

 Consejo Nacional de Operación	CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN	ACTA REUNIÓN NO. 473	FECHA		
		LUGAR: Oficinas de INTERCOLOMBIA, Bogotá	DIA 3	MES 03	AÑO 2016
AGENDA DE LA REUNIÓN: <ol style="list-style-type: none"> 1. Verificación quórum 2. Informe IDEAM 3. Aprobaciones <ul style="list-style-type: none"> - Actas Pendientes - Acuerdos 4. Informe Secretario Técnico 5. Situación eléctrica y Energética 6. Informe de Comités 7. Informe de UPME 8. Varios 					

ASISTENTES PRINCIPALES:

AES CHIVOR
 CODENSA
 EMGESA
 EPM
 EPSA
 EEP
 GECELCA
 ISAGEN
 INTERCOLOMBIA
 PROELECTRICA
 URRRA
 XM

Ignacio Arrázola
 Diana Jiménez
 Bruno Riga
 Luz Marina Escobar
 Julián Cadavid
 Santiago Posso
 Jesús Gutierrez
 Diego González
 Luis Camargo
 Carlos Haydar
 Juan Acevedo
 Juan Carlos Morales

Ger. Regulación
 Gerente Reg. RI. y MA.
 Gerente General
 Directora Operaciones Gen.
 Representante
 Gerente Técnico
 Dir. Reg. y Nuevos Neg.
 Gerente Producción
 Ger. INTERCOLOMBIA
 Gerente Planeación y HSEQ
 Jefe Área Control Oper.
 Gerente CND (E)

ASISTENTES INVITADOS :

XM	Ancizar Piedrahita	Regulación
CELSIA	Mauricio Llanos	Vp. Regulación
EEB	Jaime Orjuela	Gerente Planeación
ELECTRICARIBE	Héctor Andrade	Dir. Gestión de Red
EMGESA	John Rey	Jefe División
EPM	Carlos Zuluaga	Jefe Unid. Op. y Mant.
INTERCOLOMBIA	Cristian Remolina	Gerente Operaciones
ISAGEN	Mauricio Botero	Profesional
TERMOEMCALI	Jorge Pineda	Gerente General
TERMOEMCALI	Fernando Barrera	Director Regulación
TERMOCANDELARIA	Roberto Nader	Gerente Nuevos Neg.
MINMINAS	Carlos Eraso	Viceministro de Energía
SSPD	Rafael Albarracín	Sup. Del. Ener. y Gas
SSPD	Juan D. Castro	Contratista
SSPD	Diego A. Ossa	Asesor

DESARROLLO DE LA REUNIÓN

Presidente del CNO: Diana M. Jiménez Rodríguez

Secretario Técnico CNO: Alberto Olarte Aguirre

Asesora Legal: Adriana Pérez

1. VERIFICACION DEL QUÓRUM:

Se confirma por parte del Presidente del Consejo que se cuenta con quórum para iniciar la reunión.

2. INFORME DEL IDEAM:

Los últimos valores de anomalías de la TSM para las regiones Niño en las tres últimas semanas se presentan en la siguiente tabla, en la cual se observa una leve disminución, especialmente en la región frente a las costas sudamericanas:

Últimos valores de anomalías de la TSM para las regiones Niño (tres últimas semanas)

Niño 4	1.5°C	1.5°C	1.4°C
Niño 3.4	2.5°C	2.5°C	2.1°C
Niño 3	2.3°C	2.0°C	1.8°C
Niño 1+2	1.0°C	0.7°C	0.9°C

Durante el mes de febrero bajaron las anomalías cálidas de la TSM en toda la cuenca del océano Pacífico Tropical, con excepción de la región frente a las costas Suramericanas, que ya eran las más bajas de todas. Las aguas subsuperficiales continúan disminuyendo su contenido de calor y predominan las masas frías con núcleos hasta de -4 °C.

Las probabilidades de continuidad del periodo Niño se conservan superiores al 90 % para el trimestre marzo-abril -mayo y al 70 % para abril-mayo-junio y aún es muy temprano para decir qué va a pasar una vez finalice este fenómeno de El Niño.

Las conclusiones principales del IDEAM son:

Actualmente seguimos bajo la afectación de un fenómeno El Niño de intensidad fuerte, el cual está haciendo tránsito a la categoría de moderado, debido a la disminución gradual de la TSM.

La proyección de la precipitación para los siguientes tres meses (mar-abr-may) se estima aun deficitaria en las regiones Andina y Pacífica, y cercana a la normal climatológica en las regiones Caribe y Orinoquia.

La neutralidad en la condición térmica del Pacífico Tropical se prevé para los meses de abril a mayo. Ello implicaría que la primera temporada lluviosa estaría afectada por la condición cálida del Pacífico (disminución en los volúmenes de precipitación en las regiones Andina y Pacífica).

Los niveles de los principales ríos del país siguen siendo muy bajos, aun para la época, por lo que su recuperación será gradual en la medida que se vayan incrementando los volúmenes de lluvia y dependiendo de la pendiente de la cuenca.

A corto y mediano plazo, no se advierte probabilidad de ocurrencia de un Fenómeno La Niña. Se estima por ahora solo una probabilidad del 50% de inicio de dicho fenómeno para el último trimestre del año. De consolidarse este fenómeno, sus impactos se empezarían a sentir en el primer semestre del 2017.

3. APROBACION ACTAS Y ACUERDOS:

3.1 ACTAS:

- ACTA 468: Publicada el 1 de marzo.
- ACTA 469: Publicada el 2 de marzo.
- ACTA 470: C N O NO PRESENCIAL
- ACTA 471: Publicada el 2 de marzo.
- AC TA 472: Publicada el 2 de marzo.

El Consejo da una semana más para comentarios y aprobarlas en la siguiente reunión extraordinaria.

3.2 ACUERDOS:

Se presentaron los siguientes acuerdos para aprobación del Consejo, previa recomendación del Comité de Operación y del Comité Legal:

- Por el cual se aprueba una adición al Reglamento Interno del Consejo Nacional de Operación.
- Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de la capacidad efectiva neta de las centrales de generación Iquira I e Iquira II.
- Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de la capacidad efectiva neta y rampas de las plantas de generación Flores 4, Flores 1 y Merilétrica.
- Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de los parámetros técnicos y los sistemas de control asociados a las unidades 1, 2 y 3 de la central hidroeléctrica Sogamoso.
- Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de los parámetros técnicos y los sistemas de control asociados a las unidades 1 y 2 de la central hidroeléctrica Amoyá La Esperanza.
- Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de la capacidad efectiva neta de la planta de generación Termocentro.
- Por el cual se aprueba la actualización de información de unos parámetros técnicos de los volúmenes del embalse Topocoro asociado a la planta de generación Sogamoso.
- Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de la capacidad efectiva neta de la planta de generación Río Negro.

Los anteriores Acuerdos fueron aprobados por el Consejo.

4. INFORME SECRETARIO TECNICO:

4.1 ASPECTOS REGULATORIOS Y ADMINISTRATIVOS:

- Actualmente la página WEB del CNO se encuentra en pruebas funcionales.

4.2 ASPECTOS TECNICOS:

- La CREG solicitó concepto al CNO sobre la propuesta enviada por TEBSA a la Comisión, de incluir excepciones al cumplimiento de la prestación del servicio por parte de las plantas de generación térmica (literal i artículo 23 ley 143 de 1994).

- Acerca del análisis del servicio de regulación primaria de frecuencia (SRPF), el Subcomité de Controles trabajó un documento técnico en el que se identifica la problemática técnica de las plantas de generación térmica para cumplir con

ny

el servicio de regulación primaria, que tiene el visto bueno del Comité de Operación. Existe también un documento de XM con su posición sobre el tema, en el que se concluye la relevancia de la RPF para garantizar la confiabilidad y seguridad de la operación ante variaciones de frecuencia y no comparte la solicitud de eximir del cumplimiento de la prestación del servicio a las plantas de generación térmica.

El Consejo acogió la recomendación del Comité Legal que prevé que no se tiene competencia legal para expedir acuerdos técnicos de operación, por los que se establezcan excepciones al seguimiento del cumplimiento de la prestación del SRPF de los agentes por parte del CND.

Para dar respuesta a la CREG se decide que el Comité de Operación prepare el concepto solicitado y se cite a una reunión extraordinaria para trabajar en el tema.

- Se encuentra para revisión y aprobación de envió a la CREG por parte del Consejo, la propuesta de comunicación preparada por el Subcomité de Plantas y que cuenta con el visto bueno del Comité de Operación, en la que se da respuesta a una comunicación en la que informó que la solicitud del CNO de modificación regulatoria de realización de pruebas por unidad era un tema resuelto por la Resolución CREG 228 de 2015. Se da un plazo para comentarios hasta el viernes, de no haber comentarios se aprueba su envió.

- Se encuentra en revisión de la Comisión de Medida una comunicación para la CREG en la que se mencionan los avances del plan de trabajo de realización de las pruebas de rutina de transformadores.

- El Comité de Distribución está revisando la versión definitiva de una comunicación para la CREG con los comentarios a la Resolución CREG 119 de 1998 (Estatuto de Racionamiento) y las propuestas de modificación con los siguientes puntos principales:

- ✓ Existen restricciones logísticas y operativas para la ejecución de un racionamiento por tensión que no harían expedito el cumplimiento del mismo en el momento en que se requiera racionar una magnitud inferior al 1.5% de la demanda.
- ✓ Se propone que la responsabilidad de efectuar la distribución del racionamiento esté a cargo de los operadores de red y no de los comercializadores.
- ✓ El reporte de circuitos desconectables por parte de los operadores de red se está teniendo en cuenta lo previsto por la jurisprudencia de la Corte Constitucional respecto de los bienes y personas constitucionalmente protegidos. Tema de análisis del Comité Legal.
- ✓ Se debe precisar que el racionamiento programado también debe formar parte de los eventos excluidos de los índices de calidad de los operadores de red.

- El 3 de marzo de 2016 venció el plazo para que los agentes envíen los datos del responsable de la implementación de la Guía de Ciberseguridad (Acuerdo 788 de 2015).

5. INFORME XM - SITUACIÓN ENERGÉTICA:

El Señor Viceministro se incorporó a la reunión en este punto e hizo un llamado de atención a los integrantes del CNO acerca del manejo responsable y confidencial de la información. Al respecto se le recordó a los integrantes e invitados a las reuniones del Consejo el deber de confidencialidad de la información, análisis, conclusiones y recomendaciones que se hacen en las reuniones en las que participan, tal como está previsto en el Reglamento Interno del Consejo.

Ante la solicitud del Señor Viceministro a cada uno de los integrantes del Consejo de informar cualquier novedad relacionada con las plantas de generación, de manera específica se mencionó la indisponibilidad de la planta de generación Termoflores 4 desde el 3 de marzo hasta el 22 de marzo, la inclusión de la planta Calima con 0 MW desde el 14 de marzo y hasta el 27 de marzo, teniendo en cuenta la información del agente a esa fecha, quien manifestó que la planta debía salir de operación para no disminuir el nivel del embalse más allá del actual nivel, debido a que la actividad turística de los municipios vecinos se podía ver afectada en la Semana Santa. Se mencionaron las restricciones previstas para la operación de algunos embalses, como el de Amaní en la Central Miel I, que con la generación actual podrían llegar en pocos días al nivel mínimo técnico, lo que llevaría a abrir la descarga de fondo para mantener el caudal ecológico, si al llegar al mínimo técnico los aportes al embalse eran inferiores al caudal ecológico indicado, teniendo probabilidades de mantener valores inferiores a los recomendados e indisponibilidades largas. Se hizo mención que la misma situación antes planteada podría presentarse también en el embalse Topocoro. Respecto a la cadena del Agregado de Bogotá (Tominé, Sisga, Neusa), cuya utilización responde a una coordinación de los agentes involucrados en la operación del sistema del río Bogotá, donde se tienen usos para consumo humano, riego y energético, se dio un informe de la reunión del Comité Hidrológico del Río Bogotá del día anterior y la presentación de la situación del SIN por parte de XM y del C N O; EMGESA informó que solicitó un incremento de las descargas de Tominé de 5 metros cúbicos por segundo, que quedó a consideración del Comité.

De manera general los agentes integrantes del Consejo expresaron su preocupación por la incertidumbre que significaba operar los embalses en unos niveles de los que históricamente no se tiene registro, así como la alta

probabilidad de incremento de la tasa de fallas en las plantas de generación térmica y la imposibilidad del aplazamiento de los mantenimientos por el cumplimiento de las horas de operación, lo cual implicaba riesgos adicionales para la atención segura y confiable de la demanda.

El Consejo solicitó que si se advierten restricciones adicionales, los agentes deben informarlas y hacerlas oficiales en el CND. Se recomendó informar a la Comisión, como se mencionó en la anterior reunión, la expedición de una normatividad temporal para el manejo del recurso hidráulico mediante el derrateo de la disponibilidad similar a lo propuesto en la resolución CREG 173 de 2015, que permita controlar los desembalsamientos entre las diferentes plantas. Se insistió en la necesidad de contar con la información más real para la operación, como por ejemplo en el caso del embalse agregado de Bogotá, e igualmente con los mínimos operativos de los embalses, como se ha mencionado desde el comienzo de esta situación crítica.

La presentación del CND del "Informe de la operación real y esperada del SIN y de los riesgos para atender la demanda" dió inicio con la situación de la red de transmisión, mencionando que desde el 13 de febrero está indisponible el circuito Cerro-Porce3 500KV por AMI, lo cual lleva el límite de importación del área Caribe a 700MW.

- De acuerdo a la información entregada por Intercolombia, se prevé su normalización en no menos de un mes.

- Entre los días 27 de febrero y 2 de marzo se tuvieron las consignaciones C0129007, C0129008 sobre los circuitos Flores-Nva. Barranquilla 1 y 2 110kV y Termoflores-Oasis I 110kV, coincidentes con el mantenimiento de recurso Flores IV.

- El día 01 de marzo Transelca solicitó las consignaciones de emergencia C0131581, C0131582 sobre los circuitos Flores-Nva. Barranquilla 1 y 2 110kV, adicionalmente sobre el circuito Termoflores-Oasis I 110 kV desde el 02 hasta el 05 de marzo.

- Estos trabajos generan atrapamiento sobre la generación de los recursos Flores1+Flores IV de aproximadamente 180 MW.

Tebsa tiene actualmente mantenimiento sobre la GT22, el cual se prevé esté disponible el 19 de marzo y posteriormente de la GT21.

- Se tiene consignación para Cartagena 3 entre el 3 de marzo y el 5 de marzo, y Cartagena 1 reprogramó la consignación ante solicitud del CND.

- Se realizó mantenimiento en Flores IV entre el 27 de febrero y el 2 de marzo.
- Quedó indisponible la unidad 2, al menos por tres semanas, lo que limita la generación del recurso a 220 MW.
- Se tiene consignación sobre Flores 1 entre el 5 de marzo y el 7 de marzo.

Las conclusiones y recomendaciones sobre el balance del área Caribe fueron:

- Con las indisponibilidades de generación y red actuales, más los mantenimientos solicitados, se observa que el sistema no cuenta con reserva para atender la demanda del área Caribe, evidenciando una situación de alto riesgo para la atención confiable y segura de la demanda del área, por lo que se solicita:

- Realizar las gestiones necesarias para agilizar la entrada en servicio del circuito Cerromatoso–Porc3 500 KV y Flores–Nva. Barranquilla 1 y 2 110 kV.
- Agilizar la entrada en servicio de las unidades de Tebsa GT22, Guajira 2 y Cartagena 3, Flores IV y Flores 1.
- Evaluar la necesidad de la solicitud de las pruebas con el objetivo de que puedan cubrir la demanda del área como seguridad.

VARIABLES ENERGETICAS: Como se viene presentando desde el mes de julio de 2015, el Sistema Interconectado Nacional viene con aportes por debajo de la media, evidenciándose un déficit de caudales desde septiembre de 2015. Exceptuando febrero de 2015, Antioquia ha tenido aportes hídricos deficitarios desde abril de 2014 (últimos 22 meses).

En febrero los aportes promedio fueron del 57.59 % de la media histórica, completando seis semanas con aportes inferiores a los presentados en El Niño 97-98 y completando para el área Antioquia el tercer mes consecutivo con aportes inferiores a los de El Niño 97 - 98.

Las reservas del SIN al 29 de febrero se ubicaron en el 30.04 % de la capacidad útil, presentando una tasa de desembalsamiento promedio cercana a los 60 GWh-día durante el mes de febrero.

La generación térmica real promedio en febrero fue de 86.8 GWh-día, muy similar al promedio de enero de 86,3 GWh-día.

Las importaciones desde Ecuador han venido aumentando desde el 26 de febrero y al 2 de marzo se ubicaron en 4.1 GWh-día.

En el período comprendido entre febrero 25 a marzo 2, la generación térmica promedio alcanzó los 84.86 GWh-día, valor inferior en 3.85 GWh-día frente al periodo inmediatamente anterior (feb 18 al 24). Esta disminución se debe a la indisponibilidad de recursos térmicos, la cual alcanzó un valor de 25.87GWh-día (diferencia entre la capacidad efectiva y la disponibilidad real). La diferencia entre la capacidad efectiva y la generación real es de 28.97 GWh-día.

Para febrero el crecimiento de demanda frente al mismo mes del año 2015, es de 4.4 %, en enero el crecimiento fue del 5,7%.

Para el panorama energético, los escenarios hidrológicos considerados son:

1. Esperado XM: Mar/16 (Esperado (SH)) + Abr/16 -May/16 (caso contingencia (SH)) + Jun/16-Nov/16 (caso esperado del (SH)) + Dic/16 en adelante (Hidrología año 92-93).
2. Hidrología Contingencia SH.

El programa de importaciones de Ecuador supuesto es:

Importación desde Ecuador [GWh/día]	
Hasta el 4 de marzo	1
Domingo 28 de febrero	1.6
De 5 al 14 de marzo	3.6
Del 15 de marzo en adelante	7

Como resultados de la corrida del modelo, en el escenario de Hidrología Esperado de XM y el de Hidrología de Contingencia del Subcomité Hidrológico del CNO, con unos aportes promedio para el mes de marzo de 46.37 GWh día, se encontró lo siguiente:

En el escenario sin ICP's y con limitación en OEF para la generación térmica, el modelo despacha toda la generación térmica disponible entre los meses Marzo - Mayo de 2016 (97, 100, 100 GWh-día), para la hidrología esperada XM se observan tres días con al menos un periodo sin reserva y 33 días con al menos un periodo con reserva inferior a 400 MW para la hidrología contingencia del SH, si bien no se presentan días sin reserva se presentan 32 días con al menos una hora con reserva inferior a los 400 MW.

En el escenario con ICPs de los tres últimos meses, utilizando hidrología esperada XM y Contingencia del SH y haciendo sensibilidad a tener o no importaciones de Ecuador, se observa que la generación térmica descende en los cuatro casos a valores de 85, 86, 88 y 88 GWH-día entre los meses de marzo y junio, valor que corresponde a la disponibilidad máxima de la generación térmica, llevando el embalse agregado del SIN a valores entre 14,1% y 17,4%, para los cuatro casos se presenta mínimo 20 días con al menos un periodo sin reserva de potencia y mínimo 57 días con al menos un periodo con reserva de potencia inferior a 400 MW .

En el escenario con ICP's de 3 meses más un atraso de entrada de la planta Guatapé por 1 mes y considerando las dos hidrologías anteriores y la sensibilidad a la importación de Ecuador, se observa igual que en el caso anterior, que la térmica es despachada a la máxima disponibilidad entre los meses de marzo y junio, el embalse agregado mínimo alcanza valores entre el 14% y el 17,4% dependiendo del escenario y se presentan mínimo 27 días con al menos un periodo sin reserva de potencia y mínimo 66 días con al menos un periodo con reserva de potencia inferior a los 400 MW.

Las principales conclusiones sobre los análisis presentados fueron:

De presentarse condiciones en aportes hidrológicos similares a los considerados en las simulaciones, con los supuestos de demanda entregados por la UPME, la disponibilidad de generación hidráulica y térmica reportada, y demás información suministrada por los agentes, los resultados de las simulaciones indican que las indisponibilidades del parque de generación y transmisión son críticas para afrontar los próximos meses de fenómeno de El Niño. En consecuencia:

- Como resultado de los eventos presentados recientemente, el sistema se encuentra en una situación crítica para afrontar las próximas semanas de bajos aportes. Se evidencia la posibilidad de tener que enfrentar en la operación condiciones de déficit por potencia para atender la demanda del SIN.
- Se requiere que la generación térmica real sea al menos igual a sus OEF, desde ahora y hasta el mes de junio de 2016, para minimizar los riesgos asociados a bajos niveles de embalse y bajas reservas de potencia en el SIN.
- Las importaciones de energía desde Ecuador ayudan a mejorar las reservas hidrológicas y a minimizar los riesgos de desatención de la demanda.
- Es necesario contar por parte de los agentes con toda la información de restricciones en sus plantas que puedan afectar los niveles de generación esperados en el sistema, dado que cualquier indisponibilidad

o derrateo de potencia que no haya sido reportado puede poner en riesgo la atención de la demanda.

Las principales recomendaciones sobre los análisis presentados fueron:

Agentes CNO	Maximizar la generación térmica del SIN, de forma que se alcancen al menos las OEF durante los próximos meses (mínimo hasta junio de 2016).
MME - CACSSE	Gestionar la consecución de gas adicional para aumentar la generación térmica y mejorar la disponibilidad de los recursos que usan este combustible.
Agentes CNO-CREG	Gestionar una adecuada distribución de las reservas hídricas del SIN con el fin de mitigar las vulnerabilidades ante disminución de reserva de potencia por bajos niveles de embalse.
MME-Agentes-Upme	Intensificar las campañas de ahorro de energía en todos los sectores de consumo.
Intercolombia	Recuperar la disponibilidad del circuito Porcell – Cerromatoso 500 kV en el menor tiempo posible.
CELSIA	Recuperar lo antes posible la disponibilidad total de la planta FloresIV.

EPM	Recuperar en el menor tiempo posible la central de Guatapé.
	Viabilizar lo antes posible alternativas para el uso del recurso hídrico atrapado en el embalse del Peñol mientras se adelantan los trabajos de recuperación de la central Guatapé.
TERMOTASAJERO	Recuperar lo antes posible la disponibilidad total de la planta Tasajero 2.
CREG-CNO-CENACE	Adelantar todas las acciones técnicas y regulatorias necesarias que garanticen la máxima importación de excedentes de energía de Ecuador.
CNO-XM-MME	Realizar un seguimiento integral y continuo de la evolución de las variables del SIN que facilite tomar acciones tempranas con el fin de garantizar la confiabilidad del suministro.
AGENTES - CNO	Evaluar la necesidad de la solicitud de las pruebas, con el objetivo de que puedan cubrir la demanda.

El Consejo Nacional de Operación teniendo como fundamento los análisis presentados por el CND, estuvo de acuerdo con el informe de la operación real y esperada del SIN, los riesgos para atender la demanda y las conclusiones presentadas por el Centro Nacional de Despacho. El Viceministro solicitó que se mirara un escenario optimista, en el cual se considerara la posibilidad de tener 25 MPCD de gas de Venezuela, una fecha más temprana de entrada de Tasajero 2 y una respuesta rápida de la demanda a las medidas de ahorro y de compensación próximas a publicarse por parte de la CREG. El Consejo solicitó al CND efectuar la corrida propuesta y que el Subcomité de Planeamiento

Operativo se reúna el 4 de marzo para definir claramente los supuestos de dicha corrida. Se acuerda que el Consejo se reúna el día lunes 7 de marzo para emitir la recomendación al Ministerio de Minas y Energía sobre los resultados de los análisis de la situación energética, que permita contar con la reserva de potencia necesaria para no llevar al sistema a riesgos mayores.

6. INFORME DE COMITES:

Se entregaron los Informes de: Comité de Operación reunión 268 del 25 de febrero de 2016, del Comité de Distribución reunión 146 el 23 de febrero de 2016 y de la reunión 132 del Comité de Transmisión del 24 de febrero de 2016.

7. INFORME UPME:

No se presentó el informe de la UPME.

8. VARIOS:

- La siguiente reunión presencial del Consejo se llevará a cabo el día 7 de marzo de 2016.

- Se informa que un grupo del Comité Legal se va a reunir para hacer el análisis del criterio que se debe utilizar para el reporte de la actualización de los circuitos desconectables, teniendo en cuenta la reiterada jurisprudencia sobre la limitación de suministro a los usuarios que se clasifican como bienes constitucionalmente protegidos y sujetos de especial protección constitucional.

Compromisos Reunión 473		Responsables/Participantes	Seguimiento
Escenario optimista	de sensibilidad	SPO- CND.	Reunión 474 del 7 de marzo.

Siendo las 15 horas se dio por terminada la reunión.

Presidente	Diana M. Jiménez Rodríguez 
Secretario Técnico	Alberto Olarte Aguirre 