Acta de reunión
Acta N° 539
7 Junio, 2018 Oficinas CNO Bogotá

Presentar el acta de la reunion 539 del Consejo Nacional de Operación.

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
AES COLOMBIA	William Alarcon	NO	SI
EPM	Carlos Zuluaga	NO	SI
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
ISAGEN	Diego Gonzalez	NO	SI
EMGESA	John Rey	NO	SI
XM	Carlos Cano	NO	SI
TERMOEMCALI	Jorge Pineda	SI	NO
CNO	Adriana Perez	SI	NO
GEB	Jairo Pedraza	SI	NO
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
XM	Jaime Alejandro Zapata Uribe	NO	SI
TERMOEMCALI	Fernando Barrera	SI	NO
TERMOTASAJERO	Hernando Diaz	SI	NO
AES COLOMBIA	Juan Carlos Guerrero	NO	SI
INTERCOLOMBIA	Cristian Augusto Remolina	NO	SI
Jesus Gutierrez	Jesus Gutierrez	NO	SI
EPSA	German Garces	NO	SI
ELECTRICARIBE	Mario Augusto Rubio	NO	SI

IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
ISAGEN	Mauricio Botero	NO	SI
URRA	Rafael Piedrahita de León	NO	SI
MINMINAS	Edgar Peña	SI	NO
UPME	Antonio Jimenez	SI	NO
UPME	Javier Martínez	SI	NO
EPSA	Julian Cadavid	NO	SI
ELECTRICARIBE	Hector Andrade Hamburger	NO	SI
EEP	Santiago Posso Marmolejo	NO	SI
EMGESA	Yamile Saenz	NO	SI
TERMOYOPAL	Javier Villamizar	SI	NO
SSPD	Jose Fernando Plata	SI	NO
SSPD	Diego Ossa	SI	NO
PSR-DIAVANTE-3	Juan Hinostroza	SI	NO
PSR-DIAVANTE-3	Silvio Binato	SI	NO
PSR-DIAVANTE-3	Ignacio Arrázola	SI	NO
PSR-DIAVANTE-3	Hemberth Suarez	SI	NO
EMGESA	Helman Suárez	SI	NO
EMGESA	Marcelo Falcucc	SI	NO
EMGESA	David Rosi	SI	NO
EMGESA	Francesco Papa	SI	NO

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	09:00 - 09:35	Informe IDEAM.
2	09:35 - 10:20	Aprobaciones • Actas pendientes

		• Acuerdos
3	10:20 - 10:50	Informe Secretario Técnico.
4	10:50 - 11:20	Informe Comités.
5	11:20 - 12:20	Presentación XM – Situación Eléctrica y Energética.
6	12:20 - 12:50	Servicios complementarios – Consultor CREG.
7	12:50 - 01:20	Regulación primaria de frecuencia con BESS - EMGESA
8	01:20 - 01:35	Introducción a la guía de contratos – COCIER
9	01:35 - 01:50	Resultados del Informe de calidad del servicio de distribución de energía eléctrica del 2017- SSPD
10	1:50 - 2:20	Informe UPME
11	2:20 - 2:35	Varios

Verificación quórum	SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. INFORME DEL IDEAM	NO	Presentar las condiciones hidroclimaticas actuales y la predicción climática para junio y el trimestre Junio-Julio- Agosto.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

La Zona de confluencia intertropical y las ondas Maiden -Julien han contribuido a que las precipitaciones en gran parte del país esten por encima de los valores historicos.

Las anomalías de la temperatura en el Pacifico Tropical estan regresando a valores neutrales en la mayoría de las regiones en las que se divide; en la zona 4 ya presenta un ligero calentamiento. En la subsuperficie se concentra un gran volumen de aguas cálidas que esta empezando a subir a la superficie.

Las proyecciones muestran el aumento de la probabilidad de presencia de calentamiento especialmente en el ultimo trimestre del año con probabilidades superiores al 65 %.

Conclusiones

1. Todo indica la presencia de situación neutral en los próximos meses con tendencia a calentamiento en el invierno del hemisferio norte. La Niña se clasificó como débil en el periodo Octubre de 2017 –Marzo 2018.
2. Precipitación. El Mes y el Trimestre con predominio de condiciones normales.
3.La temperatura media máxima y media mínima estarán entre normal y por encima de los valores medios.

2. INTRODUCCION A LA GUIA DE GESTION DE EGURIDAD Y SALUD DE CONTRATISTAS DEL SECTOR ELECTRICO-COCIER	NO	Establecer una guía metodológica para que las empresas del sector eléctrico colombiano trabajen conjuntamente, con el fin de estandarizar los requisitos en materia de seguridad y salud en el trabajo que se deban solicitar a las empresas (CONTRATISTAS Y SUBCONTRATISTAS que les prestan sus servicios).	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

Cocier presentó el diagnostico y los objetivos principales que motivaron el desarrollo de esta guia como una contribución al sector eléctrico. El alcance es tener un referente para homologar y mejorar la gestión de seguridad y salud en el trabajo de las empresas contratistas y subcontratistas del sector eléctrico colombiano. Su adopción es voluntaria por las mismas.

Hasta el momento se ha trabajado en :

•Medición de los contratistas por parte de las empresas

•Identificación de un número importante de contratistas que no alcanzan una calificación mínima

•Revisión y adopción de un Programa de Desarrollo de Proveedores

Conclusiones

Se espera que el sector adopte esta guia.

Invertir en Seguridad y Salud en el Trabajo (SST) no genera rentabilidad, pero no invertir en SST puede afectar la rentabilidad.

3. APROBACION ACTAS PENDIENTES Y ACUERDOS	NO	Presentar para su aprobación las actas pendientes y los acuerdos recomendados.	APROBACIÓN	SI	NO

Desarrollo

1. ACTAS:
Se presentaron las siguientes actas para aprobación del Consejo:
ACTA 534: publicada el 27 de abril. Comentarios de INTERCOLOMBIA, ISAGEN, EPM y PROELECTRICA. Esta acta fue aprobada.
ACTAS 535, 536 y 538: publicadas el 4 de junio de 2018. Se da un plazo adicional de una semana más para comentarios y se aprobarán en la proxima reunión ordinaria de julio.

2. ACUERDOS: Se aprobaron los siguientes acuerdos:

- Por el cual se actualiza la serie hidrológica de la central Carlos Lleras para el año 2017.
- Por el cual se apueba la ampliación del plazo para la realización de las pruebas del factor de conversión de las unidades de las centrales hidroeléctricas Alto Anchicayá, Calima, Salvajina y Prado.
- Por el cual se aprueba la ampliación del plazo para la realización de las pruebas del factor de conversión de las unidades de la central hidroeléctrica Playas.
- Por el cual se aprueba la modificación de la serie histórica de caudales medios mensuales de Digua para los meses de noviembre y diciembre del 2016.
- Por el cual se aprueba la actualización de series hidrológicas Cucuana y San Marcos de la central Cucuana del año 2016.
- Por el cual se aprueba una ampliación del plazo para la entrega de la actualización de la serie hidrológica San Miguel del año 2017.
- Por el cual se actualiza la integración de la lista de firmas interventoras de los proyectos de expansión que se ejecuten en los Sistemas de Transmisión Regional STRs.

Con respecto a la firma Gestión y Diseños que cambio su razon social, que era Consultores Unidos , el Consejo solicita que este tema lo mire el Comité Legal por los riesgos que significa el mantener una firma de interventoria en la lista y cuyo representante legal tiene problemas penales.

Conclusiones

- Se aprobó el acta 534.

- Se aprobaron los acuerdos sometidos a su consideración.

- Citar al Comité Legal para analizar el tema de Gestión y Diseños.

4. INFORME DE SECRETARIO TECNICO	NO	Presentar al Consejo el informe del Secretario Técnico.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

Aspectos Administrativos:

1. Teniendo en cuenta lo previsto en el Reglamento Interno y en el Código de Ética, a la fecha los candidatos propuestos para elegir el miembro independiente del Comité Asesor de Estrategia son:

- CARMENZA CHAHIN
- GERMÁN CORREDOR

El Consejo decide que se contacte a Carmenza Chahin Chahin para el cargo de miembro independiente del Comité de Estrategia.

2. El Plan Estratégico con los ajustes solicitados se encuentran como anexo del presente informe. A partir de este mes se da inicio a las actividades del plan.

3. A finales del año 2016 el CNO, con el acompañamiento de Delima Marsh, formuló la matriz de riesgos de la operación, en la que se identificaron los riesgos, la calificación de los controles, la probabilidad de ocurrencia, el impacto y el riesgo residual de estos. La segunda parte del ejercicio es la identificación de los planes de acción para administrar los riesgos identificados. Se adjunta para su revisión la propuesta de planes de acción y recibir los comentarios de los miembros del Consejo.

Aspectos Técnicos:

1. Dando cumplimiento a las tareas asignadas por la Resolución CREG 030 de 2018 al CNO, el Subcomité de Protecciones terminó el documento de “Requisitos de Protecciones para la conexión de Sistemas de Generación (menor a 5 MW) en el SIN”. El Comité de Distribución está trabajando en la definición de las pruebas requeridas durante el proceso de conexión de los AGPE y GD. Dado que el plazo máximo para el cumplimiento de estos mandatos regulatorios es el 1 de julio, se tramitará la aprobación de CNO no presenciales.

Adicionalmente, el Comité de Distribución está trabajando en la estandarización de los formatos de solicitud de conexión simplificada, pruebas requeridas para la conexión y el contenido de los estudios simplificados, a partir de la información enviada por los operadores de red, cuyo resultado será publicado para consulta del público en general a partir del 9 de junio y hasta el 18 de junio, y posterior envío a la CREG (el formato simplificado y el

contenido de los estudios).

2. La Universidad de los Andes entregó para revisión y comentarios de la Comisión de Plantas eólicas los siguientes protocolos, asociados a las tareas asignadas por la Comisión en su Resolución CREG 167 de 2017, “Por la cual se define la metodología para determinar la energía firme de plantas eólicas”:

- Variables por considerar, calidad y tratamiento de las mediciones para hacer el modelamiento energético de la planta o parque, haciendo uso de los modelos numéricos o software especializado, que cumpla con los estándares de la industria eólica.
- Función de Conversión para cada planta o parque, que permita obtener la producción de energía neta mensual promedio en kWh/día a partir de velocidades del viento promedio mensual.
- Lista de técnicas aplicables para referir las velocidades de viento a diferentes alturas, de acuerdo con las mejores técnicas utilizadas en la industria eólica.
- Lista de entidades reconocidas a nivel nacional o internacional que pueden utilizarse como fuentes de información secundaria.
- Lista de métodos de extrapolación que cumplan con estándares de la industria eólica. Lo anterior para la construcción de la serie histórica de vientos referenciada en el numeral 2.3 de la citada Resolución.

Se inicia el proceso de socialización de los documentos y aplicativo asociado, y se recibirán comentarios hasta el 19 de junio. Se tendrán los protocolos definitivos en la última semana del mes de junio. Para su adopción se convocará un CNO no presencial.

3. En el mes de marzo de 2017 el Consejo aprobó la convocatoria para el proceso de selección del consultor que desarrollaría la “Cuantificación de las Incertidumbres Asociadas a los Balances Energéticos del SIN”. Con base en la autorización, el año pasado se hicieron dos procesos de selección que fueron declarados desiertos. Dada la experiencia del año pasado y que el Manual de Contratación del CNO lo permite, el Subcomité Hidrológico recomendó hacer la invitación directa a la Universidad Nacional sede Medellín para presentar el equipo de trabajo que desarrollaría el trabajo y si este cumple con los requisitos de los términos de referencia, se le solicitaría la presentación de la oferta económica. La consultoría tiene un plazo de ejecución de 4 meses.

4. El MADS dio respuesta a la comunicación enviada por la UPME, el CNO y XM sobre los impactos energéticos de la aplicación de la Guía de Caudal Ambiental. Se propone redactar comunicación conjunta XM-CNO para dar respuesta a cada uno de los puntos planteados por el MADS, específicamente el impacto mínimo de la Guía, según este Ministerio, para el caso donde la restricción solamente cobija a los proyectos futuros (reducción del 4 % del valor esperado de la generación hidroeléctrica agregada). Es importante mencionar que el MADS plantea en su respuesta una referencia a las emisiones de metano de las plantas hidroeléctricas con embalse, más nocivas que los gases de efecto invernadero, razón por la cual invita al sector eléctrico a reformular su estrategia de expansión.

Respecto a este punto, se evaluará el impacto en el mediano plazo del atraso de Ituango, incluyendo la aplicación de la guía del MADS.

5. El martes anterior se tuvo una reunión preliminar con el contratista seleccionado para llevar a cabo el contrato de la CREG de análisis de los servicios complementarios del SIN. El cronograma de ejecución ya dio inicio y la propuesta de ellos es organizar las reuniones con el Grupo Código de Redes del CNO. El contrato de la CREG de Análisis, revisión y actualización del Código de Redes aún se encuentra en proceso de evaluación de las ofertas y se espera adjudicación el 18 de junio.

Es importante mencionar que el pilar de este ejercicio es la formulación y simulación de escenarios, ya que a partir de ellos se establecen las mejores alternativas de solución para proporcionar los servicios complementarios. Por ejemplo, en la medida que las restricciones al turbinamiento de las plantas hidroeléctricas prosperen y se disminuya la capacidad de almacenamiento de los embalses, surgirán otras alternativas no convencionales para proporcionar estos servicios. Es importante que junto con XM y UPME se participe en la construcción de dichos casos.

6. Se llevó a cabo la tercera reunión conjunta entre XM-UPME-CNO, para compartir la visión respecto al concepto de flexibilidad sistémica, en el marco de los análisis técnicos que se deben realizar para evaluar el impacto de la incorporación de las FNCER. Ya se tiene un punto común de entendimiento sobre dicho concepto, motivo por la cual la metodología de cuantificación de este atributo, métricas y supuestos del estudio de XM, ya fueron definidas. Se espera tener los primeros resultados del estudio piloto en el mes de julio de 2018. Adjunto a el acta se muestra la presentación de XM sobre los elementos mas importantes del concepto de flexibilidad sistémico.

7. Se publicaron para comentarios las resoluciones CREG 064-067 de 2018, donde el regulador plantea una subasta de reconfiguración de venta para el periodo 2018-2019, la asignación administrada a prorrata de le ENFICC de las obligaciones para los periodos 2019-2020, 2020-2021 y 2021-2022, una subasta de expansión para el horizonte 2022-2023 y un nuevo mecanismo de expansión. En este momento, el Comité de Operación está redactando una comunicación de comentarios a dichas resoluciones, centrándose en los tiempos requeridos para que los proyectos de generación entren en servicio cuando el sistema los requiera. Adicionalmente, estudiar otras posibilidades de expansión, dado que las condiciones del sistema no son las mejores para incorporar nuevas unidades sin expansión de red. En este punto ISAGEN plante incluir, ya sea en esta comunicación o la de respuesta a las observaciones sobre el impacto de la guía de caudal ambiental, el impacto de la sedimentación de

los embalses y referentes sobre la no emisiones de GEI por plarte de las plantas hidroeléctricas.

8. Se llevo a cabo el seminario “Planeamiento energético de sistemas eléctricos modernos y sostenibles”, organizado por el CNO, XM, BID, CEPAL y MME. Se contó con la participación de más de 75 personas y participantes de Méjico, Ecuador, Chile, Perú y Brasil, y la intervención de conferencistas de Chile, Brasil, Australia y Colombia. Se publicarán las memorias del evento en la página del Consejo.

Conclusiones

- Carmenza Chahin fue seleccionada como miembro independiente del Comité Asesor de Estrategia.

- Medidas de administracion de riesgos para comentarios.

- Enviar comunicación sobre las resoluciones CREG en consulta acerca de subastas.

5. INFORME DE COMITES	NO	Presentar las actividades de los Comités del Consejo en su ultima reunión de mayo 2018.	INFORMATIVO	NO	NO

Desarrollo

1. INFORME COMITE DE OPERACION REUNION 308: Se presentó el informe hidroclimatico, el proyecto de regulacion primaria con BESS de EMGESA y los análisis de nuevos acuerdos para recomendar.

2. INFORME COMITE DE TRANSMISION REUNION 166: se llevó a cabo el seguimiento a las jornadas de transmisión, se presentó por parte de INTERCOLOMBIA y TRANSELCA el centro de control de transmisión de respaldo, los criterios y procedimientos, la propuesta de modificación del acuerdo 646 y el cierre del documento de propuesta de coordinación de maniobras.

3. INFORME DE COMITE DE DISTRIBUCION REUNION 194: Se inició la revisión con miras a modificación del acuerdo 700, análisis de los requerimientos de protecciones asociados a la entrada de AGPE y GD,el formato estandarizado de solicitud de conexión, los lineamientos de los estudios para conexión y las pruebas requeridas para la entrada de estos proyectos. También se avanzó de manera importante en el ejercicio que respaldará la solicitud de revision del estatuto de racionamiento.

4. INFORME COMITE TECNOLOGICO REUNION 69: Se revisó el plan operativo 2018, los avances de ciberseguridad y la mesa de infraestructura critica, el plan de propuesta de estructuración del CSIRT.

Conclusiones

6. PRESENTACION XM- SITUACION ELECTRICA Y ENERGETICA	NO	Informe de la operación real y esperada del Sistema Interconectado Nacional y de los riesgos para atender confiablemente la demanda Dirigido al Consejo Nacional de Operación, como encargado de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

Se presentaron los indicadores de calidad de la operación incluyendo el mes de mayo. De las variables energéticas, se resalta el porcentaje del embalse que está en el 70.28 % de su volumen útil y los caudales están en el 159 % de la media histórica del mes de junio. La demanda ha crecido un 2.1 % con respecto al mismo mes de mayo del año anterior.

Con respecto a los analisis energeticos, XM menciona que las sensibilidades consideradas en los análisis de la entrada en operación del proyecto de generación Hidroeléctrico Ituango, obedecen a escenarios propios de XM y no a información oficial de EPM. Los demás supuestos empleados, son tomados de la UPME e información reportada por los agentes a XM. Los resultados presentados, pretenden evaluar los riesgos sobre la atención de la demanda dada la incertidumbre actual sobre la entrada del proyecto, los cuales se estarán reevaluando periódicamente y una vez conocida la información oficial.

XM informó de las medidas de CAOP para los dias de elecciones presidenciales junto con las medidas para realizar la planeación de mantenimientos para esos días, otras medidas y los protocolos de comunicación.

Acerca del tema de factores de pérdidas se mencionaron los antecedentes de la resolucion CREG 15, los supuestos para el cálculo de dichos factores de perdidas y con la información recibida de parte de los agentes en cumplimiento del Acuerdo 1061 y el procedimiento establecido en el Acuerdo 1063, se realiza un recalculo de los factores de pérdidas del año 2017.

Conclusiones

- Los resultados obtenidos evidencian la necesidad del proyecto Hidroeléctrico Ituango para atender de forma económica, segura y confiable la demanda.
- Si bien con los supuestos considerados se observa que el sistema cuenta con los recursos necesarios para la atención de la demanda en el mediano plazo, ante escenarios de baja hidrología y la no entrada de Hidroituango en las fechas planeadas, se requeriría una generación térmica alrededor de 60 GWh-día en forma continua durante los próximos años.
- De mantenerse en el horizonte de análisis la ENFICC verificada de la vigencia 2018-2019 y de no darse la entrada de Hidroituango, a partir del año 2022 (agosto demanda media y marzo demanda alta), no se tendría cubrimiento total de la demanda con la ENFICC de plantas existentes y nuevas con asignaciónel OEF .
- Con los supuestos considerados y ante la no entrada de Hidroituango en el largo plazo, se observan casos con déficit a partir del año 2022, cuatro de ellos con VEREC>3%. Adicionalmente se observa a partir del año 2020 una generación térmica promedio cercana a los 55 GWh-día.

Las principales recomendaciones derivadas de los analisis energéticos junto con el responsable del desarrollo y gestión de cada una de las recomendaciones se presenta a continuación:

Contar con un nuevo cronograma de puesta en servicio del proyecto Hidroituango. EPM

Garantizar la máxima disponibilidad de los recursos de generación existentes, sus fuentes primarias y la red de transmisión de energía y gas. CNO Gas y CNO Eléctrico.

Realizar seguimiento detallado y permanente a la evolución de las principales variables inciertas (hidrología y demanda) con el objeto de dar las señales necesarias de manera anticipada. CNO.

Hacer seguimiento detallado a la entrada en operación de los proyectos de generación que tienen concepto de conexión por parte de la UPME, en búsqueda de identificar las acciones necesarias que viabilicen la entrada en las fechas establecidas. UPME.

Realizar gestiones para adelantar la entrada en operación de proyectos de transmisión y generación que estén en curso. (proyecto de la S/E Colectora y plantas eólicas asociadas este proyecto) UPME.

Garantizar la entrada en la fecha establecida de la planta de regasificación en el Pacifico y los proyectos asociados, buscando dar prioridad de dicho gas al sector térmico.UPME.

Conservar en las plantas térmicas la posibilidad de operar con combustibles líquidos ante eventos en los sistemas de transporte o suministro de gas, dados los requerimientos de generación térmica que se observan. CREG.

Implementar ajustes regulatorios al mecanismo de respuesta de demanda. CREG.

Incentivar y/o acelerar la entrada de proyectos de generación con bajos tiempos de construcción y de generación distribuida. MME.

Revisar la necesidad de realizar nuevas subastas de energía firme con entrada en operación antes del año

2022. MEM.

Resolver las restricciones de red en el área Cauca Nariño, y ajustar el ESA, para posibilitar, si así se requiere, una importación constante y significativa desde Ecuador.

7. SERVICIOS COMPLEMENTARIOS-CONSULTOR CREG	NO	Presentar el objetivo y el equipo que va a llevar a cabo la consultoria contratada por la CREG para el tema de servicios complementarios.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

Principios Rectores : Dimensionamiento adecuado de los SSCC; Promover la oferta suficiente y de calidad para otorgarlos ; Correcta asignación a los pagadores primando el principio básico de que el que causa paga.

fase 1:Diagnóstico cualitativo del Mercado Colombiano, tanto para la situación actual como para la futura proyectada con alta penetración de renovables y análisis cualitativo de la perfomance internacional de los mercados de SSCC.

Fase 2: Análisis técnico-económico de las implicancias en el SIN de la entrada en operación de nuevos desarrollos: plantas solares, eólicas, hidráulicas, térmicas, sistemas de almacenamiento y equipos para respuesta de demanda.

Fase 3: Análisis de las distintas alternativas reglamentarias para cada uno de los servicios complementarios, identificando ventajas y desventajas.

Fase 4: Definición y elaboración de la propuesta para el Mercado Colombiano, la cual tendrá como principios fundamentales la formación eficiente de precios, señales para la competencia, asignando los costos a quienes los causan.

El consultor presento el organigrama, el equipo de trabajo y el cronograma.

Conclusiones

8. REGULACION PRIMARIA DE FRECUENCIA CON BESS- EMGESA	NO	Presentar el servicio de regulación primaria de frecuencia con equipos BESS en la central de Termozipa.	INFORMATIVO		

Desarrollo

Implementar un Sistema de Baterías – BESS (Battery Energy Storage System) – como elemento complementario en la prestación del servicio de Regulación primaria de Frecuencia para cada una de las 4 unidades de esta central.

Por medio de este proyecto, EMGESA incrementará la capacidad efectiva neta de sus unidades de Termozipa, la nueva reserva rodante será cubierta por el banco de baterías. El diseño de este sistema se ha desarrollado bajo la experiencia del grupo ENEL en este campo y teniendo en cuenta el cumplimiento de la normativa vigente para la prestación del servicio de regulación primaria.

Beneficios:

Permite utilizar la disponibilidad comercial de la reserva rodante, aumentando la generación de la planta y el nivel de respaldo al sistema. Los dispositivos BESS tienen una respuesta en tiempo más rápida que los reguladores de velocidad convencionales, lo que podría generar beneficios para el sistema, siempre y cuando se realice una debida sintonización acorde a los requerimientos de la Resolución CREG 023/2001. El desarrollo e implementación de este tipo de soluciones, potencializa el estudio y viabilidad de un mercado de servicios complementarios, objeto de estudio actualmente por la Comisión.

El proyecto no implica un cambio en la capacidad de transporte asignada en el Contrato de Conexión (capacidad de contrato 256 MW), ni la instalación de una planta nueva. Por lo tanto, los procedimientos previstos en el Acuerdo C.N.O 646 y la Resolución CREG 106 de 2006 no aplican. Se realizará una adenda al contrato de conexión para actualizarlo.

El Estudio de coordinación de protecciones se presentará al operador de Red (Codensa). Una vez analizados los parámetros técnico-operativos de las unidades, se concluye que estas pueden operar a una nueva CEN 3% mayor de la actual de manera continua, y esto se certificará siguiendo el procedimiento previsto en los acuerdos C.N.O 557 y 497. Para efectos de la prestación del servicio de regulación primaria de frecuencia, el 3% adicional requerido cuando las unidades estén en operación a la nueva CEN estará prestado a través del sistema BESS. Las pruebas de Estatismo y Banda Muerta se realizarán conforme a lo previsto en el acuerdo C.N.O 747, con el fin de asegurar el adecuado funcionamiento y parámetros del BESS.

Conclusiones

El sistema BESS muestra beneficios asociados a la liberación de la reserva rodante de cada unidad de la Central Termozipa, al ser utilizado para prestar el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia. De esta manera, se aumenta la CEN y mejoran los tiempos de respuesta potenciales de la planta. Al tratarse de un dispositivo “on plant”, el sistema BESS se convertirá en un equipo más de la planta Termozipa. Su operación será transparente para el mercado y no requerirá regulación especifica para su operación, cumpliendo con los requisitos vigentes para prestación del servicio de Regulación Primaria. Al realizarse las pruebas de estatismo y banda muerta según las metodologías vigentes, se probará que el sistema integral BESS-UNIDAD cumple a cabalidad con los requerimientos para la prestación del servicio de Regulación Primaria.

9. INFORME DE UPME	NO	Presentar el estado de avance proyectos de transmisión de las Convocatorias Públicas.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

UPME presentó el estado actual de los proyectos de trasmisión del STN y del STR que están en desarrollo como resultado de procesos de convocatorias. El contenido de la presentación esta adjunto a esta acta.

Conclusiones

10. VARIOS	NO		INFORMATIVO		

Desarrollo

La reunión ordinaria de julio se llevará a cabo el día 12 en Cartagena con visita a la Planta de regasificación.

Conclusiones

Presidente - Cristian Augusto Remolina

Secretario Técnico - Alberto Olarte