicable:** Son, según el caso y dependiendo de la Parte de quien se trate: (i) las leyes, decretos, resoluciones, circulares, acuerdos y demás normas de carácter nacional, regional o local de la República de Colombia aplicables a ISA o que de cualquier forma, e independientemente de la persona sobre la cual recaen, afecten directa o indirectamente el presente Acuerdo; o (ii) las leyes, reglamentos, decretos, regulaciones, resoluciones, circulares, acuerdos y demás normas de carácter nacional, regional o local de la República de Ecuador aplicables a CENACE o que de cualquier forma, e independientemente de la persona sobre la cual recaen, afecten directa o indirectamente el presente Acuerdo. La Decisión CAN así como cualquier documento que la modifique, extienda o complemente será Ley Aplicable para ambas Partes, en lo demás y de acuerdo con lo dispuesto anteriormente, cada una de las Partes se sujeta a la Ley Aplicable del país de su respectivo domicilio.

**Maniobra:** Son las acciones ejecutadas sobre los elementos de corte y de regulación de una Interconexión, manual o automáticamente, de manera local o remota.

**Maniobras de Emergencia:** Maniobras que se realizan cuando una Interconexión opera fuera de las condiciones normales de operación.

**Mantenimiento:** Conjunto de acciones y procedimientos encaminados a revisar y/o reparar un determinado equipo o instalación para mantener o recuperar su disponibilidad.

**Mantenimiento Correctivo:** Es el que se realiza con el fin de superar la presencia de una operación anormal o una avería en un equipo o sus componentes y que origina limitaciones en su funcionamiento. Este tipo de mantenimiento debe ser coordinado de forma inmediata.

**Mantenimiento de Emergencia:** Es el que se realiza de forma inmediata ante la inminencia de una falla en un equipo o componente del mismo que pone en peligro la seguridad de personas, de equipos o de instalaciones, no pudiéndose cumplir con el procedimiento de programación de mantenimientos .

**Mantenimiento Programado:** Es aquel contemplado en el programa de mantenimiento de cada país y que cumple con las responsabilidades establecidas en el presente Acuerdo Operativo.

**Mercado Eléctrico o de Energía Mayorista o Mercado Mayorista:** Es el mercado integrado por generadores, distribuidores y grandes consumidores, donde se realizan transacciones de grandes bloques de energía eléctrica. Así mismo, incluye la exportación e importación de energía y potencia eléctricas.

**Nodos Fronteras de los Enlaces Internacionales:** Puntos de conexión al SIN de los Enlaces Internacionales, utilizados como referencia para efectos de comparación de precios para transacciones internacionales de electricidad.

**Operador:** Persona encargada de la ejecución de maniobras en una instalación.

**Períodos de Demanda Máxima:** Corresponden en cada país a los períodos en los que se presentan la mayor demanda de potencia eléctrica.

**Períodos de Demanda Media:** Corresponden en cada país a los períodos que no son de demanda máxima o de demanda mínima.

**Períodos de Demanda Mínima:** Corresponden en cada país a los períodos en los que se presentan la menor demanda de potencia eléctrica.

**Punto de Acople Común:** Es la ubicación física en el sistema de potencia en el cual se deben tomar las medidas de armónicos y flicker a ser evaluadas con las normas aplicables.



## ACUERDO OPERATIVO INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR

**Pruebas de Patio:** Son aquellas que permiten verificar las características de funcionamiento del equipo primario. En estas pruebas se incluyen las de inyección secundaria de voltaje y corriente, como también de inyección primaria de corriente.

**Pruebas Funcionales:** Son aquellas que permiten verificar el adecuado funcionamiento de los circuitos de control, protección y medición, y, como resultado de éstas, se obtienen los planos "As built".

**Pruebas Objeto y Primarias:** Son aquellas que se ejecutan para verificar el funcionamiento correcto de las señales de control, digitales y analógicas, recibidas en los Centros Nacionales de Despacho o en los Centros de Operación de los Transportadores.

**Redespacho:** Es la reprogramación horaria de la generación de los recursos que cada Centro de Despacho realiza para atender la demanda de su país y los intercambios internacionales, teniendo en cuenta los cambios en las condiciones iniciales consideradas para obtener el Despacho Económico Coordinado, manteniendo los criterios de seguridad y calidad establecidos en la Ley Aplicable.

**Reserva de Potencia Activa o Reserva Operativa:** Para efectos del presente Acuerdo, corresponde en cada país a la diferencia entre las capacidades disponibles de las unidades generadoras y la suma de la generación programada de las mismas.

**Reserva para Regulación Primaria de Frecuencia:** Es aquella Reserva Rodante en las plantas que responden a cambios súbitos de frecuencia en un corto tiempo, en el orden de los segundos, que se realiza automáticamente a través de los reguladores de las unidades generadoras. Dicha reserva es establecida en la Ley Aplicable.

**Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia:** Es el porcentaje de reserva de potencia requerida para la regulación de frecuencia, recuperar la reserva para regulación primaria de frecuencia y mantener los intercambios internacionales programados. Esta regulación puede ser efectuada de forma automática o manual. Dicha reserva es establecida en la Ley Aplicable.

**Reserva Rodante:** Es aquella Reserva de Potencia Activa que se encuentra disponible en las unidades de generación que se encuentran operando.

**Responsable de la Consignación:** Corresponde al ente o persona que en cada país se hace responsable de la seguridad de los equipos y personas durante la ejecución de las consignaciones de los equipos asociados a las interconexiones internacionales, así como de observar el procedimiento de consignaciones definido en el presente Acuerdo Operativo.

**Restricciones Operativas:** Limitaciones o restricciones en las instalaciones del sistema de un país o inherentes a las instalaciones asociadas a una interconexión internacional que restringen de alguna manera la operación de las interconexiones.

**Seccionador:** Dispositivo que opera sin carga (circulación de corriente), cuya función consiste en aislar un equipo de una instalación o conectar a tierra un equipo determinado.

**Servidor de Despacho Coordinado:** Equipo de cómputo utilizado para el intercambio de información entre los Centros de Despacho para efectos de las Transacciones Internacionales de Electricidad.

**Sincronización:** Conjunto de acciones que deben realizarse para cerrar una interconexión internacional cuando su operación va a ser sincronizada.

**Sistema Eléctrico Interconectado Nacional o Sistema Interconectado Nacional:** Es el sistema de cada país compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios.



**ACUERDO OPERATIVO  
INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR**

**Sobrevoltaje:** Valor de voltaje que excede al valor máximo permisible para servicio normal.

**Subestación Frontera:** Instalación donde se realiza la supervisión y medición de las transacciones de importación y/o exportación de potencia y energía entre dos países.

**TIE :** Transacciones horarias originadas por el despacho económico coordinado, entre los mercados de Corto Plazo de los países.

**Trabajos en Caliente:** Comprende la ejecución de un mantenimiento con equipo energizado (con voltaje), previa autorización y cumplimiento de los procedimientos respectivos.

**Transportador o Transmisor:** Corresponde en cada país al ente responsable de la operación y mantenimiento del Enlace Internacional.

El presente Acuerdo Operativo tiene como objeto establecer los procedimientos, condiciones, obligaciones y responsabilidades para la operación de los enlaces internacionales de los sistemas eléctricos de Colombia y Ecuador de manera coordinada, con sujeción a la Decisión CAN y a la Ley Aplicable, abarcando los temas relativos al planeamiento, supervisión, coordinación y control de las interconexiones.

Los Operadores de Sistema suscriben el presente Acuerdo en cumplimiento de la Ley Aplicable y en beneficio de sus respectivos mercados, por lo tanto, ni el presente Acuerdo ni las Transacciones Internacionales de Energía, constituyen un negocio para los Operadores de Sistema o le derivan algún beneficio. Por lo tanto, su responsabilidad se limita al cumplimiento de la establecido en el presente Acuerdo, la Decisión CAN y la Ley Aplicable.

El presente Acuerdo Operativo define los principales aspectos para la operación interconectada de los sistemas eléctricos de Colombia y Ecuador. La aplicación de este Acuerdo, así como de todo aquello que no estuviere contemplado en el mismo, se sujetará a lo establecido en la Ley Aplicable".

El planeamiento operativo, la coordinación, supervisión y control de la operación de las Interconexiones, considerando los criterios de seguridad y confiabilidad establecidos en la Ley Aplicable, son de responsabilidad de los Centros Nacionales de Despacho los siguientes:

Colombia: Centro Nacional de Despacho (CND), ubicado en Colombia.

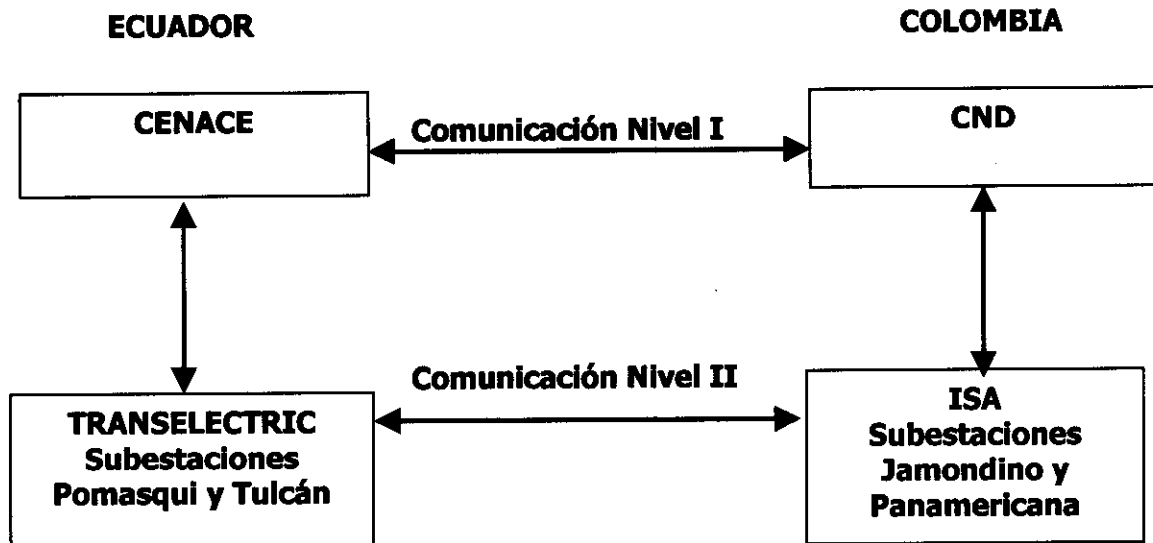
Ecuador: Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), ubicado en Ecuador.

**ACUERDO OPERATIVO  
INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR**

Es de responsabilidad del Transportador de cada país, de acuerdo con la Ley Aplicable, la ejecución de las maniobras operativas de las instalaciones asociadas a la Interconexión, el mantenimiento de sus respectivas instalaciones, incluyendo el derecho de vía (servidumbre), reparaciones, reemplazos y otras modificaciones, así como de la seguridad de las personas y de las instalaciones que comprende la misma.

Cuando el Transportador delegue la operación y ejecución de maniobras de los equipos asociados a las Interconexiones, el Centro Nacional de Despacho respectivo informará de forma anticipada al otro Centro Nacional de Despacho.

La responsabilidad comercial asociada a las interconexiones es la que se establezca en los Acuerdos Comerciales en materia de energía eléctrica, definidas conforme a la Ley Aplicable.



#### **4.1 CUMPLIMIENTO CON NORMAS TÉCNICAS RELACIONADAS CON LA OPERACIÓN Y CALIDAD DEL SERVICIO**

Es responsabilidad de los Centros de Despacho y de los Transportadores coordinar y operar respectivamente las Interconexiones cumpliendo los criterios de seguridad y calidad establecidos en la Ley Aplicable.

- 4.2 OBLIGACIÓN PARA MANTENER REGISTROS DE INFORMACIÓN.** Cada Operador del Sistema mantendrá disponible en todo momento y por un término no inferior a dos (2) años, toda la información veraz y registros adecuados relacionados con la operación coordinada de las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo o con el presente Acuerdo.

La obligación de almacenamiento y revelación de información aquí establecida se pacta solo para las actividades relacionadas con Operación del Sistema, en consecuencia, ello se





## ACUERDO OPERATIVO INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR

acuerda sin perjuicio de cualquier otro término u obligación para el almacenamiento o la revelación de información aplicable a los Operadores del Sistema respecto de las solicitudes efectuadas por autoridades, los agentes o personas en su respectivo territorio de acuerdo con la Ley Aplicable.

Toda la información técnica, operativa y comercial que se intercambie en el desarrollo del presente Acuerdo Operativo, debe manejarse con transparencia, se entiende que es suministrada de buena fe. Los Centros de Despacho intercambiarán información relacionada con la operación de las interconexiones con la periodicidad y por el medio de comunicación definido en el presente Acuerdo y en la Ley Aplicable.

**4.2.1 Confidencialidad.** Toda la información intercambiada por las Partes en relación con este Acuerdo no será considerada confidencial, excepto:

- (i) Las ofertas de precios de la energía de importación y exportación previas a su publicación.
- (ii) Que sea claramente marcada como confidencial en el texto mismo o en el documento remitido; o
- (iii) Que una Parte informe previamente a la Otra Parte el tipo de información que tiene carácter confidencial.

En el evento que cierta información sea declarada como confidencial por una Parte, ésta no podrá ser revelada por la Otra Parte, excepto que exista autorización previa y por escrito de la Parte que revela la información o corresponda a un requerimiento judicial o de autoridad competente

La información considerada no confidencial será de libre circulación solamente entre los Centros de Despacho de los dos países.

### 5.1 CAMBIOS EN LAS INSTALACIONES

Cuando se requiera efectuar cambios en las instalaciones asociadas a las interconexiones, éstos podrán efectuarse bajo común acuerdo entre los Transportadores y coordinados con los respectivos Centros de Despacho.

### 5.2 NOMENCLATURA

La nomenclatura operativa de los equipos de maniobra (disyuntores y seccionadores) ubicados en las Subestaciones Frontera, es establecida por cada Transportador. Los



## ACUERDO OPERATIVO INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR

cambios de nomenclatura que un Transportador considere procedente realizar en una subestación asociada a las Interconexiones, deben ser notificados por el Centro de Despacho del país correspondiente al otro Centro de Despacho, con al menos 15 días de anticipación.

Los diagramas unifilares de las subestaciones frontera y de los sistemas eléctricos de Ecuador y Colombia se presentan en el Anexo 1.

En cada Subestación Frontera de las Interconexiones, el responsable en cada país, instalará los equipos de supervisión necesarios que le permitan al Centro de Despacho respectivo tener en tiempo real las señales de voltaje, potencia activa, reactiva, posición de equipos de maniobra y de los equipos de compensación de las Interconexiones según se establezca en la reglamentación de cada país. Las variables a ser supervisadas en cada Subestación Frontera de un país deberán estar disponibles para el otro país en tiempo real y en un protocolo estándar, a solicitud de éste, requerimiento que podrá cumplirse a través de los enlaces entre los Centros de Despacho.

Adicionalmente, las Subestaciones Frontera de las Interconexiones, con niveles de voltaje iguales o superiores a 220 kV, deberán contar con equipos registradores de fallas y de análisis de eventos (SOE). Inicialmente, por un período estimado de seis (6) meses, la subestación Pomasqui no contará con estos equipos.

### 7.1 INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN PARA ESTUDIOS

Los Centros de Despacho acuerdan intercambiar la información necesaria con el objeto de realizar de manera adecuada los estudios eléctricos y energéticos.

#### 7.1.1 Información para estudios eléctricos

Se realizará intercambio de las bases de datos para análisis eléctricos de los dos países, debiendo considerarse como mínimo, la siguiente información:

- Parámetros de líneas.
- Sistemas de protecciones disponibles. Cambio en configuraciones topológicas.
- Entrada de unidades de generación.
- Pronósticos de demanda.

**ACUERDO OPERATIVO  
INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR**

- Expectativas de despacho de unidades de generación.
- Estrategias de control de voltaje.
- Esquemas de desconexión de carga.

Esta información deberá mantenerse actualizada, para lo cual cada país deberá suministrarla cada vez que se presente una modificación a dicha información. En todo caso, las bases de datos o información serán entregadas en el formato correspondiente al programa DIGSILENT Power Factory, compatible o en hoja electrónica.

### 7.1.2 Información para estudios energéticos

Los Centros de Despacho realizarán los estudios energéticos de acuerdo con la reglamentación vigente en cada país, para lo cual intercambiarán las bases de datos de los dos sistemas cuando se considere necesario. La información requerida, incluye entre otros, los siguientes aspectos:

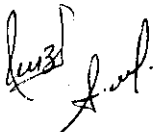
- ◆ Curva de duración de carga.
- ◆ Demanda de energía por bloque (3 y 5 bloques), para el período de análisis (5 años).
- ◆ Plan de mantenimientos para el primer año.
- ◆ Factores de participación nodal ( para la distribución de la demanda por barras).
- ◆ Costos de combustibles, rendimiento y costos de operación y mantenimiento, y su evolución durante el horizonte de estudio.
- ◆ Costos de racionamiento para cada segmento de demanda .
- ◆ Información técnica de las centrales hidráulicas y térmicas.
- ◆ Información de las cadenas ( esquemas topológicos).
- ◆ Características y restricciones operativas de los embalses.
- ◆ Caudales a nivel mensual para cada estación hidrológica.
- ◆ Plan de Expansión de Generación y Transmisión.
- ◆ Restricciones Eléctricas.
- ◆ Tasa de Descuento.
- ◆ Indices de Indisponibilidad de unidades de generación y elementos de transmisión.
- Reserva rodante para regulación de frecuencia.

Las bases de datos o información serán entregadas en el formato correspondiente al programa MPODE-SDDP, o compatible.

### 7.1.3 Programas a utilizar para estudios

Se acuerda utilizar los siguientes programas para la realización de los estudios conjuntos de los dos sistemas:

- ◆ DIGSILENT: Mientras se considere pertinente, se realizarán las simulaciones del sistema eléctrico de potencia utilizando el software DIGSILENT Power Factory.
- ◆ ATP-EMTP: Programa de Transitorios Electromagnéticos.





## ACUERDO OPERATIVO INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR

- ♦ SDDP: Mientras se considere pertinente, se realizarán los estudios energéticos utilizando este software (SDDP - Stochastic Dual Dynamic Programming), en Colombia conocido como MPODE.

### 7.2 ESTUDIOS Y PRUEBAS DE DESEMPEÑO DE LOS SISTEMAS INTERCONECTADOS

#### 7.2.1 Estudios Eléctricos y Energéticos

Los Centros de Despacho realizarán o actualizarán coordinadamente los estudios necesarios para la operación interconectada de los sistemas con una periodicidad de al menos una vez al año. Dichos estudios analizarán y recomendarán las medidas a tomar y/o los equipos adicionales de protección y/o control que serán necesarios instalar en cada país para la operación interconectada de los sistemas, cumpliendo los niveles de calidad, seguridad y confiabilidad establecidos en la Ley Aplicable. Los estudios requeridos serán, entre otros, los siguientes:

- Estudios en estado estacionario.
- Estudios de corto circuito.
- Estabilidad dinámica y transitoria.
- Esquema de separación de áreas.
- Reserva para regulación de frecuencia y AGC.
- Análisis modal.
- Determinación de esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia y/o bajo voltaje.
- Determinación de esquemas de desconexión de generación.
- Transitorios electromagnéticos si se consideran necesarios.
- Coordinación de Protecciones.
- Estudios Energéticos de mediano y largo plazo.
- Otros estudios que conjuntamente definan los Centros de Despacho.

Se realizará intercambio de estudios entre los dos países, con la información que se considere necesaria para las revaluaciones periódicas por cada país.

Cuando los Centros de Despacho, como resultado de los estudios, recomienden pruebas reales de desempeño de las Interconexiones, las mismas serán ejecutadas siguiendo los procedimientos del presente Acuerdo y aquellos especiales que en conjunto definan los Centros de Despacho, en concordancia con lo establecido en la Ley Aplicable.

#### 7.2.2 Pruebas de Desempeño de la Operación de las Interconexiones

##### 7.2.2.1 Pruebas en las instalaciones de cada sistema

Previo a la ejecución de las pruebas de las interconexiones, el Transportador de cada país efectuará, cuando corresponda, las pruebas asociadas a su respectiva instalación, que básicamente son las siguientes:



**ACUERDO OPERATIVO  
INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR**

- ◆ Pruebas de Patio
- ◆ Pruebas FUNCIONALES
- ◆ Pruebas objeto y Primarias (punto a punto)

### **7.2.2.2 Pruebas del enlace entre sistemas**

En estas pruebas se registrará toda la información establecida en los protocolos respectivos, y se verificará el adecuado funcionamiento de los esquemas de supervisión, control y protección de la respectiva interconexión, así como el desempeño de los sistemas de los países ante la interconexión. Los resultados obtenidos en los estudios serán verificados con la información obtenida de los registradores de eventos y fallas.

Para proceder a las pruebas se realizarán los estudios correspondientes con el fin de identificar la configuración y medidas de seguridad requeridos para su ejecución. Básicamente las pruebas son las siguientes:

- ◆ Sistema de comunicación (voz y datos).
- ◆ Pruebas de teledisparo sin apertura de los interruptores.
- ◆ Pruebas de teledisparo con apertura de los interruptores.
- ◆ Pruebas end-to-end mediante la inyección digital de fallas (archivos "comtrade").
- ◆ Pruebas de energización en vacío desde cada extremo de la interconexión .
- ◆ Pruebas de sincronización en el extremo o extremos determinados en los estudios para las condiciones de demanda máxima, media y mínima. En el caso que la interconexión fuere radial, los sistemas se sincronizarán momentáneamente, en cuyo caso se procederá a su separación mediante disparos transferidos directos.
- ◆ Pruebas de comportamiento de los sistemas eléctricos para diferentes condiciones de transferencia de energía, con y sin estabilizadores de sistemas de potencia (PSS).
- ◆ Simulación de disparos transferidos directos por actuación del esquema de protección.
- ◆ Pruebas de regulación secundaria de frecuencia e intercambios a través del AGC, en los diferentes modos de operación.
- ◆ Otras pruebas que en conjunto definan los Centros Nacionales de Despacho, en concordancia con la Ley Aplicable.

Adicionalmente, durante las pruebas se registrarán los valores horarios de transferencia de potencia y energía.

### **7.3 INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN OPERATIVA**

Los Centros de Despacho intercambiarán información relacionada con la operación de las Interconexiones.

La información en tiempo real que debe estar disponible para cada Interconexión, sin estar limitada, es:



**ACUERDO OPERATIVO  
INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR**

- Flujo de potencia activa y reactiva por la interconexión.
- Voltajes de barras y de línea.
- Estado de los disyuntores.
- Frecuencia.
- Modo de regulación secundaria de frecuencia.

Inicialmente, y por un periodo no mayor a 24 meses, esta información se intercambiará a través de un canal de voz grabado.

Será de obligatorio intercambio la información correspondiente a las Consignaciones para el Mantenimiento de los equipos asociados a cada Interconexión, como se describe en los numerales 10.2 y 11.5 de este Acuerdo Operativo. Ésta se intercambiará con una periodicidad semanal vía fax.

Todo estado de emergencia que afecte directa o indirectamente a las Interconexiones, deberá ser informado por el Centro de Despacho correspondiente al sistema donde se originó el disturbio a través de un canal de voz, así como, suministrará dentro de la siguiente hora a su ocurrencia, un reporte del evento vía fax que incluya la siguiente información:

- Situación que ocasionó el estado de emergencia.
- Protecciones actuadas.
- Tiempo estimado de restablecimiento al estado normal.
- Condiciones operativas o restricciones que impidan la operación normal o la normalización de la transferencia programada.
- Desempeño en la operación del AGC.

Durante los estados de emergencia y de recuperación, los Centros de Despacho mantendrán una continua comunicación de voz con el fin de determinar la disponibilidad de la Interconexión.

La información de los Transportadores del país donde se produce un disturbio en la interconexión deberá contener los datos de los registradores de falla, y se procurará remitirlos al Centro de Despacho de su país de origen en un máximo de 24 horas luego de ocurrido el evento. De la misma manera, se procederá con el reporte de falla preliminar dentro de los dos (2) días hábiles siguientes a la ocurrencia del evento.

La información de los registradores de falla se remitirá en medio magnético .

El Centro de Despacho correspondiente al sistema donde se originó el disturbio procederá de acuerdo a lo establecido en el Anexo 4, en relación con el informe preliminar del evento y, si el caso amerita, con relación al informe definitivo y presentación de los estudios orientados a minimizar la ocurrencia de nuevos eventos que afecten a las Interconexiones.





## ACUERDO OPERATIVO INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR

### 8.1 CRITERIOS DE SEGURIDAD

#### 8.1.2 Reserva de Potencia Activa

La reserva deberá estar distribuida en el Sistema Eléctrico de los dos (2) países operando interconectados, y considerará el uso efectivo de la misma ante un evento, el tiempo necesario para su operación, las limitaciones de transmisión y los requerimientos de las áreas de control.

Cada país debe proveer como mínimo las Reservas Operativas suficientes para la regulación primaria y regulación secundaria de frecuencia para los estados normal y de emergencia, así como para mantener los intercambios internacionales programados. Los Centros de Despacho coordinarán de forma oportuna la realización de los estudios de las posibles configuraciones de Interconexión de los países, con el objeto de identificar la reserva que debe mantenerse para maximizar las transacciones internacionales. Dichos estudios definirán los umbrales y temporización de subfrecuencia, sobrefrecuencia y rata de cambio de la frecuencia ante la cual se deberá proceder a la apertura automática de la interconexión.

#### 8.1.3 Reserva para regulación primaria de frecuencia

Los sistemas interconectados utilizarán la reserva rodante de regulación primaria de frecuencia de todos los generadores sincronizados y habilitados por los Centros de Despacho de cada país. Los parámetros de reserva rodante para regulación primaria más apropiados para la seguridad y calidad operativas de los sistemas eléctricos operando en forma sincronizada, así como el ajuste de la banda muerta y el rango de estatismo de las unidades generadoras, serán definidos con base a la Ley Aplicable.

#### 8.1.4 Reserva para regulación secundaria de frecuencia y control de intercambio neto

Cada país utilizará su Reserva Rodante para regulación secundaria de frecuencia para el control automático de generación (AGC) en el modo de "control de frecuencia e intercambio neto", conocido como TLB.

Cada país operará con suficiente capacidad de generación bajo control automático (AGC) para cumplir con sus obligaciones de balancear continuamente su generación con su carga y sus programas de intercambio internacional.

#### 8.1.5 Reserva de Potencia Reactiva

Cada Centro de Control velará por mantener suficiente Reserva Reactiva tendiente a controlar el flujo de potencia reactiva a través de la Interconexión, y para mantener los



## ACUERDO OPERATIVO INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR

voltajes dentro de los límites adoptados en cada una de las Subestaciones Frontera correspondientes.

Cada Centro de Control operará y mantendrá continuamente Reservas de Potencia Reactiva, proveniente de equipos de generación y equipos de compensación reactiva, tanto inductiva como capacitiva, adecuada para su utilización frente a contingencias.

Los Centros de Despacho, en forma conjunta adelantarán estudios tendientes a definir los voltajes objetivo y los rangos de variación aplicables a cada una de las Subestaciones Frontera de las interconexiones según lo establecido en la Ley Aplicable. Adicionalmente, podrán identificar la necesidad de instalación de equipos de compensación en algunos sistemas tendiente a hacer viables o incrementar los intercambios internacionales.

Como resultado de los estudios se definirán los umbrales y temporización para sobrevoltaje y subvoltaje ante el cual se deberá proceder a la apertura automática de la Interconexión.

### 8.1.6. Esquemas de Desconexión de Carga

Sobre la base de estudios eléctricos conjuntos, los Centros de Despacho acordarán los umbrales y los porcentajes de carga a ser considerados en las diferentes etapas de los Esquemas de Desconexión de carga, en concordancia con la Ley Aplicable.

Es responsabilidad de cada Centro Nacional de Despacho la coordinación para la implementación en su país de los referidos esquemas.

### 8.1.7. Esquemas de Desconexión Automática de Generación

Con el objeto de mantener las Interconexiones y sobre la base de estudios eléctricos conjuntos, los Centros Nacionales de Despacho definirán sobre la conveniencia o no de instalar Esquemas de Desconexión Automática de Generación, en concordancia con la Ley Aplicable.

Es responsabilidad de cada Centro Nacional de Despacho la coordinación para la implementación en su país de los referidos esquemas.

### 8.1.8 Oscilaciones de Potencia

Los Centros de Despacho en forma conjunta deberán realizar estudios de estabilidad dinámica y de pequeña señal (análisis modal) con el objeto de evaluar el desempeño de los sistemas eléctricos sincronizados en su conjunto. Se deberá identificar la naturaleza de las oscilaciones (tipificación de modos locales, entre máquinas, entre plantas y entre países), frecuencias de oscilación características, relación de amortiguamiento y factores de participación de los generadores.



## ACUERDO OPERATIVO INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR

Los estudios se desarrollarán para un conjunto de escenarios que incluyan diferentes composiciones del parque generador e intercambios de potencia entre países, tales que reflejen las particularidades operativas del sistema eléctrico y se encuadren dentro de las condiciones de mayor exigencia de la transmisión. Asimismo, se considerarán muy especialmente aquellas situaciones de indisponibilidad de elementos de transmisión cuya salida conduzca a un debilitamiento de la red de transmisión o a la partición del sistema en dos o más islas.

En caso que los niveles de amortiguamiento determinados sean inaceptables para la operación, se estudiará las soluciones de reconfiguración y/o de control que permitan incrementar el amortiguamiento o eliminar el modo de oscilación problemático. Consecuentemente, hasta tanto no se implementen las soluciones recomendadas, se restringirá el uso de la interconexión correspondiente.

Los estudios deberán proponer las protecciones específicas, con su correspondiente temporización, para la desconexión automática de la interconexión frente a Oscilaciones sostenidas.

### 8.2 CRITERIOS DE CALIDAD

#### 8.2.1 Calidad de Frecuencia

La Frecuencia Objetivo para la operación interconectada de los sistemas será 60.0 Hz.

Las variaciones permitidas de la frecuencia serán de (+/-) 0.15 Hz bajo condiciones de operación normal del AGC, caso contrario, este valor podrá llegar hasta (+/-) 0.20 Hz.

Para el caso de interconexiones radiales el valor de la variación será el que se encuentre establecido en el país suministrador. En caso de que el sistema suministrador ajuste la Frecuencia a otro valor que no sea el valor nominal (60.0 Hz), ésta será notificada en el momento de la programación del intercambio, con lo cual el sistema receptor tendrá conocimiento de la misma y podrá o no aceptar el intercambio en esas condiciones.

#### 8.2.2 Calidad del Voltaje en los Nodos de Interconexión

Los Centros de Despacho efectuarán coordinadamente los estudios correspondientes para definir para cada Interconexión en particular, los voltajes objetivo y las variaciones permisibles de voltaje tendientes a garantizar las condiciones de calidad y seguridad de la operación interconectada. Dichas definiciones guardarán concordancia con lo definido en la Ley Aplicable.

Las variaciones que en tiempo real excedan las tolerancias permitidas, deberán ser justificadas por el Centro de Despacho del sistema en el que se originó el disturbio, a los Centros de Despacho de los sistemas afectados.



## ACUERDO OPERATIVO INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR

### 8.2.3 Calidad de la Potencia - Armónicos

En cada Subestación Frontera de una interconexión (punto de acople común - PCC) cada país deberá cumplir la recomendación ANSI IEEE o la norma internacional IEC adoptada por la Ley Aplicable.

En caso de que un país no esté cumpliendo la norma adoptada, deberá tomar las medidas tendientes a la solución del problema. En última instancia se procederá a la apertura de la interconexión para evitar la propagación del mismo.

Los estudios conjuntos que adelanten los Centros de Despacho determinarán las medidas adicionales a tomar en caso de detectarse la presencia y/o la magnificación (resonancias) de problemas de armónicos al operar las Interconexiones de modo sincronizado.

### 8.2.4 Calidad de la Potencia - Flicker

En cada Subestación Frontera de las Interconexiones (PCC) cada país deberá cumplir la recomendación ANSI IEEE o la norma internacional IEC adoptada por la Ley Aplicable.

En caso de que un país no esté cumpliendo la norma adoptada, deberá tomar las medidas para solucionar el problema. En última instancia se procederá a la apertura de la interconexión para evitar la propagación del mismo.

Los estudios conjuntos que adelanten los Centros de Despacho determinarán las medidas adicionales a tomar en caso de detectarse la presencia y/o la magnificación del problema de flicker al operar las interconexiones de modo sincronizado.

## 9.1 GENERALIDADES

Los valores de transferencia que se definan en los estudios correspondientes deberán procurar que ante una falla en una Interconexión, los sistemas estarán en capacidad de soportar el desbalance generación-carga que se origine por la desconexión.

Adicionalmente, deberá establecerse el valor máximo de transferencia de potencia ante el cual la Interconexión correspondiente se abrirá automáticamente. Se tendrán en cuenta los Esquemas de Desconexión de Carga, por baja frecuencia y bajo voltaje, implementados en cada país, según corresponda.

Estos aspectos deberán considerarse en los estudios que al respecto deben elaborar los Centros de Despacho, los cuales se ejecutarán en concordancia con la Ley Aplicable.



## ACUERDO OPERATIVO INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR

### 9.2 MÁXIMAS CAPACIDADES DE TRANSFERENCIA

Los Centros de Despacho elaborarán periódicamente y de forma coordinada los estudios requeridos para determinar las máximas transferencias posibles para importación y exportación, tanto en estado normal como de emergencia, teniendo en cuenta la información de las instalaciones asociadas a las Interconexiones declarada por los Transportadores.

Para la operación de la interconexión se tendrán en cuenta los límites de intercambio.

Ante una condición de contingencia y/o disturbio (emergencia), en coordinación entre los Centros de Despacho se permitirán valores de transferencia superiores a los normales y en ningún caso por encima del límite de emergencia. En esta última condición, un esquema de separación automático abrirá la Interconexión.

### 9.3 OTRAS LIMITACIONES

Los Centros de Despacho elaborarán de forma coordinada los estudios requeridos para determinar las limitaciones de la red, tanto en estado normal como de emergencia, para importación y exportación.

La transferencia máxima estará sujeta a la disponibilidad de potencia en el sistema suministrador y a las limitaciones de su red interna, con los niveles de calidad, seguridad y confiabilidad exigidos en la Ley Aplicable.

## 10.1 PROGRAMACIÓN DE LOS INTERCAMBIOS DE POTENCIA Y ENERGÍA

### 10.1.1 Generalidades

La programación de intercambios se hará con resolución horaria, y los mismos serán el resultado de los despachos económicos coordinados de los dos países, según las capacidades y disponibilidades de las Interconexiones y de sus precios.

Para este proceso, deberán seguirse las reglas adoptadas en la Ley Aplicable para el Despacho Coordinado entre los países.

### 10.1.2 Procedimiento para el Despacho Coordinado

CENACE y CND realizarán el Despacho Económico Coordinado de acuerdo con la ley aplicable en cada uno de los países.

*Handwritten signature*



## ACUERDO OPERATIVO INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR

### 10.1.3 Servidor de Despacho Coordinado

CENACE y CND acuerdan la utilización de un servidor, denominado Servidor de Despacho Coordinado, con las correspondientes aplicaciones para ingresar, modificar y procesar las curvas de precios de oferta para exportación e importación a través de los Enlaces Internacionales.

CENACE y CND acordarán conjuntamente los esquemas de seguridad para el acceso y procesamiento de la información en este Servidor de Despacho Coordinado, de tal forma que se garantice la confiabilidad y confidencialidad de estos procesos.

CENACE y CND se reservan el derecho a realizar en cualquier momento, auditorías para garantizar los objetivos descritos en el párrafo anterior. Los costos de estas auditorías serán cubiertos por el solicitante de las mismas.

El acceso a este servidor podrá ser realizado a través de Internet o cualquier medio de comunicación que acuerden CENACE y CND.

Es responsabilidad de cada uno de los Operadores de Sistema implementar los esquemas de acceso principal y de respaldo, así como los planes de contingencia para minimizar el riesgo de no colocar oportunamente la información descrita relacionada con el Despacho Económico Coordinado.

### 10.1.4 Redespacho

Cuando se presenten eventos que impliquen cambios en la programación de las Transacciones Internacionales de Energía, se efectuarán los redespachos correspondientes con base en las causales y períodos de tiempo definidos en la Ley Aplicable.

Durante el período comprendido entre la solicitud de un redespacho y el inicio de su vigencia, se considerarán las transacciones como Autorizadas.

## 10.2 Programación de Mantenimientos

### 10.2.1 Generalidades

La programación de los trabajos asociados a las interconexiones, solicitados por los Transportadores, será coordinada por los Centros de Despacho respectivos, observando los plazos establecidos en la Ley Aplicable.

Para la programación semanal los plazos son los siguientes:





## ACUERDO OPERATIVO INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR

- En Colombia, las consignaciones para la semana siguiente (lunes a domingo) se solicitan al CND hasta las 08:00 horas del martes de la semana en curso; éstas son confirmadas por este último los días jueves hasta las 16:00 horas.
- En Ecuador, las consignaciones para la semana siguiente (jueves a miércoles) se solicitan al CENACE hasta las 15:00 horas del viernes de la semana en curso; éstas son confirmadas por este último los días martes siguientes hasta las 16:00 horas.

Los plazos arriba mencionados pueden ser modificados y notificados por el Centro de Despacho respectivo a su homólogo, de acuerdo con los cambios regulatorios que pudieren ocurrir en los respectivos países.

Cada Centro de Despacho, pondrá a disposición del Centro de Despacho del otro país, el programa de mantenimientos de los equipos asociados a las interconexiones internacionales o que puedan afectar la operación de las mismas, de acuerdo con los plazos definidos en la Ley Aplicable.

Los permisos de trabajo, tanto los programados como aquellos que son producto de una emergencia, estarán sujetos a una solicitud de consignación debidamente confirmada por medio escrito y medio electrónico, con los formatos establecidos en el Anexo 6, y telefónicamente por los Centros de Despacho de los dos países. Por tanto, esta consignación constituirá el documento que regirá la realización de trabajos en los enlaces internacionales.

Para el caso de mantenimientos y/o indisponibilidades en instalaciones propias de cada sistema, que restrinjan directamente el uso de las instalaciones de la Interconexión, el Centro de Despacho del país correspondiente notificará a sus homólogos afectados por dicha restricción.

Para la ejecución de los trabajos en las subestaciones adyacentes a las Interconexiones, que puedan afectar el comportamiento del sistema de control de las Interconexiones (UTR's, enlaces de comunicación, etc.), el responsable de las mismas deberá solicitar la autorización de consignación respectiva.

Para el caso de indisponibilidades ocasionadas por emergencias en instalaciones propias de cada sistema, que restrinjan directamente el uso de las instalaciones de la Interconexión, el Centro de Despacho del país correspondiente notificará de manera inmediata a su homólogo afectado por dicha restricción.

En la solicitud de consignación a ser presentada por el Centro de Despacho respectivo, se deberá cumplir con los siguientes requisitos mínimos de información:

- Equipo a ser consignado.
- Descripción detallada de los trabajos, especificando las medidas de seguridad a adoptarse.
- Restricciones e impacto sobre la operación normal.

**ACUERDO OPERATIVO  
INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR**

- Especificación de posible afectación a señales de supervisión y control.
- Fecha y período de ejecución.
- Responsable de la Consignación.
- Responsable del Trabajo.
- Fichas de maniobras, en caso de ser necesario.

Los trabajos en caliente en las líneas y en los equipos primarios asociados a las Interconexiones, deberán igualmente ser programados y coordinados entre los Centros de Despacho.

Si se requiriere efectuar un aplazamiento o una suspensión del mantenimiento, por condiciones imprevistas en cualquiera de los sistemas, el Centro de Despacho del país correspondiente notificará inmediatamente al otro Centro de Despacho involucrado.

### 11.1 PROCEDIMIENTO DE COMUNICACIÓN

Todas las comunicaciones operativas relacionadas con la coordinación de la operación de las Interconexiones, serán realizadas entre los Centros de Despacho (Nivel de Comunicación 1) y cumpliendo con el protocolo de comunicaciones acordado por los Centros de Despacho en el procedimiento del Anexo 3. En caso de existir algún impedimento que no permita establecer la comunicación entre los Centros de Despacho, ésta se realizará a través del Nivel de Comunicación 2 establecido en el numeral 4.2 del presente Acuerdo, para lo cual el Centro de Despacho coordinará con el Centro de Operación de Transmisión respectivo.

De igual manera, cuando no fuere posible establecer la comunicación directa entre los Centros de Despacho, los Centros de Operación Transmisión respectivos deberán cumplir el anterior procedimiento.

Las comunicaciones entre los Centros de Despacho y los Centros de Operación de Transmisión de un mismo país, seguirán los principios internos acordados por ellos de forma autónoma o aquellos definidos en su regulación.

Para efectuar esta coordinación, los medios de comunicación disponibles, en orden de prelación, serán los siguientes:

Nivel de Comunicación 1:

- Sistema de comunicación dedicado.
- Sistema de telefonía pública voz.





## ACUERDO OPERATIVO INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR

Nivel de Comunicación 2:

- Sistema de micro-onda o fibra óptica.
- Sistemas de PLC, PLP.
- Sistema de comunicación entre las subestaciones frontera.

Adicionalmente, los siguientes medios serán utilizados para intercambio de información que no requiera coordinación operativa en tiempo real:

- Sistema de telefonía pública fax.
- Sistema de Red Internet.
- Correo postal.

### 11.2 ENERGIZACIÓN Y DESENERGIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES

Los Centros de Despacho definirán en conjunto, según las condiciones de sus respectivos sistemas y de la Ley Aplicable, si la Interconexión a 230 kV se operará de forma radial o sincronizada entre sus sistemas. La Interconexión a 138 kV se operará de forma radial.

Las maniobras en las Subestaciones Frontera se coordinarán entre los Centros de Despacho y serán ejecutadas por los Transportadores respectivos, según corresponda. Dicha coordinación seguirá los procedimientos de ejecución de maniobras de cada país y los procedimientos de comunicación definidos en el numeral 11.1 del presente Acuerdo.

En términos generales, las líneas de interconexión se energizarán y/o desenergizarán desde cualquier extremo. Los Centros de Despacho realizarán periódicamente los estudios detallados con el objeto de definir las condiciones óptimas para realizar las maniobras de sincronización.

Las maniobras de conexión/desconexión y sincronización se harán siguiendo el protocolo establecido en el Anexo 5.

Cuando fuere necesario operar la Interconexión a nivel de 230 kV de forma radial, para abastecer una carga aislada del sistema de cualquiera de los países, con el propósito de no ocasionar interrupciones, antes de dar inicio al suministro se sincronizarán momentáneamente ambos sistemas.

En períodos en los que no se requiera utilizar la Interconexión, la línea asociada deberá permanecer en lo posible energizada desde cualquiera de los dos extremos. El uso de la línea en vacío será compartido por los dos sistemas en períodos de un (1) mes calendario y de manera alternada, independientemente de si existió en ese mes algún intercambio de energía o períodos de indisponibilidad por efectos de mantenimientos y/o fallas, o como lo acuerden los Centros de Despacho.



**ACUERDO OPERATIVO  
INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR**

**11.3 CONTROL DE VARIABLES ELÉCTRICAS: POTENCIA ACTIVA, POTENCIA REACTIVA, VOLTAJE Y FRECUENCIA**

**11.3.1 Control de Potencia Activa**

**11.3.1.1 Operación sincronizada**

Quando los sistemas operen sincronizados, la corrección de las desviaciones del flujo de potencia en la Interconexión se hará de forma automática, mediante el Control Automático de Generación (AGC) de cada país. Se mantendrá un valor de potencia a ser suministrado cada hora de acuerdo con los intercambios programados en cada interconexión. Dichos intercambios serán controlados por los respectivos Centros de Despacho, minimizando la Energía Inadvertida que se pudiera presentar y teniendo en cuenta los períodos de modificación del intercambio acordado.

La operación sincronizada implica la regulación de Frecuencia en caso de eventos, situaciones bajo las cuales se producirán desvíos frente a los intercambios programados, que serán autorizados como reguladores del sistema.

Para el correcto funcionamiento del AGC en cada país, se requiere la sintonización de las variables de control (rangos de control, constantes de tiempo, filtros de medidas, bandas muertas entre otras) de tal forma que no se presenten inconvenientes en la operación de la Interconexión. Esta sintonización se realizará previo acuerdo entre CENACE y CND mediante documento que se actualizará periódicamente a más tardar en el mes de junio de cada año, o según lo consideren ambas partes por cambios topológicos o entrada/salida de elementos que afecten la función de control. Dichos parámetros deberán estar en concordancia con la Ley Aplicable.

**11.3.1.2 Operación Normal:**

Los programas AGC de ambos países operarán en el modo de intercambio constante con polarización de frecuencia "Tie Line Bias". Bajo este modo de operación cada país debe manejar su propio valor de BIAS.

La banda de tolerancia para desviaciones de energía (Energía Inadvertida), respecto al Despacho Económico Coordinado, será de (+/-) 5%. Para el caso de intercambio nulo (0 MW) la tolerancia permisible será el doble de la banda muerta del AGC expresado en MWh.

Quando los sistemas operen en forma sincronizada podrán prestarse el servicio de regulación de Frecuencia entre si, lo cual será coordinado entre los Centros de Despacho.

*Lucas  
f. conf.*



## ACUERDO OPERATIVO INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR

El tratamiento comercial del servicio de regulación de Frecuencia corresponderá al establecido en la Ley Aplicable.

### 11.3.1.3 Operación ante Eventos en el Sistema de Control:

- Ante la pérdida de la medida del intercambio de la Interconexión con la que opere el AGC en alguno de los dos países, el programa debe pasar automáticamente a modo de control de Frecuencia. De ser necesario se suspenderá el Intercambio entre ambos países.
- Ante la pérdida de la medida de frecuencia con la que opera el AGC en alguno de los dos países, deberá suspenderse automáticamente la funcionalidad del programa AGC. De ser necesario se suspenderá el Intercambio entre ambos países.
- Si por algún Evento, el AGC del CENACE quedase indisponible para controlar automáticamente la regulación secundaria de Frecuencia, el CENACE como responsable de la Frecuencia en el sistema ecuatoriano, podrá solicitar el servicio de control automático de generación (AGC) al CND especificando cuáles unidades estarían disponibles para dicho servicio y durante cuanto tiempo se efectuaría el control. Dicho servicio se prestará si la Ley Aplicable así lo permite.

### 11.3.1.4 Operación radial

Cuando una carga de uno de los sistemas es abastecida por el otro sistema de forma radial, el valor de potencia a ser suministrado cada hora será de acuerdo a una curva de carga previamente entregada por el sistema importador.

### 11.4 Control de Potencia Reactiva

Los Centros de Despacho mantendrán los niveles de voltaje dentro de los rangos de calidad y seguridad establecidos en la Ley Aplicable para la operación de los enlaces internacionales, y coordinarán y controlarán la transferencia de potencia reactiva a través de las Interconexiones.

Cada Centro de Despacho coordinará la Operación de los elementos disponibles para el control de voltaje, de forma tal que los voltajes en las barras de interconexión se mantengan dentro de los límites máximos y mínimos establecidos en la Ley Aplicable.

Si un sistema no pudiere mantener niveles adecuados de voltaje con sus recursos disponibles, podrá solicitar, si la Ley Aplicable lo permite, la asistencia de otros países mediante acuerdos bilaterales.

Los países mantendrán, preferentemente, los generadores con el control automático de voltaje (AVR) dentro de la curva de capacidad P, Q controlando voltaje, a menos que



## ACUERDO OPERATIVO INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR

surja la necesidad de operar en modo manual debidamente autorizados por el respectivo Centro de Despacho.

### 11.5 COORDINACIÓN DE LA EJECUCIÓN DE CONSIGNACIONES

#### 11.5.1 Generalidades

Los trabajos en los equipos asociados a las Interconexiones se realizarán de acuerdo a lo establecido en la Ley Aplicable.

Si las condiciones operativas obligan a que una consignación autorizada no puede llevarse a cabo, el CENACE o el CND podrá reprogramarla, debiendo comunicar esta decisión al solicitante tan pronto como le sea posible, informándole la causa de la reprogramación.

La duración de la consignación deberá ser acatada y cumplida. En caso de requerirse ampliación del plazo, ésta deberá ser informada y justificada al Centro de Despacho correspondiente como mínimo con dos (2) horas de anticipación a la hora prevista de finalización, el cual a su vez informará al otro Centro de Despacho.

El personal de mantenimiento de una instalación no podrá ordenar o ejecutar maniobras adicionales a las contempladas en la Consignación.

#### 11.5.2 Consignación del Equipo

Los Centros de Despacho coordinarán la ejecución de las maniobras al Centro de Operación de Transmisión correspondiente y mantendrán una comunicación permanente mientras duren los trabajos de mantenimiento.

Para que una parte o todo el equipo quede consignado, se deben cumplir las medidas de seguridad requeridas para el cumplimiento del trabajo solicitado.

Terminada la última maniobra, el Operador de la instalación deberá colocar las tarjetas de señalización que sean necesarias, en el o los dispositivos de control del equipo consignado.

El responsable de la ejecución de los trabajos deberá constatar y confirmar que efectivamente el equipo está desenergizado y consignado.

El personal de mantenimiento de una instalación no podrá ordenar o ejecutar maniobras adicionales a las contempladas en la consignación.

El personal de operación de una instalación no podrá ordenar o ejecutar maniobras de consignación o liberación de un equipo consignado, sin la autorización del Centro de Operación de Transmisión, previa coordinación con el Centro de Despacho respectivo.



## ACUERDO OPERATIVO INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR

### 11.5.3 Devolución y Normalización del Equipo

La devolución de un equipo en mantenimiento, o declaración de su disponibilidad operativa, especialmente en el caso de líneas de transmisión, debe hacerla el Transportador al Centro de Despacho respectivo, quien a su vez notificará al Centro de Despacho del otro país.

Los Centros de Despacho ordenarán al Transportador correspondiente, las maniobras respectivas para la puesta en servicio del equipo consignado, si es el caso.

En caso de que un equipo fuere devuelto con alguna restricción, ésta no debe ser obstáculo para su puesta en operación, entendiéndose solamente como una limitación en su capacidad. Esta restricción deberá quedar claramente definida y reportada a los Centros de Despacho respectivos.

### 11.6 ESTADOS OPERATIVOS DE LAS INTERCONEXIONES: NORMAL, ALERTA Y DE EMERGENCIA

#### 11.6.1 Operación en Estado Normal

Es el estado del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional en el que se mantienen los intercambios internacionales programados por los Centros de Despacho dentro de los parámetros normales de seguridad y calidad establecidos en la Ley Aplicable.

#### 11.6.2 Operación en Estado de Alerta

Es el estado del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional que se encuentra operando bajo condiciones normales de operación, pero que de no tomarse acciones correctivas en el corto plazo, las variables de control excursionarían fuera de las bandas de tolerancia.

Para este estado operativo se tomará en cuenta lo siguiente:

- a. Cuando el Estado de Alerta sea declarado por algún Centro de Despacho, éste en coordinación con su homólogo deberán disponer las acciones necesarias para restablecer el Estado Normal de operación, o en caso de serias limitaciones de las condiciones operativas, tratar que éstas no decaigan y conduzcan a la Interconexión al Estado de Emergencia.
- b. De ser necesario, los Centros de Despacho coordinarán la reprogramación de los intercambios de potencia y energía activa con la finalidad de que la operación mantenga los criterios de seguridad, calidad y economía del suministro.
- c. Se considera que en el Estado de Alerta no deben actuar los esquemas de desconexión de carga y generación implantados en los sistemas.

**ACUERDO OPERATIVO  
INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR**

### **11.6.3 Operación en Estado de Emergencia**

El Estado Operativo de Emergencia es aquel en el que, como consecuencia de un Evento en el Sistema Eléctrico Interconectado, una o varias Interconexiones Internacionales no están operando dentro de los parámetros normales de seguridad y calidad, o cuando se presente peligro para la vida de las personas y/o integridad de las instalaciones.

Una vez declarado este Estado de Emergencia operativo, por parte de algún Centro de Despacho, éste deberá coordinar con su homólogo lo siguiente:

- a. Las acciones necesarias para restablecer el Estado Normal de operación, o en caso de serias limitaciones de las condiciones operativas, tratar que éstas no conlleven a un colapso.
- b. Una vez evaluadas las condiciones operativas de los sistemas, por parte de los Centros de Despacho respectivos, se tomará la decisión de mantener la interconexión o abrirla para minimizar el impacto sobre la operación interconectada.
- c. Una vez lograda la estabilidad o las condiciones normales de operación de la Interconexión, y de ser necesario, los Centros de Despacho coordinarán la reprogramación de los intercambios de potencia y energía activas con la finalidad de que la operación mantenga los criterios de seguridad, calidad y economía del suministro.

Las acciones operativas en estado de emergencia se describen en el Anexo 2.

### **11.6.4 RESTABLECIMIENTO DE LAS INTERCONEXIONES**

Ante la pérdida de una Interconexión, los Centros de Despacho de los países involucrados deberán iniciar coordinadamente, y con base a la información intercambiada, el proceso de recuperación, facilitando la normalización de las áreas afectadas con rapidez y seguridad.

Los Centros de Despacho se comunicarán permanentemente y de manera coordinada dispondrán las maniobras de normalización de la red asociada a la interconexión, de acuerdo a las siguientes fases:

#### **a. Fase de reconocimiento:**

Los Centros de Despacho intercambiarán la información correspondiente de conformidad a lo establecido en el numeral 7.3 del presente Acuerdo Operativo.

La prueba de energización de la Interconexión se efectuará bajo la coordinación de los Centros de Despacho, previa solicitud de los respectivos Centros de Operación de Transmisión





**ACUERDO OPERATIVO  
INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR**

Si el ensayo fuere fallido, los Centros de Despacho procederán a ordenar el despeje y puesta a tierra de la línea respectiva, declarándola indisponible. A continuación los Transportadores efectuarán la revisión de la línea en su respectivo tramo y de acuerdo con las señalizaciones obtenidas de los registradores de fallas y eventos. El tramo de línea de la Interconexión compartido en la frontera será inspeccionado en conjunto por los Transportadores involucrados.

Si la apertura de la Interconexión fuere producto de un Evento mayor que ocasione que una o ambas de las Subestaciones Frontera quede sin voltaje, previo a proceder con el proceso de restablecimiento de la Interconexión, los Centros de Despacho ordenarán a los Transportadores respectivos, la apertura de todos los disyuntores asociados a la Subestación Frontera que se encuentre sin voltaje.

**b. Fase de recuperación:**

Después de la fase de reconocimiento, las acciones de recuperación se realizan en dos etapas:

**b.1 Etapa de autorestablecimiento:**

Tan pronto como fuere posible, cada Centro de Despacho iniciará las maniobras de autorestablecimiento y mantendrá oportunamente informado al otro Centro de Despacho respecto a la condición de su sistema.

**b.2 Etapa coordinada:**

En esta etapa de recuperación los Centros de Despacho deben dar continuidad al proceso, coordinando la sincronización de la Interconexión Internacional y recuperando las cargas que aún estuvieren fuera de servicio.

Para aquellos casos en que el evento implique que una o más áreas de los países queden sin servicio, los mismos acuerdan prestarse la mayor colaboración posible tendiente a restablecer lo más rápidamente el servicio en dichas áreas. Lo anterior puede incluir, por ejemplo, el suministro de un país al otro, de permitirlo la Ley Aplicable, de la energía necesaria para arrancar unidades de generación ubicadas en las áreas sin servicio o para iniciar el restablecimiento desde el otro país.



**ACUERDO OPERATIVO  
INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR**

- El Transportador responsable de cada país deberá instalar en el extremo correspondiente de la Interconexión, los equipos de protección necesarios que garanticen la desconexión inmediata y confiable de la misma ante fallas que así lo ameriten.
- Los estudios de los sistemas de protecciones deben ser coordinados entre los Centros de Despacho, respetando los límites y restricciones declarados por los Transportadores al respectivo Centro de Despacho.
- Cada Transportador es el responsable de mantener y efectuar los ajustes de los sistemas de protección en el extremo de la Interconexión correspondiente.
- Cada Centro de Despacho deberá coordinar con su homólogo y con los Transportadores correspondientes, las pruebas necesarias para mantener un alto grado de confiabilidad del sistema de protecciones.
- El mantenimiento e intervención de los sistemas de protecciones asociados a la Interconexión se regirán por el procedimiento de Consignación, establecido en el numeral 11.5 de este Acuerdo.

De los estudios de protecciones sistémicas ejecutados por CENACE y CND se obtendrán:

1. Los ajustes de los relés de verificación de sincronismo.
2. El ajuste del esquema para control de sobrevoltajes.
3. El ajuste del esquema de separación de áreas.
4. Los ajustes de las zonas 3 de las funciones distancia.
5. Los ajustes de las funciones de bloqueo por oscilación de potencia.
6. Los ajustes de los tiempos de zona 2 para cambio de grupo de ajustes acorde con el criterio de tiempo crítico de estabilidad para despeje de fallas.

### **13.1 GENERALIDADES**

- En cada Subestación Frontera de las Interconexiones se instalarán y mantendrán, por el responsable en cada país, los equipos de medición necesarios para cumplir con los propósitos de operación y facturación.
- Los equipos de medición de energía activa y reactiva que se instalen en las Subestaciones Frontera de las Interconexiones, deberán estar en conformidad a lo establecido en la Ley Aplicable.
- El correcto funcionamiento de los equipos para medición comercial de los intercambios en las Interconexiones estará a cargo de los responsables de cada país, de acuerdo con la Ley Aplicable.





## ACUERDO OPERATIVO INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR

- Los equipos de medición de energía activa y reactiva instalados serán contrastados y de ser necesario calibrados, por lo menos una vez al año, de acuerdo con el procedimiento establecido en el presente Acuerdo.
- Para la realización de la contrastación y calibración de los Contadores de Energía es indispensable la presencia de los representantes de los países involucrados. Los Centros de Despacho coordinarán tanto la realización de las pruebas como la asistencia de los responsables de los Contadores de Energía, quienes deberán elaborar el informe de resultados.
- Al inicio de la operación de una Interconexión internacional y posterior a cualquier intervención a los equipos de medición, se deberá efectuar la contrastación y calibración según los procedimientos definidos en el presente Acuerdo.
- En caso de que un Contador de Energía presentare fallas de funcionamiento, bien sea que deje de registrar o que mostrare registros errados, la parte responsable procederá a efectuar el mantenimiento correctivo requerido y coordinará con los Centros de Despacho su contrastación en presencia de las partes involucradas.
- Cuando un Contador de Energía, después de ser contrastado y calibrado, presentare un error mayor a la clase de precisión requerida, será excluido del sistema de medición. La parte responsable deberá sustituirlo por otro que cumpla con la precisión requerida.

### 13.2 CONTRASTACIÓN Y CALIBRACIÓN DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y REACTIVA

#### 13.2.1 Procedimiento Previo para la Contrastación y/o Calibración

Previo a la contrastación de un Contador de Energía activa o reactiva se deberá tramitar los permisos de consignación ante los Centros de Despacho respectivos, como se define en los numerales 10.3 y 11.5 del presente Acuerdo Operativo.

#### 13.2.2 Procedimiento para la Contrastación y/o Calibración

El método y el procedimiento de las pruebas a utilizar serán los definidos en la Ley Aplicable.

Los resultados obtenidos de la contrastación del equipo se compararán con la clase de precisión nominal requerida. En caso de encontrarse el contador fuera de la clase, se procederá a realizar una calibración, en caso contrario se procede a la puesta en servicio del mismo.

En caso de encontrarse que un contador presenta registros errados, el ajuste a las transacciones de energía se efectuará para el horizonte y forma en que se haya establecido en la Ley Aplicable .



**ACUERDO OPERATIVO  
INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR**

**14.1. Duración.** El presente Acuerdo tiene término indefinido pues se suscribe entre las Partes en desarrollo de la Decisión CAN y la Ley Aplicable. El mismo terminará o se suspenderá ante la ocurrencia de cualquiera de los Eventos previstos en este capítulo.

**14.2. Suspensión.** El presente Acuerdo se suspenderá y, por lo tanto, ninguna de las Partes estará obligada a cumplir con el mismo hasta tanto desaparezcan los eventos que dieron lugar a la suspensión, en cualquiera de los siguientes casos:

- (i) Por la ocurrencia de un Evento de Fuerza Mayor, Caso Fortuito o Evento Excusable cuya duración exceda dos (2) semanas; y
- (ii) Por cambio en la Ley Aplicable que imposibilite el cumplimiento de cualquier obligación esencial de las Partes bajo el presente Acuerdo. En este evento el Acuerdo se suspenderá mientras las Partes acuerdan las modificaciones necesarias, según lo establecido en la cláusula 15.12 del presente Acuerdo.

Ante la ocurrencia de cualquiera de los anteriores eventos, la Parte afectada deberá notificar por escrito a la Otra Parte dentro de las Setenta y Dos (72) horas siguientes al momento que tenga conocimiento de la ocurrencia de tal evento. El envío de la notificación suspenderá de inmediato el presente Acuerdo. En la notificación de suspensión del Acuerdo se detallará el evento y sus alcances así como las razones que se invocan para suspender el Acuerdo. La Parte receptora de la notificación de suspensión del Acuerdo tendrá Setenta y Dos (72) horas para manifestar si está conforme con las razones expuestas en la notificación. En caso que no se reciba respuesta a la notificación de suspensión, se entenderá que la suspensión ha sido aceptada. En caso que la respuesta a la notificación de suspensión del Acuerdo rechace la notificación de suspensión del acuerdo, se entenderá que ha ocurrido una diferencia entre las Partes y se procederá de inmediato con el procedimiento establecido en la cláusula 15.9 del presente Acuerdo.

Durante la suspensión del presente Acuerdo no habrá lugar al cumplimiento de obligación alguna ni al pago de penalidad o indemnización por la ocurrencia de dicho evento, en todo caso, la suspensión del Acuerdo no afectará o suspenderá la obligación de pago de cualquier suma debida hasta esa fecha.

**14.3. Terminación.** El presente Acuerdo terminará ante la ocurrencia de cualquiera de los siguientes eventos:

- (i) Por mutuo acuerdo escrito de las Partes;
- (ii) Por la ocurrencia de un Evento de Suspensión del Acuerdo que se mantenga por más de seis (6) meses consecutivos, excepto que las Partes de mutuo acuerdo y por escrito decidan extender dicho plazo;



**ACUERDO OPERATIVO  
INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR**

- (iii) Por la ocurrencia de un Evento de Suspensión de las Transacciones Internacionales de Energía que se mantenga por más de seis (6) meses consecutivos, excepto que las Partes de mutuo acuerdo y por escrito decidan extender dicho plazo;
- (iv) Por la ocurrencia de un Evento de Fuerza Mayor, Caso Fortuito o Evento Excusable de gravedad que dada su naturaleza o gravedad no permita ni se prevé que permita a alguna de las Partes continuar cumpliendo con sus obligaciones bajo el presente Acuerdo, aún si las condiciones del Acuerdo son renegociadas por las Partes;
- (v) Por el incumplimiento de cualquiera de las obligaciones o declaraciones previstas en este Acuerdo ; y
- (vi) Cualquier otra causa prevista en el presente Acuerdo o en la Ley Aplicable.

Ante la ocurrencia de cualquiera de los anteriores Eventos, la Parte cumplida deberá notificar por escrito a la Parte incumplida dentro de las Setenta y Dos (72) horas siguientes al momento que tenga conocimiento de la ocurrencia de tal evento. El envío de la notificación de incumplimiento suspenderá de inmediato el presente Acuerdo, en el evento que el mismo no haya sido suspendido conforme lo previsto en la cláusula 14.2 del presente Acuerdo. En la notificación de incumplimiento se detallará el Evento y sus alcances así como las razones que se invocan para enviar la notificación de incumplimiento. La Parte receptora de la notificación de incumplimiento tendrá Setenta y Dos (72) horas para: (a) subsanar el Evento de incumplimiento del Acuerdo, vencido el cual la Parte cumplida podrá terminar el presente Acuerdo; o (b) manifestar que no está de acuerdo con las razones expuestas por la Parte que envía la notificación de incumplimiento, señalando las razones para ello. Si no se envía una respuesta a la notificación de incumplimiento dentro del término anteriormente previsto, se entenderá que la terminación del presente Acuerdo ha sido aceptada. A partir del envío de una respuesta a la notificación de incumplimiento se entenderá que existe una diferencia entre las Partes y se procederá de inmediato con el procedimiento establecido en la cláusula 15.9 del presente Acuerdo.

Para el Evento de incumplimiento por Fuerza Mayor, Caso Fortuito o Evento Excusable de Gravedad previsto en el literal (iii) anterior, se procederá así: (a) la Parte afectada deberá notificar por escrito a la Otra Parte dentro de las Setenta y Dos (72) horas siguientes al momento que tenga conocimiento de la ocurrencia de tal evento; (b) El envío de la notificación de incumplimiento por Fuerza Mayor, Caso Fortuito o Evento Excusable de Gravedad suspenderá de inmediato el presente Acuerdo; (c) En la notificación de incumplimiento por Fuerza Mayor, Caso Fortuito o Evento Excusable de Gravedad se detallará el evento y sus alcances así como las razones que se invocan para enviar la notificación de incumplimiento por Fuerza Mayor, Caso Fortuito o Evento Excusable de Gravedad; (d) La Parte receptora de la notificación de incumplimiento por Fuerza Mayor, Caso Fortuito o Evento Excusable de Gravedad tendrá Setenta y Dos (72) horas para manifestar si esta de acuerdo con las razones expuestas en la notificación de incumplimiento por Fuerza Mayor, Caso Fortuito o Evento Excusable de Gravedad. En caso que no se reciba respuesta a la notificación de incumplimiento por Fuerza Mayor, Caso Fortuito o Evento Excusable de Gravedad una vez transcurridas las Setenta y Dos (72) horas, se entenderá que la terminación ha sido aceptada. En el evento que la respuesta a



**ACUERDO OPERATIVO  
INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR**

la notificación de incumplimiento por Fuerza Mayor, Caso Fortuito o Evento Excusable de Gravedad rechace la notificación de incumplimiento, se entenderá que ha ocurrido una diferencia entre las Partes y se procederá de inmediato con el procedimiento establecido en la cláusula 15.9 del presente Acuerdo.

En el evento que el presente Acuerdo termine, no habrá lugar al pago de penalidad o indemnización alguna en favor de las Partes, diferentes de las que se hayan podido causar durante la ejecución del Acuerdo y con anterioridad a la terminación. No obstante, en el evento que el presente Acuerdo termine por la ocurrencia del Evento de incumplimiento de Acuerdo descrito en el literal (v) de esta cláusula, y, como consecuencia de dicha terminación, se inicien acciones legales por parte de terceros en contra de la Parte cumplida como Operador de Sistema, la Parte incumplida acepta que será responsable por cualquier condena, así como por los costos y gastos incurridos en la defensa, incluyendo honorarios de abogados y asesores.

Cualquier obligación pendiente derivada de la ejecución del presente Acuerdo que no haya sido cancelada en la fecha de terminación del Acuerdo, sobrevivirá la terminación del mismo.

**15.1. Declaraciones de CENACE.** Con la firma de este Acuerdo, CENACE declara y garantiza que al momento de la firma del presente Acuerdo y durante la vigencia del mismo, los hechos y afirmaciones establecidos permanecerán ciertos y veraces (como si estas declaraciones y garantías hubiesen sido hechas en la fecha de su terminación):

- (i) Organización. Que CENACE es: (a) una corporación civil de derecho privado sin fines de lucro y eminentemente técnica debidamente constituida bajo las leyes de la República del Ecuador; y (b) que tiene la facultad para desarrollar sus actividades en la forma en que lo hace en la actualidad.
- (ii) Capacidad. Que todas las decisiones y autorizaciones al interior de CENACE han sido debidamente adoptadas y obtenidas para la firma y ejecución del presente Acuerdo.
- (iii) Validez. Que no existe disposición legal o contractual alguna que le prohíba a CENACE (a) suscribir el presente Acuerdo; o (b) cumplir debida y oportunamente con las obligaciones derivadas del presente Acuerdo. Más aún, la firma del presente Acuerdo no viola la Ley Aplicable; ni cualquier disposición contenida en algún contrato, acuerdo, convenio ni obligación contractual de cualquier naturaleza de la cual CENACE sea parte.
- (iv) Permisos y Autorizaciones. Que CENACE cuenta con todas las Autorizaciones Gubernamentales y de terceros necesarias para cumplir con la Operación Coordinada de las TIE en los términos y condiciones previstos en la Ley Aplicable y en el presente Acuerdo.



**ACUERDO OPERATIVO  
INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR**

- (v) Capacidad Administrativa, Técnica, Financiera y de Infraestructura. Que CENACE cuenta con la capacidad, administrativa, técnica, financiera y de infraestructura necesaria para (a) actuar como Operador del Sistema en la República del Ecuador y en relación con las TIE, en los términos y condiciones previstos en la Ley Aplicable y (b) para cumplir con este Acuerdo en los términos y condiciones previstos.
- (vi) Ejecución del Acuerdo. Que la firma y ejecución del presente Acuerdo no afectará en manera alguna la capacidad financiera e infraestructura necesaria para que CENACE cumpla con las condiciones establecidas en el ordinal (v) anterior.
- (vii) Obligatoriedad. Que las suscripción del presente Acuerdo constituye una obligación válida y vinculante para CENACE de acuerdo con los términos en él establecidos.

**15.2 Declaraciones de ISA.** Con la firma de este Acuerdo, ISA declara y garantiza que al momento de la firma del presente Acuerdo y durante la vigencia del mismo, los siguientes hechos y afirmaciones permanecerán ciertos y veraces (como si estas declaraciones y garantías hubiesen sido hechas en la fecha de su terminación):

- (i) Organización. Que ISA es: (a) una sociedad anónima y empresa de servicios públicos mixta, constituida como Sociedad Anónima, de carácter comercial, del orden nacional y vinculada al Ministerio de Minas y Energía, debidamente constituida y existente de conformidad con las leyes de la República de Colombia; (b) que de acuerdo con su objeto, tiene la facultad para desarrollar sus actividades en la forma en que lo hace en la actualidad; (c) Que conforme lo dispuesto en la Ley 143 de 1994 (Ley Eléctrica), ISA tiene a su interior una dependencia denominada Centro Nacional de Despacho - CND-, que es la dependencia encargada de la planeación supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema interconectado nacional Colombiano; (d) Que según lo dispuesto en la Resolución 024 de 1995 expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG-, el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales o Administrador del Mercado de Energía Mayorista, es una dependencia del Centro Nacional de Despacho encargada, entre otros, del registro de contratos a largo a plazo y de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos y contratos de energía en el mercado a corto plazo (bolsa).
- (ii) Capacidad. Que todas las decisiones y autorizaciones al interior de ISA han sido debidamente adoptadas y obtenidas para la firma y ejecución del presente Acuerdo.
- (iv) Validez. Que no existe disposición legal o contractual alguna que le prohíba a ISA (a) suscribir el presente Acuerdo; o (b) cumplir debida y oportunamente con las obligaciones derivadas del presente Acuerdo. Más aún, la firma del presente Acuerdo no viola Ley Aplicable alguna; ni cualquier disposición contenida en algún contrato, acuerdo, convenio ni obligación contractual de cualquier naturaleza de la cual ISA sea parte.
- (iv) Permisos y Autorizaciones. Que ISA cuenta con todas las Autorizaciones



## ACUERDO OPERATIVO INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR

Gubernamentales y de terceros necesarias para cumplir con las TIE en los términos y condiciones previstos en la Ley Aplicable y para cumplir con el presente Acuerdo en los términos y condiciones pactados.

- (v) Capacidad Administrativa, Técnica, Financiera y de Infraestructura. Que ISA cuenta con la capacidad, administrativa, técnica, financiera y de infraestructura necesaria para (a) actuar como Operador del Sistema en la República de Colombia y en relación con las TIE, en los términos y condiciones previstos en la Ley Aplicable y (b) para cumplir con este Acuerdo en los términos y condiciones previstos.
- (vi) Ejecución del Acuerdo. Que la firma y ejecución del presente Acuerdo no afectará en manera alguna la capacidad financiera e infraestructura necesaria para que ISA cumpla con las condiciones establecidas en el ordinal (v) anterior.
- (vii) Obligatoriedad. Que la suscripción del presente Acuerdo constituye una obligación válida y vinculante para ISA de acuerdo con sus términos.

**15.3 Responsabilidad e Indemnidad.** Cada Parte será responsable y mantendrá indemne a la Otra Parte y a sus respectivas sociedades matrices y subordinadas, y a sus directores, funcionarios, representantes y empleados (en adelante los Indemnizados) contra cualquier responsabilidad, pérdida, daños, costos y gastos razonables de cualquier tipo, incluyendo, sin limitación, los honorarios y desembolsos de abogados, en los cuales pueda incurrir cualquiera de los Indemnizados en relación con cualquier reclamación, investigación o cualquier proceso gubernamental o judicial (sin tener en cuenta si quien debe indemnizar es o no parte) por parte de terceros, iniciado o por iniciar en el futuro relacionado con o que surja por: (i) violación de una de las Partes del deber de confidencialidad en el grado aquí establecido; o (ii) como consecuencia del incumplimiento de cualquiera de las obligaciones asumidas por las Partes en el presente Acuerdo, siempre y cuando no medie culpa grave o dolo por parte del Indemnizado debidamente declarado por un Tribunal competente.

**15.4 Fuerza Mayor, Caso Fortuito y Evento Excusable de Gravedad - Alcance.** Ninguna de las Partes estará obligada en los términos del presente Acuerdo, o por el incumplimiento del mismo, si las causas que ocasionan tal incumplimiento se deben a eventos imprevisibles e irresistibles constitutivos de Fuerza Mayor, Caso Fortuito o Eventos Excusables de Gravedad, los cuales serán notificados por escrito por la Parte afectada de acuerdo con lo previsto en las cláusulas 14.2 y 14.3 del presente Acuerdo. En ningún caso podrá alegarse Fuerza Mayor, Caso Fortuito o Evento Excusable de Gravedad respecto de la obligación de pago y constitución de garantías para Transacciones Internacionales de Energía.

**15.5 Mutuo Acuerdo.** Las Partes manifiestan que el presente Acuerdo fue redactado de común acuerdo entre ellas y que las disposiciones aquí contenidas reflejan el entendimiento total y definitivo de las Partes en relación con los asuntos aquí contenidos.

**15.6 Independencia de las Partes y no configuración de Persona Jurídica ni de Entidad alguna.** Las Partes declaran de manera expresa que:





**ACUERDO OPERATIVO  
INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR**

- (a) Entre ellas y las personas que intervengan por cuenta y cargo exclusivo de éstas, en la ejecución del presente Acuerdo, ni entre los empleados de una Parte y la Otra Parte, existe vínculo laboral alguno. En consecuencia, cada Parte asumirá la responsabilidad como único empleador de las personas que llegare a utilizar en su operación, siendo a su cargo los salarios, prestaciones sociales, afiliación al sistema de seguridad social, pensiones, indemnizaciones, honorarios, pago de servicios y demás obligaciones laborales a que hubiere lugar. Si por cualquier motivo los empleados o personas a cargo de una de las Partes iniciaren reclamación alguna por estos conceptos en contra de la Otra Parte, la Parte objeto de la reclamación, estará facultada para repetir o iniciar las acciones legales o reclamaciones que sean necesarias para el pago o reembolso de sumas pagadas.
- (b) La participación de las Partes bajo este Acuerdo, se realiza por expresa disposición de la Decisión CAN y la Ley Aplicable y, por lo tanto, no constituye una persona jurídica, ni ningún tipo de asociación, unión temporal, consorcio ni conformará entidad independiente alguna y, en consecuencia, las TIE carecerán de nombre, patrimonio social y domicilio.

**15.7 Ley Aplicable y Jurisdicción.** Este Acuerdo se regirá por las normas de la Comunidad Andina de Naciones –CAN- y, en especial, por lo dispuesto en la Decisión CAN y cualquier otra norma que la modifique o complemente de tiempo en tiempo, y estará sujeto al mecanismo de Solución de Controversias previsto en la cláusula 15.9 del presente Acuerdo.

**15.8 Renuncia a Inmunidad y Reclamación Diplomática.** Las Partes de manera expresa, incondicional e irrevocable renuncian al ejercicio de cualquier derecho de inmunidad o al inicio de cualquier acción de reclamación diplomática que les pueda asistir bajo la Ley por las controversias o conflictos que pudiesen surgir del presente Acuerdo o de las TIE.

**15.9 Solución de controversias.** En caso de cualquier controversia o desacuerdo entre las Partes en relación con el presente Acuerdo, se seguirá el procedimiento previsto a continuación, sin perjuicio que en el presente Acuerdo se disponga otro procedimiento para casos particulares.

**1. Consultas entre las Partes**

- (i) En caso de cualquier desacuerdo, disputa o controversia (en adelante la "diferencia"), en relación con este Acuerdo o en relación con los derechos y responsabilidades de las Partes bajo el mismo, será en primera instancia revisado por los representantes autorizados de cada una de las Partes que tengan la autoridad plena para resolver la diferencia. Para el efecto, se reunirán cuantas veces sea necesario y conveniente e intentarán de buena fe resolver dicha "diferencia".
- (ii) Para efectos de lo anterior, se considera que existe una "diferencia" cuando: (a) una Parte (en adelante la "parte accionante") notifique por escrito a la Otra Parte (en adelante la "parte receptora") que existe una "diferencia" (en adelante la "notificación de diferencia"); y (b) la "parte receptora", mantiene silencio o manifiesta por escrito su no aceptación, total o parcial a la "notificación de diferencia" dentro de los diez (10) días calendario siguientes a

**ACUERDO OPERATIVO  
INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR**

la fecha de recepción de la "notificación de diferencia" (en adelante la "notificación de rechazo"). Igualmente, existirá una "diferencia", y no será necesario seguir el procedimiento de envío de notificación de "diferencia" y "notificación de rechazo", cuando el presente Acuerdo prevea expresamente para casos particulares que la no resolución del mismo constituye una "diferencia".

- (iii) En cualquier caso, este procedimiento no durará más de treinta (30) días calendario contados a partir de: (a) el envío de la "notificación de rechazo"; (ii) el vencimiento del término para el envío de la "notificación de rechazo", lo que ocurra primero; o (iii) la ocurrencia de una "diferencia" cuando expresamente se prevea en este Contrato que existe la misma.

## 2. Procedimiento Arbitral

Si una "diferencia" no puede ser resuelta por consulta entre las Partes dentro de los treinta (30) días calendario contemplados en el numeral 1 anterior, entonces la "diferencia" será resuelta a través de arbitraje internacional, así:

- (i) Cualquier diferencia que surja con ocasión de la celebración del presente Acuerdo, y de su ejecución, interpretación con efectos pecuniarios, desarrollo, terminación, suspensión, liquidación o cumplimiento será sometida a la decisión de un tribunal de arbitraje internacional, y sujeto a las siguientes reglas:
- a. Cualquiera de las Partes enviará a la Otra Parte una notificación escrita de inicio de procedimiento arbitral (en adelante la "notificación de arbitraje").
  - b. Contra la recepción de una "notificación de arbitraje", cada una de las Partes nombrará un (1) árbitro para el tribunal de arbitraje, dentro de los treinta (30) días calendario siguientes. Los dos (2) miembros nombrados por las Partes seleccionarán posteriormente un (1) tercer árbitro que deberá ser nacional de un tercer Estado y quien, después de haber sido aprobado por las Partes, será nombrado Presidente del tribunal de arbitraje internacional. El Presidente será nombrado a más tardar dentro de los sesenta (60) días calendario siguientes al recibo de la "notificación de arbitraje". En el evento que ninguna de las Partes envíe una "notificación de arbitraje" a la Otra Parte dentro del término previsto anteriormente, cualquiera de las Partes podrá proceder a convocar al tribunal de arbitraje internacional de acuerdo con las reglas aquí establecidas, excepto por el envío de la "notificación de arbitraje", y la Otra Parte estará obligada a participar y hacerse parte dentro del mismo.
  - c. Los árbitros deberán ser abogados titulados y en ejercicio en sus respectivas jurisdicciones y deberán ser versados en el idioma castellano.
  - d. Si vencido el plazo para el nombramiento de los árbitros, de acuerdo con lo establecido anteriormente, no se hubiesen realizado los nombramientos necesarios, cualquier Parte podrá, en ausencia de cualquier otro acuerdo firmado





**ACUERDO OPERATIVO  
INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR**

por representantes autorizados de las Partes, invitar al Presidente de la Corte Internacional de Justicia a que efectúe los nombramientos necesarios. Si el Presidente de la Corte Internacional de Justicia es nacional del Estado en donde cualquiera de las Partes tiene su domicilio principal o tiene algún impedimento para cumplir esa función, se invitará al Vicepresidente a que haga los nombramientos necesarios. Si el Vice-Presidente es nacional de cualquier Estado en donde cualquiera de las Partes tiene su domicilio principal o tiene algún impedimento para cumplir esa función, el Miembro de la Corte Internacional de Justicia que sigue en rango, siempre y cuando no sea nacional de ninguno de los Estados en los cuales las Partes tiene su domicilio principal, será invitado a realizar los nombramientos necesarios.

- (ii) El tribunal de arbitraje se someterá a las reglas de procedimiento de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional –CNUDMI- y tendrá su sede en Lima, Perú. El panel de arbitraje tomará su decisión por mayoría de votos. Tal decisión será definitiva y vinculante para ambas Partes. Salvo que se acuerde lo contrario, el laudo del tribunal de arbitraje será emitido dentro de los seis (6) meses siguientes al nombramiento del Presidente del tribunal.
- (iii) Cada una de las Partes sufragará los costos de su propio arbitro en el tribunal y los de su representación en los procedimientos de arbitraje; los costos relacionados con el Presidente y cualquier otro costo adicional serán sufragados por partes iguales por las Partes. No obstante, el tribunal de arbitraje, en los casos en que lo considere apropiado, podrá ordenar en su laudo que la Parte sobre la cual resultó desfavorable el laudo, asuma una mayor proporción de los costos, y esta decisión será final y vinculante para ambas Partes. Esa decisión se tomará por unanimidad e incluirá una explicación escrita de las razones invocadas.
- (iv) Cada Parte por medio del presente Acuerdo otorga su consentimiento incondicional para someter una "diferencia" a arbitraje internacional de acuerdo con lo dispuesto en esta cláusula.
- (v) Las Partes expresamente manifiestan y acuerdan que el consentimiento establecido en el literal (iv) anterior, se utilizará y extenderá para efectos de cumplir con la Convención de las Naciones Unidas sobre el Reconocimiento y Ejecución de las Sentencias Arbitrales Extranjeras celebrada en Nueva York, el 10 de Junio de 1958 (en adelante la "Convención de Nueva York"), tal y como la misma ha sido ratificada en la República de Ecuador mediante Convenio 000 RO/43 del 29 de Diciembre de 1961 y en la República de Colombia mediante la Ley 37 de 1979.
- (vi) Las disposiciones contenidas en la Convención de Nueva York, en cuanto sean aplicables y no contradictorias con lo aquí dispuesto, se entenderán incorporadas a la presente cláusula.
- (vii) El tribunal internacional establecido en virtud de esta cláusula decidirá en derecho las cuestiones objeto de la diferencia de acuerdo con lo siguiente: (i) lo estipulado en este Acuerdo y sus anexos, (ii) las normas de la Comunidad Andina y, en especial, la



**ACUERDO OPERATIVO  
INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR**

Decisión CAN; (iii) las reglas aplicables del derecho internacional; y (iv) la Ley Aplicable de la Parte cuyo incumplimiento se alega y que reglamenta las normas de la Comunidad Andina y, en especial, la Decisión CAN. En el evento de cualquier inconsistencia o contradicción entre las normas se preferirá aquella de mayor nivel jerárquico.

Todo laudo arbitral será definitivo, vinculante e inapelable y tendrá fuerza ejecutiva en el territorio de cada una de las Partes de acuerdo con lo previsto en la Convención de Nueva York, pero en todo caso podrá aclararse o ampliarse a solicitud de Parte, si se considera oscuro su contenido. Dicha aclaración y ampliación podrá solicitarse previo a que el laudo se ejecute. La aclaración o ampliación del laudo podrá solicitarse por una sola vez y deberá fundarse en hechos ciertos, veraces y razonables y de ninguna manera podrá utilizarse como un mecanismo para dilatar la ejecución del laudo arbitral. El tribunal tendrá treinta (30) días calendario a partir de la recepción de la solicitud de aclaración o ampliación para aclarar o ampliar el contenido del laudo arbitral.

**15.10 Confidencialidad.** Toda la información intercambiada por las Partes en relación con este Acuerdo no será considerada confidencial, excepto que:

- Sea claramente marcada como confidencial en el texto mismo o en el documento remitido; o
- Una Parte informe previamente a la Otra Parte el tipo de información que tiene carácter confidencial.
- Se refiera a las ofertas de precios de la energía de importación y exportación previas a su publicación, conforme a la Ley aplicable.

En el evento que cierta información se declarada como confidencial por una Parte esta no podrá ser revelada por la Otra Parte, excepto que exista autorización previa y por escrito de la Parte que revela la información o corresponda a un requerimiento judicial o de autoridad competente.

**15.11. Ejemplares.** Este Acuerdo podrá firmarse en varios ejemplares, cada uno de los cuales se considerará como un original de dicho Acuerdo, pero todos los cuales, en conjunto, constituirán un mismo y único documento.

**15.12. Modificaciones.** Este Acuerdo no podrá modificarse ni darse por terminado en forma verbal o de manera unilateral. Cualquier modificación al mismo deberá constar por escrito y ser firmado por los representantes legales de las Partes.

**15.13. Renuncias.** Cualquier renuncia o dispensa del cumplimiento de cualquier disposición o condición de este Acuerdo y los consentimientos exigidos por el mismo no tendrán efecto a

*Handwritten signature*



**ACUERDO OPERATIVO  
INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR**

menos que se acrediten en un documento escrito debidamente firmado por la Parte de este Acuerdo que deba firmar dicha dispensa o consentimiento. Ninguna renuncia o dispensa de cualquier término, condición o disposición de este Acuerdo se interpretará como una dispensa futura o permanente de dicho término, condición o disposición, o de cualquier otro término, condición o disposición, a menos que conste por escrito. Ninguna demora en el ejercicio de cualquier acción, reclamación o derecho bajo el presente Acuerdo se entenderá como una renuncia o dispensa al ejercicio del mismo, excepto que conste por escrito.

**15.14. Cesión.** El presente contrato se celebra en consideración a las Partes (intuitu personae), en consecuencia, ninguna de las Partes podrá ceder el presente Acuerdo o sus obligaciones sin la autorización escrita de la Otra Parte. No obstante lo anterior, CENACE expresamente acepta y autoriza desde ya a ISA, para que en el evento que el Centro Nacional de Despacho sea separado de ISA por expresa disposición de la Ley Aplicable, ISA pueda ceder el presente Acuerdo a la(s) entidad(es) o compañía(s) que se encargue(n) de la operación de los recursos del Sistema Interconectado Nacional y de la Administración del Sistema de Intercambios y Comercialización de Energía, quien respetará las condiciones ya acordadas anteriormente, sin generar modificación alguna.

**15.15. Nulidad.** Si cualquier disposición de este Acuerdo fuere declarada nula, inexistente, ilegal o ineficaz, la parte restante del Acuerdo permanecerá vigente, salvo disposición aplicable en contrario. En el caso que dicha disposición nula, inexistente, ilegal o ineficaz afecte la naturaleza, objeto u obligaciones del presente Acuerdo, las Partes se comprometen a celebrar a la mayor brevedad un nuevo Acuerdo en términos y condiciones similares, excepto que quede expresamente prohibido a una o ambas Partes por Ley Aplicable o Autoridad Gubernamental.

**15.16. Impuestos.** El presente Acuerdo carece de cuantía, y la suscripción del mismo y su ejecución no genera ingreso alguno para las Partes. Por lo tanto, no está sujeto a pago del Impuesto de Timbre o cualquier otro similar bajo las normas de la República de Colombia o de la República del Ecuador. Cualquier otro impuesto será asumido por la Parte a quien corresponda en virtud de la Ley Aplicable.

**15.17. Notificaciones.** Todas las comunicaciones entre las Partes se consignarán por escrito y serán dirigidas a las direcciones establecidas para tal efecto en esta cláusula, salvo que mediante previa comunicación escrita se notifique del cambio de dirección.

ISA

Atn: Dr. Javier G. Gutiérrez Pemberthy  
Cargo: Gerente General  
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.  
Dirección: Calle 12 Sur No. 18 - 168  
Ciudad: Medellín, República de Colombia  
Tel: 57 - 4 - 3157310  
Fax: 57- 4 - 3170848  
Correo Electrónico: gerenciageneral@isa.com.co



**ACUERDO OPERATIVO  
INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR**

CENACE

Atn:

Cargo:

Compañía:

Dirección

Ciudad:

Tel:

Fax:

Correo Electrónico:

Las anteriores direcciones, números de teléfono, correo electrónico y facsímil pueden ser modificados, mediante notificación escrita a la Otra Parte por lo menos con cinco (5) días hábiles de anticipación a la vigencia de la nueva dirección.

Las notificaciones se entenderán recibidas:

- (i) El mismo día si la entrega se hizo personalmente y/o se hizo el envío por facsímil al número que figura en la presente Cláusula, siempre y cuando se haya obtenido en la máquina que lo envía confirmación de la máquina receptora y en lo posible, confirmación telefónica y/o por correo electrónico siempre y cuando cuente con confirmación de lectura por la Parte receptora.
- (ii) Cuatro (4) días hábiles después del envío a la dirección arriba indicada, cuando esta se haya realizado por correo "courier".

**15.19. Encabezados.** Los encabezados de los capítulos, secciones y cláusulas contenidas en este Acuerdo se hacen únicamente con fines de referencia y no afectarán en forma alguna el significado o la interpretación de este Acuerdo.

**15.20. Vigencia.** El presente Acuerdo se perfecciona con la firma de las partes. Este Acuerdo comenzará a regir a partir de su perfeccionamiento, y permanecerá vigente hasta tanto no se termine de acuerdo con sus propios términos.



Este Acuerdo se suscribe en la ciudad de Medellín, a los veinte días (20) del mes de febrero de 2003 y en Quito a los \_\_\_\_ días del mes de febrero de 2003.


DE : DIR. EJECUTIVA CENACE

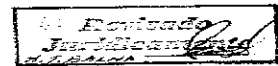
NO. DE FAX : 593 2 2690 426

\_27, FEB. \_2003\_05:49PM, P2




Este Acuerdo se suscribe en la ciudad de Medellín, a los veinte días (20) del mes de febrero de 2003 y en Quito a los \_\_\_\_ días del mes de febrero de 2003.

  
 Javier Genaro Gutiérrez Pemberthy  
 Gerente General  
 Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.  
 ISA

  
 20 FEB 2003

  
 27 FEB 2003

  
 Gabriel Alberto Argüello Ríos  
 Presidente Ejecutivo  
 Centro Nacional de Energía  
 CENACE



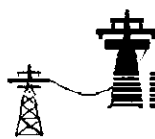
**ACUERDO OPERATIVO  
INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR**

# **ANEXOS**





**cenace**  
CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA



**TRANSELEKTRO**  
Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica

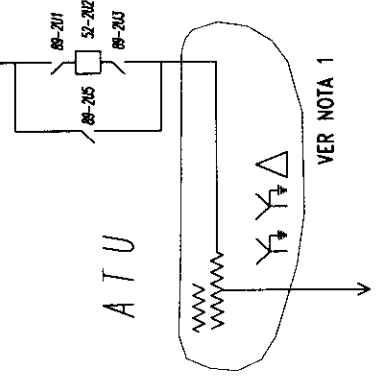
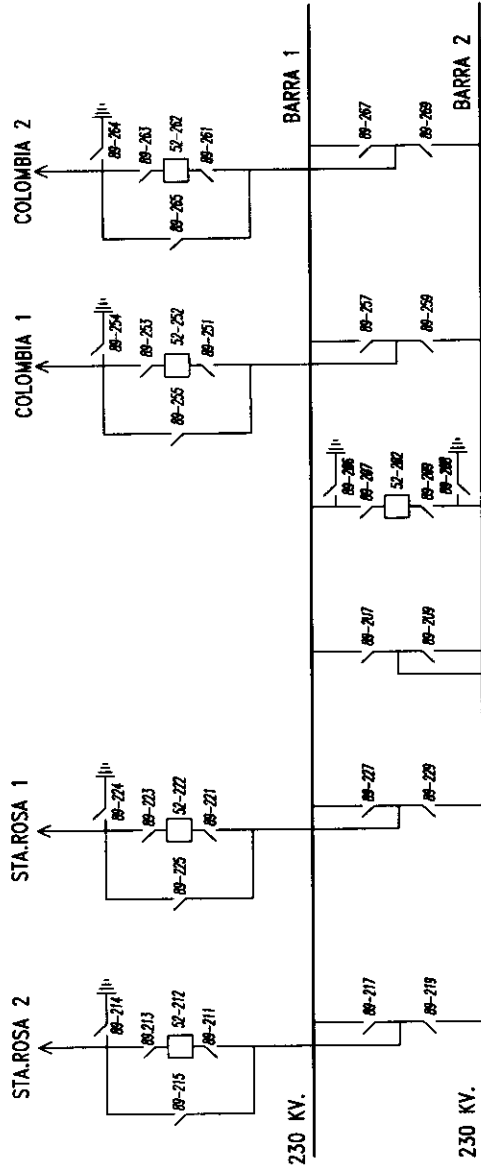
## ANEXO No. 1

### DIAGRAMAS UNIFILARES

Quito, 29 de Noviembre de 2002

---

*267.*  
*S. Inf.*

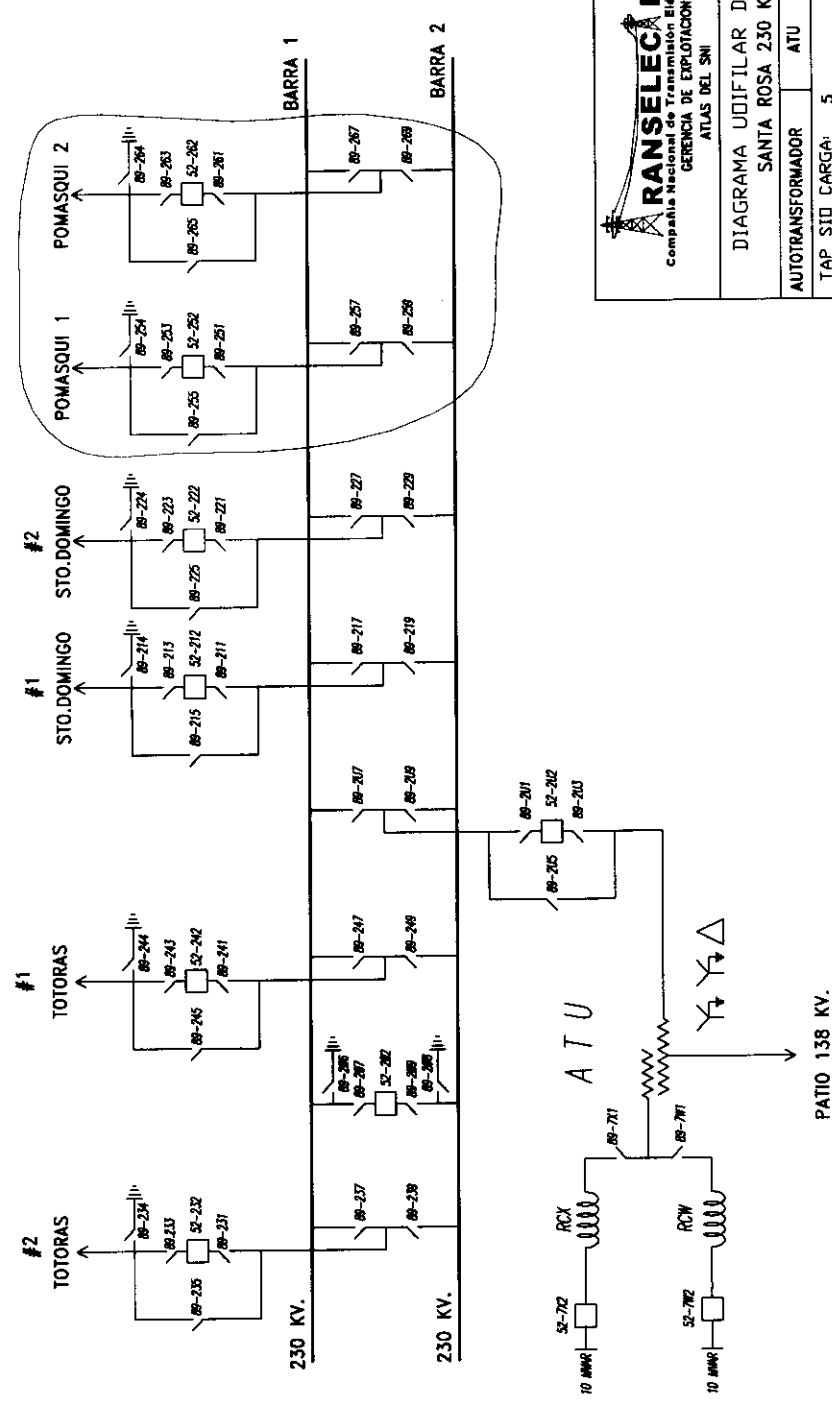


PATIO 138 KV.

NOTA 1: EL AUTOTRANSFORMADOR ATU ENTRARA EN SERVICIO EN ABRIL DEL 2003

DIAGRAMA UNIFILAR DE S/E POMASQUI 230 KV	
AUTOTRANSFORMADOR	ATU TRIFASICO
TAP SID CARGA:	-
230/138/13.8 KV (180/240/300) MVA 0A/FA/FOA	ALARMA - GC DISPARO - GC

*Handwritten signature*



**RANSELEC RIC**  
 Compañía Nacional de Transmisión Eléctricas S.A.  
 GERENCIA DE EXPLOTACION  
 ATLAS DEL SMI

DIAGRAMA UDIFILAR DE S/E  
 SANTA ROSA 230 KV

AUTOTRANSFORMADOR ATU 4 MONOFAS.

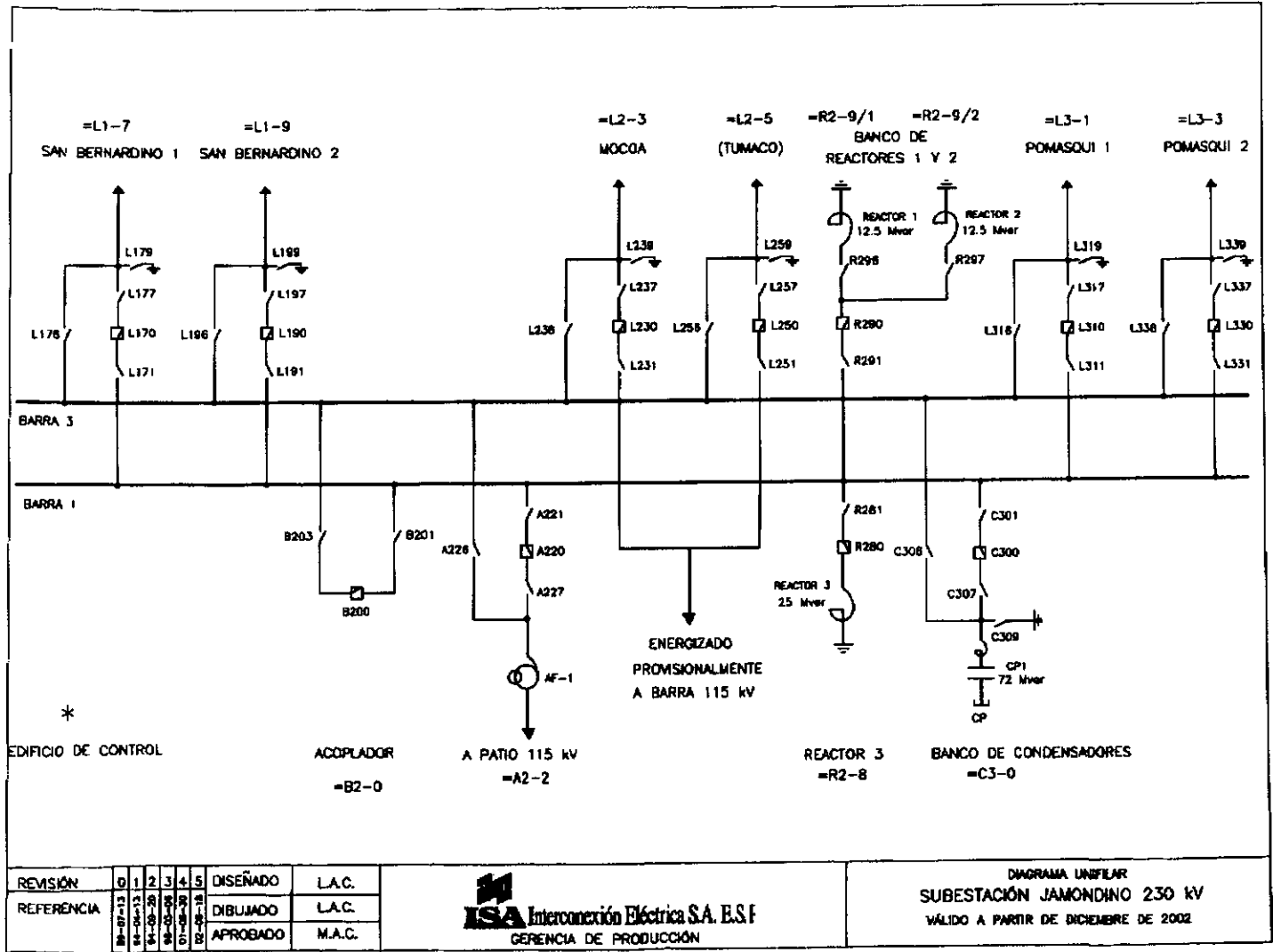
TAP STD CARGA 5

230/138/13.8 KV  
 3(75/100/125) MVA  
 CA/FA/FA

ALARMA DISPARD 95 GC  
 105 GC

1	07/11/02	JMR	CHD
REV. DS.	FECHA	POR	VERIF.
	AMPLIACION POMASQUI 1 Y 2		
	UNIFORMIDAD DE LA REVISION		

*[Handwritten signature]*



REVISIÓN	0	1	2	3	4	5	DISEÑADO	L.A.C.
REFERENCIA	00-07-13	01-04-13	04-03-08	05-08-08	08-08-08	08-08-08	DIBUJADO	L.A.C.
							APROBADO	M.A.C.



DIAGRAMA UNIFILAR  
 SUBESTACIÓN JAMONDINO 230 kV  
 VÁLIDO A PARTIR DE DICIEMBRE DE 2002

661



## ANEXO 2

# PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS EN SITUACIONES DE EMERGENCIA

Quito, 29 de Noviembre 2002

## **1. OBJETIVO**

Establecer los procedimientos generales para restablecer el suministro de energía eléctrica cuando se presenten contingencias en el sistema eléctrico interconectado Colombia – Ecuador.

## **2. CONSIDERACIONES GENERALES**

Este procedimiento considera las siguientes contingencias: salida forzada de generación en Ecuador o Colombia, disparo de un circuito de la interconexión y disparo de los dos circuitos de la interconexión, de 230 kV.

## **3. PROCEDIMIENTO**

Con el propósito de evitar sobrecargas en elementos de la red de transmisión de los dos sistemas y/o problemas de bajos voltajes, se determinan las siguientes acciones operativas ante las siguientes contingencias:

### **3.1 Disparo de Generación**

#### **Consecuencias:**

- Bajos voltajes en la zona norte del Ecuador y área sur occidente de Colombia.
- Sobreexcitación de las unidades de generación de Ecuador y de Colombia.
- Incremento de la transferencia de potencia activa por la interconexión.

#### **Acciones:**

- Controlar el voltaje del sistema interconectado con todos los recursos disponibles en los dos sistemas.
- El CND y/o el CENACE utilizará la reserva rodante necesaria y, de ser necesario, ingresará con la generación más rápida, de forma de disminuir la transferencia a los valores de intercambio programados.
- En forma paralela a la disminución de la transferencia por la interconexión, los Centros de Despacho controlarán los voltajes de los sistemas en forma coordinada.

### **3.2 Disparo de un circuito de la Interconexión de 230 kV**

#### **Consecuencias:**

- Bajos voltajes en la zona norte del Ecuador y área sur occidente de Colombia.
- Sobreexcitación de las unidades de generación de Ecuador y de Colombia.
- Posible actuación no exitosa del recierre, quedando el circuito fallado abierto.

#### **Acciones:**

- Controlar el voltaje del sistema interconectado con los recursos disponibles de los dos sistemas.
- El CND o el CENACE utilizará la reserva rodante necesaria de forma de disminuir la transferencia de potencia activa por la interconexión y mejorar los niveles de voltaje de las subestaciones Santa Rosa y Jamondino.
- Para conseguir una diferencia angular de máximo 30 grados entre las subestaciones Santa Rosa y Jamondino, que permita el cierre del circuito fallado, se deberá disminuir la transferencia por la interconexión a 160 MW, para lo cual el CND o el CENACE ingresará con la generación necesaria para lograr dichos objetivos.
- En forma paralela a la disminución de la transferencia por la interconexión, los Centros de Despacho controlarán los voltajes de los sistemas en forma coordinada.
- Los Centros de Despacho se informarán según lo establecido en el Anexo 5, previa notificación de ISA y TRANSELECTRIC, respectivamente, las protecciones y dispositivos actuados y posibles causas, conforme lo establece el Anexo 4 de Intercambio de Información por Eventos. La prueba de cierre de la línea se efectuará bajo coordinación de los Centros de Despacho, previa solicitud de ISA y TRANSELECTRIC.
- En caso que las protecciones determinen que la falla es trifásica, no se efectuará la prueba de energización y el circuito fallado será revisado, para lo cual ISA y TRANSELECTRIC coordinarán la responsabilidad de hacerlo.
- Previo a la prueba de cierre del circuito, los Centros de Despacho coordinarán las maniobras que permitan obtener los voltajes objetivos en las subestaciones Jamondino y Santa Rosa.
- Una vez alcanzada una transferencia por la interconexión de 160 MW y un voltaje del orden de los 220 kV en la S/E Santa Rosa, el CENACE solicitará al COT el cierre del circuito fallado de la L/T Jamondino en la S/E Santa Rosa.
- El CND solicitará al CSM el cierre del circuito fallado de la L/T Santa Rosa en la S/E Jamondino.
- Los Centros de Despacho coordinarán las maniobras para normalizar la transferencia a los valores de intercambio programados.
- Si después de realizar una primera reconexión se produjere el disparo inmediato o posterior de la línea (la falla persiste), no se intentará una nueva reconexión hasta que se proceda a la revisión de la línea por parte del personal de mantenimiento de TRANSELECTRIC y/o ISA, en los respectivos tramos de su responsabilidad.
- CND y CENACE analizarán la reprogramación de los intercambios, considerando la disponibilidad de un solo circuito.

### **3.3 Disparo de los dos circuitos de la Interconexión de 230 kV**

#### **Consecuencias:**

- Apertura de la interconexión y subsecuente operación aislada de los dos sistemas
- Baja frecuencia y posible actuación del Esquema de Desconexión de Carga por baja frecuencia en el país importador.
- Sobrefrecuencia en el país exportador.

### **Acciones:**

- Los Centros de Despacho regularán la frecuencia y voltaje de sus respectivos sistemas.
- El CND y el CENACE dispondrán el ingreso de la generación necesaria y/o la normalización de la interconexión para el restablecimiento de la carga desconectada.
- Los Centros de Despacho se informarán según lo establecido en el Anexo 4, previa notificación de ISA y TRANSELECTRIC, respectivamente, las protecciones y dispositivos actuados y posibles causas. La prueba de cierre de la línea se efectuará bajo coordinación de los Centros de Despacho, previa solicitud de ISA y TRANSELECTRIC.
- Una vez que ISA y TRANSELECTRIC declaren disponible la línea al CND y CENACE, respectivamente, y que los sistemas ecuatoriano y colombiano se encuentren estables, se efectuarán las siguientes acciones:
  - ❖ Cerrar en la S/E Santa Rosa el circuito que se presume fallado. Si el cierre fuere exitoso se sincroniza en la S/E Jamondino.
  - ❖ Cerrar el otro circuito de la L/T Jamondino en la S/E Santa Rosa. Si el cierre fuere exitoso se deberá continuar con las maniobras descritas en el Anexo 5 "ENERGIZACIÓN, DESENERGIZACIÓN Y SINCRONIZACIÓN DE LA LÍNEA JAMONDINO - SANTA ROSA 230 kV".
- Los Centros de Despacho coordinarán las maniobras para normalizar la transferencia a los valores de intercambio programados.
- En caso de disparo de uno de los dos circuitos en la prueba de energización, no se intentará una nueva reconexión hasta que se proceda a la revisión de la línea por parte del personal de mantenimiento de TRANSELECTRIC y/o ISA, en los respectivos tramos de su responsabilidad.







## **ANEXO 3**

# **PROCEDIMIENTO DE COMUNICACIONES ENTRE EL CENACE Y CND**

**Quito, 29 de Noviembre 2002**

## **1. OBJETIVO**

Disponer de un manual de procedimientos para las comunicaciones entre los Centros de Despacho, CENACE (Ecuador) y CND (Colombia) inherentes a la operación de las interconexiones de los sistemas eléctricos de Colombia y Ecuador.

## **2. ALCANCE**

Las comunicaciones operativas relacionadas con la coordinación de la operación de las Interconexiones serán de responsabilidad de los Centros de Despacho de los dos países, CND (Colombia) y CENACE (Ecuador).

Las comunicaciones serán fluidas, claras, coordinadas y oportunas entre el personal del CND y CENACE.

Los Centros de Despacho, intercambiarán la información que consideren necesaria para efectuar los diferentes análisis y estudios relacionados con la Interconexión.

## **3. TIPOS DE COMUNICACIONES**

Para cumplir con este objetivo se definen los siguientes tipos de comunicaciones:

### **3.1 Comunicaciones Escritas**

Las comunicaciones escritas entre el CND y CENACE, son realizadas a través de fax, carta o correo electrónico. Es importante verificar que tanto las comunicaciones de salida como de entrada sean legibles, concretas y oportunas.

Es importante verificar la correcta transmisión y/o recepción de las comunicaciones, ya que muchas de ellas tienen importantes efectos operativos y comerciales. Es imprescindible que cuando se reciba una comunicación por los medios indicados, se confirme la recepción de la información y se exija de los funcionarios este tipo de confirmación.

### **3.2. Comunicaciones telefónicas operativas**

La vía telefónica es el medio más directo para establecer una comunicación rápida y personalizada entre el CND y el CENACE. Dada la importancia que reviste esta comunicación, es necesario establecer procedimientos que aseguren una información rápida, concreta y oportuna, las cuales estarán sujetas a las regulaciones internas de cada país.

#### **4. PROCEDIMIENTO DE COMUNICACIÓN**

Es menester que todo el personal tenga muy claro cómo se deben realizar las comunicaciones operativas, para no incurrir en errores que provocarían perjuicio para la operación de las Interconexiones de los dos países.

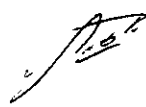
Se define como comunicaciones operativas a todas aquellas comunicaciones relacionadas con órdenes, informaciones, eventos, maniobras y, en general, toda la coordinación y dirección de la operación de las Interconexiones.

Durante los intercambios de las comunicaciones operativas debe tenerse en cuenta las siguientes normas:

- Uso de protocolo de comunicaciones
- Responsabilidad y seriedad en el manejo de los equipos
- Informar cualquier anomalía que se detecte en el equipo al personal disponible.
- Estar atento y responder las llamadas rápidamente (máximo 3 repiques)
- Evitar que personas no autorizadas hagan uso de los equipos
- Respetar las comunicaciones establecidas
- Cualquier comunicación entre los Centros de Despacho debe contener, en forma explícita, la siguiente información: el nombre de la persona que emite la comunicación, la identificación del equipo o variable al cual se le va a modificar alguna de sus condiciones operativas, la instrucción operativa, la hora en la cual se imparte la instrucción y la hora en la cual se debe ejecutar la misma. La persona que recibe la instrucción repetirá la misma para asegurar a quien la emitió que ella fue entendida claramente. Toda información operativa se emitirá a través de teléfono con grabación permanente y deberá quedar una constancia escrita.

Para una comunicación precisa y oportuna debe seguirse estrictamente el siguiente protocolo de comunicaciones:

- Origen: Nombre y cargo del funcionario que origine la comunicación. Esto lo solicita quien contesta.
- Destino: Nombre y cargo del funcionario y dependencia que recibe la comunicación.
- Origen: Emisión clara del mensaje, especificando hora de emisión.
- Destino: Confirmación de los mensajes recibidos, especificando hora de recepción.
- Origen: Reconfirmación de los mensajes impartidos.



La reconfirmación de los mensajes transmitidos es de vital importancia ya que en el desarrollo de la comunicación pueden presentarse fallas, interrupciones o distorsión en los mensajes.

Las comunicaciones operativas inherentes a la operación de las Interconexiones, serán realizadas entre los Centros de Despacho de cada país (Nivel de Comunicación 1) y cumpliendo con el protocolo de comunicaciones acordado por los Centros de Despacho. En caso de existir algún impedimento que no permita establecer la comunicación entre los Centros de Despacho, ésta se realizará a través del Nivel de Comunicación 2 establecido en la jerarquía operativa, para lo cual el Centro de Despacho de cada país coordinará con el Centro de Operación del Transportador respectivo.

De igual manera, cuando no fuere posible establecer la comunicación directa entre los Centros de Despacho, los Centros de Operación de los Transportadores respectivos deberán cumplir el anterior procedimiento.

Las comunicaciones entre los Entes de un mismo país, seguirán los principios internos acordados por ellos de forma autónoma o definidos en la normativa respectiva.

Para efectos de este acuerdo operativo, las comunicaciones operativas están relacionadas con órdenes, informaciones, eventos, maniobras y en general, toda la coordinación y dirección de la operación del Sistema Interconectado de cada uno de los países. Por su naturaleza, las comunicaciones operativas son de importancia nacional e internacional.

Se prohíbe la utilización del sistema de comunicaciones para fines ajenos a la operación, salvo casos de extrema urgencia, siempre y cuando no existan otros medios disponibles.





## **ANEXO 4**

# **PROCEDIMIENTO PARA INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN ANTE EVENTOS QUE AFECTEN LA INTERCONEXIÓN COLOMBIA - ECUADOR**

**Quito, 29 de noviembre de 2002**

## 1. OBJETIVO

Establecer un procedimiento para intercambio de información en caso de eventos que afecten la Interconexión Colombia-Ecuador.

## 2. JUSTIFICACIÓN

El Acuerdo Operativo Colombia-Ecuador incluye en sus numerales 6. *SUPERVISIÓN DE LAS INTERCONEXIONES* y 7., *INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN OPERATIVA*, los requerimientos y responsabilidades para tener información en tiempo real e información histórica sobre tensiones, potencia activa, reactiva, posición de equipos de maniobra, frecuencia y modo de regulación de frecuencia. Adicionalmente, las subestaciones frontera de las Interconexiones deberán contar con equipos registradores de fallas y SOE (Secuencia de eventos) para el correspondiente análisis de perturbaciones.

También se establece que todo estado de emergencia que afecte las Interconexiones, deberá ser informado al respectivo Centro de Despacho donde se originó el disturbio, suministrando tan pronto sea posible, un reporte del evento con diferentes niveles de detalle: Causa del evento, protecciones operadas, condiciones operativas y desempeño de la regulación de frecuencia, tiempo estimado de restablecimiento, entre otros. Y posteriormente, suministrará un reporte preliminar en plazos acordados.

Adicionalmente, la regulación de ambos países establece requerimientos para el estudio de fallas y de emergencias que afecten la operación de la red de transmisión, determinando las medidas que deben adoptarse para reducir o evitar ocurrencias similares.

## 3. PROCEDIMIENTO PARA INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN EN CASO DE EVENTOS QUE AFECTEN LA INTERCONEXIÓN COLOMBIA - ECUADOR

Se realizarán intercambios de información cuando se presenten eventos que provoquen cambios topológicos en la red, variaciones de frecuencia y/o voltajes fuera de los rangos permisibles en la operación de la interconexión Colombia-Ecuador. Adicionalmente entre los países se intercambiará información operativa acordada en períodos determinados por los mismos países.

## 4. CONTENIDO DEL REPORTE PRELIMINAR E INFORME DEFINITIVO

### Reporte Preliminar:

- Situación que ocasionó el estado de emergencia.
- Protecciones actuadas.
- Tiempo estimado de restablecimiento al estado normal.
- Condiciones operativas o restricciones que impidan la operación normal.
- Desempeño en la operación del AGC.

### Informe Definitivo:

El contenido del informe deberá contemplar los siguientes aspectos, según proceda:

- Análisis en estado estacionario.
- Análisis de estabilidad dinámica y transitoria.
- Análisis de la actuación del esquema de separación de áreas.
- Análisis de la actuación de la reserva para regulación de frecuencia y AGC.
- Análisis de la actuación de esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia y/o bajo voltaje.
- Análisis de la actuación de esquemas de desconexión de generación.
- Análisis de transitorios electromagnéticos.
- Análisis de la actuación de protecciones.
- Conclusiones y recomendaciones.

**Información sobre el Evento, en medio magnético:**

**Información Operativa:** voltajes, transferencias de potencia, frecuencia, demandas, generación, topología y otros.

**Registros y Reportes sobre el evento:** Registros de falla, reporte de eventos, registro de protecciones y alarmas, registro de frecuencia, SOE, informes de fallas y otros.

**Nota:** El envío de los registros de fallas se hará en medio magnético y en formato acordado entre los países con todas las señales analógicas y digitales registradas.





## ANEXO 5

# PROTOCOLO PARA LA ENERGIZACIÓN, DESENERGIZACIÓN Y SINCRONIZACIÓN DE LA LÍNEA JAMONDINO - POMASQUI 230 kV

Quito, 29 de Noviembre 2002



## 1. OBJETIVO

Determinar las maniobras y acciones que se ejecutarán para energizar, desenergizar y sincronizar la línea de transmisión Jamondino – Pomasqui de 230 kV, una vez que se encuentre en operación comercial.

## 2. ALCANCE

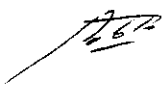
Este protocolo será aplicable para la energización, desenergización y sincronización de la línea de transmisión Jamondino – Pomasqui de 230 kV.

## 3. POLÍTICAS OPERATIVAS

- 3.1 No se realizarán maniobras de apertura de la Interconexión por intervención directa de los operadores de las subestaciones Pomasqui y Jamondino y de los Centros de Control de ISA, TRANSELECTRIC, CND y CENACE, a menos que se encuentre en peligro la seguridad de las personas y/o equipos.
- 3.2 La apertura de la Interconexión se realizará alrededor de cero MW de transferencia.
- 3.3 Previo a la energización de cualquier circuito, el CENACE y el CND verificarán con el COT y CSM, respectivamente, que los seccionadores de puesta a tierra en la línea de transmisión Jamondino – Pomasqui se encuentren abiertos y que no existan tierras portátiles.
- 3.4 El recierre de la línea de transmisión Jamondino – Pomasqui a 230 kV, será tripolar y se habilitará sólo cuando esté cerrado en Pomasqui el circuito paralelo respectivo a Jamondino.
- 3.5 Bajo ninguna circunstancia se efectuará el cierre de interruptor con barra muerta – línea muerta en ninguna de las dos subestaciones (Pomasqui y Jamondino).
- 3.6 Las condiciones de voltaje (operación de VQ en Jamondino) requeridas para energización, pruebas y operación con las diferentes configuraciones se obtendrán como resultado de los estudios realizados por CND, CENACE y TRANSELECTRIC.

## 4. ENERGIZACIÓN Y SINCRONIZACIÓN DE LA LÍNEA JAMONDINO – POMASQUI

- 4.1 El CND y el CENACE realizarán las coordinaciones respectivas para regular el voltaje en la subestación Jamondino y en la subestación Pomasqui en sus valores objetivos.



- 4.2 Mientras duren la maniobras de cierre de la interconexión, el CND y el CENACE permanecerán en comunicación permanente, a través del medio de comunicación más directo disponible.
- 4.3 El CENACE solicitará al COT el cierre del disyuntor correspondiente al circuito escogido en la subestación Pomasqui. El COT confirmará al CENACE la ejecución de la maniobra. El CENACE informará al CND sobre el cierre del circuito en Pomasqui. CND dará instrucción a CSM para sincronización en Jamondino. CSM hará la maniobra y confirmará al CND. CND confirmará al CENACE la ejecución de la maniobra en Jamondino.
- 4.4 Si no se consigue condiciones de ángulo para la sincronización, el CENACE y el CND coordinarán las condiciones operativas necesarias para su realización.
- 4.5 Una vez sincronizados los dos sistemas, de presentarse oscilaciones de potencia activa que no puedan ser controladas, el CND y CENACE coordinarán las acciones necesarias para la apertura de la interconexión.
- 4.6 Antes del cierre de segundo circuito, el CENACE y el CND coordinarán la transferencia adecuada en la interconexión, para lograr que los voltajes estén dentro de los rangos establecidos.
- 4.7 El CENACE y el CND coordinarán los despachos de generación para incrementar la transferencia por la Interconexión a los valores de intercambio programados.
- 4.8 En forma paralela al incremento de la transferencia por la Interconexión, el CENACE y el CND coordinarán las acciones necesarias para controlar los voltajes de las subestaciones Pomasqui y Jamondino a los valores objetivos.
- 4.9 Si por alguna razón no fuere posible la sincronización en la subestación Jamondino, se intentará en el sentido contrario, es decir, cerrar primero en subestación Jamondino y sincronizar en la subestación Pomasqui, para cuyo propósito se efectuarán las siguientes maniobras:

#### **Sincronización en la S/E Pomasqui**

- 4.10 El CND y el CENACE realizarán las coordinaciones respectivas para regular el voltaje en la subestación Jamondino y en la subestación Pomasqui a sus valores objetivo.
- 4.11 El CND solicitará al CSM el cierre del disyuntor correspondiente al circuito escogido en la subestación Jamondino. El CSM confirmará al CND la ejecución de la maniobra. El CND informará al CENACE sobre la energización de la línea desde Jamondino. El CENACE solicitará al COT la sincronización en Pomasqui. El COT confirmará al CENACE la ejecución de la maniobra. El CENACE informará al CND sobre la sincronización del circuito en Pomasqui.
- 4.12 Si no se consigue condiciones de ángulo para la sincronización, el CENACE y el CND coordinarán las condiciones operativas necesarias para su realización.

- 4.13 Una vez sincronizados los dos sistemas, de presentarse oscilaciones de potencia activa que no puedan ser controladas, el CND y CENACE coordinarán las acciones necesarias para la apertura de la interconexión.
- 4.14 Antes del cierre de segundo circuito, el CENACE y el CND coordinarán la transferencia adecuada en la interconexión, para lograr que los voltajes estén dentro de los rangos establecidos.
- 4.15 El CENACE y el CND coordinarán los despachos de generación para incrementar la transferencia por la Interconexión a los valores de intercambio programados.
- 4.16 En forma paralela al incremento de la transferencia por la Interconexión, el CENACE y el CND coordinarán las acciones necesarias para controlar los voltajes de las subestaciones Pomasqui y Jamondino a los valores objetivos.

## **5. DESENERGIZACIÓN DE LA LÍNEA JAMONDINO – POMASQUI**

- 5.1 Previo a la apertura del circuito escogido, el CENACE y el CND coordinarán la transferencia adecuada en la interconexión, para lograr que los voltajes estén dentro de los rangos establecidos.
- 5.2 El CND solicitará al CSM la apertura del disyuntor correspondiente al circuito escogido en la subestación Jamondino.
- 5.3 El CENACE solicitará al COT la apertura del disyuntor correspondiente en la subestación Pomasqui.
- 5.4 Previo a la apertura del circuito restante, el CENACE y el CND coordinarán los despachos de generación para disminuir la transferencia por la Interconexión alrededor de 0 MW y disminuir la transferencia de reactivos al mínimo posible.
- 5.5 El CND solicitará al CSM la apertura del disyuntor correspondiente al circuito restante en la subestación Jamondino.
- 5.6 El CENACE solicitará al COT la apertura del disyuntor correspondiente al circuito restante en la subestación Pomasqui.
- 5.7 De forma coordinada, y de ser necesario, el CND y el CENACE dispondrán la puesta a tierra de los dos circuitos en ambos extremos.



# ANEXO 6



## FORMATO SOLICITUD MANTENIMIENTO Y CONSIGNACIONES

### A EMPRESA INVOLUCRADA:

<b>SOLICITUD DE MANTENIMIENTO Y CONSIGNACIÓN:</b>		No.
<b>1. Transmisión (Subtransmisión):</b>	<b>2. Medición Comercial:</b>	
1.1 Subestación: _____	2.1 Subestación: _____	
1.2 Línea: _____	2.2 Medidor: _____	
1.3 Otros: _____	2.3 Otros: _____	
<b>3. Protecciones, Comunicaciones:</b>		
3.1 Protecciones: _____		
3.3 Información Sistema Tiempo Real: _____		
3.2 Comunicaciones: _____		
<b>4. Equipo que debe quedar sin tensión o fuera de servicio:</b> _____		
<b>5. Período:</b>	Desde(Fecha): _____	Hora: _____
	Hasta (Fecha): _____	Hora: _____
<b>6. Descripción del Trabajo:</b> _____		
<b>7. Responsables del trabajo:</b>		
Jefe de Consignación: _____		
Jefe de Trabajo: _____		

### B CENACE

<b>APROBACIÓN DEL MANTENIMIENTO:</b>		No.
<b>1. Período:</b>	Desde(Fecha): _____	Hora: _____
	Hasta (Fecha): _____	Hora: _____
<b>2. Restricciones u Observaciones:</b> _____		
Firma: _____	Fecha: _____	
<b>AUTORIDAD COMPETENTE</b>		Hora: _____

### C CND:

<b>APROBACIÓN DEL MANTENIMIENTO:</b>		No.
<b>1. Período:</b>	Desde(Fecha): _____	Hora: _____
	Hasta (Fecha): _____	Hora: _____
<b>2. Restricciones u Observaciones:</b> _____		
Firma: _____	Fecha: _____	
<b>AUTORIDAD COMPETENTE</b>		Hora: _____