

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

ACTA DE LA REUNIÓN No. 35

Fecha : Octubre 16, 1996

Lugar : Instalaciones ISA - Bogotá

ASISTENTES-MIEMBROS PRINCIPALES:

ISAGEN
EEB
EEPPM
CORELCA
EPSA
CHB
CHEC
ESSA
ISA
PROELÉCTRICA
EMCALI
UPME
ISA

Guillermo Arango R.
Olga Beatriz Callejas.
Rafael Pérez
Andrés Yabrudy
Bernardo Naranjo O.
Carlos Alberto Luna
Edilberto Aguirre.
Hernán Uribe Niño
Javier Gutiérrez P.
Reynaldo Foschini A.
Humberto Mafla.
Germán Corredor A.
Pablo H. Corredor A.

INVITADOS :

ISAGEN
EEB
CORELCA
CORELCA
ELECTRANTA
CHB
CHEC
ISA
ISA
ISA
ISA
ISA
ISA

Alberto Olarte A.
Víctor Quiasúa C.
Carlos Linero S.
José Rosales M.
Jorge Quintero
José Arturo López R.
Albeiro Ríos C.
Carlos Ariel Naranjo
Hernando Díaz M.
Alvaro Murcia C.
Ana Mercedes Villegas
Armando Burgos B.
Ricaurte Présiga D.

TEMARIO :

1. Intercambio Línea de 500 kV
2. Varios

DESARROLLO DE LA REUNIÓN

Con la asistencia de 13 miembros del CNO con voto, se estableció el cumplimiento del quórum reglamentario.

1. INTERCAMBIO LÍNEA DE 500 kV.

ISA presenta inicialmente el estado de operación de la línea a 500 kV, indicando que la línea opera con los dos circuitos y todo su equipo, con transformación en Sabanalarga de 900 MVA y con transformación en San Carlos de 450 MVA por falla reciente de dos unidades monofásicas. Adicionalmente, existe restricción de transformación en la Subestación Soledad de CORELCA por pérdida de 100 MVA. En estas condiciones el límite de intercambio es de 300 MW debido a que el flujo de reactivos copa la capacidad del transformador. Este intercambio cumple con el criterio de seguridad N -1 para las líneas.

Mientras se mantengan las condiciones de transformación actuales en San Carlos y Soledad, la alternativa para aumentar la transferencia consiste en hacer manejo operativo de reactivos en la línea de 500 kV dentro de los márgenes de seguridad y mediante apertura de circuitos.

En el área de la Costa Atlántica se han venido instalando medidas suplementarias con relés de desconexión de carga: Teledisparos de demanda para proteger la transformación de Ternera y la red interna de ELECTRIBOL (Gambote), teledisparos en Tolú y Tolcementos frente a aperturas Sabana - Ternera. En Barranquilla se tienen aperturas de la carga de la Unión, El Silencio, disparo de Flores y aperturas de líneas TEBSA- El Silencio y TEBSA - 20 de Julio, entre otras. En el área Guajira-Cesar-Magdalena ha habido dificultades para identificar medidas suplementarias.

CORELCA comenta que la lógica de teledisparo en el área de Barranquilla es compleja y que se hace a través de un PLC programable. Actualmente tiene una programación para salida simultánea Unión y Oasis. Todo cambio de topología exige modificar el esquema.

Plan de Acción para recuperar la transformación de San Carlos: ISA informa que se adelanta la inspección de las unidades falladas y el diagnóstico sobre el resto del equipo para la conformación de las diversas alternativas de recuperación de capacidad. Adicionalmente, está en contratación una Consultoría Internacional para garantizar la estrategia de solución definitiva. Las soluciones conformadas son:

- Un Banco de 225 MVA (3 x 75) para noviembre 1.
- Un Banco de 450 MVA (2 x 150 + 2 x 75) para energizar en diciembre 20, conformado por las unidades monofásicas de reposición de Sabanalarga y San Carlos de 150 MVA y dos unidades de 75 MVA cada una, de los transformadores existentes. El tiempo corresponde a desmontaje, transporte, pruebas de vacío, montaje y pruebas finales.
- Adquisición de 2 unidades de 150 MVA que requieren un período de 8 meses, con base en proponentes de licitación ya iniciada para suministro de equipo de transformación.

Adicionalmente, ISA adelanta la revisión de tierras de la línea de 500 kV con 10 equipos de trabajo y se espera su culminación en 30 días.

Acciones para recuperar la transformación en Soledad: CORELCA informa sobre tres alternativas de solución:

- Transformador de 150 MVA de Termoflores. Se está pendiente del pronunciamiento de la Junta Directiva de Termoflores. Estaría listo para la primera semana de noviembre.
- Transformador de 180 MVA de EEPPM: TEBSA y EEPPM verificaron espacio en sitio. Esta solución tomaría hasta mediados de noviembre.
- Compra de transformador usado sin cambiador de tomas, en Estados Unidos. El proceso tomaría dos meses.

EEPPM pone a disposición de CORELCA la solución y ofrece adicionalmente la ayuda con su personal. En la Junta Directiva hará el ofrecimiento oficial para facilitar los contactos y adelantar la solución.

Las conclusiones del análisis técnico y operativo anterior son las siguientes:

- Durante 15 o 20 días se operará con el límite de 300 MW y se tomarán las acciones operativas necesarias cumpliendo el criterio de seguridad N -1. En la medida que entre equipo en operación, el CND dará las señales sobre modificaciones de límites siguiendo la normatividad vigente.
- En la primera semana de noviembre se tendrá la adición en San Carlos de 225 MVA y la solución para Soledad.

Haciendo referencia a la Interconexión con Venezuela, ISAGEN indica que no ofrece disponibilidad en punta y que se opera por una necesidad técnica por lo cual se debe revisar el aspecto comercial.

Con respecto a las medidas suplementarias a los esquemas de desconexión automática de carga por baja frecuencia a que se refieren el Código de Redes y la Resolución No. 061 del 30 de julio de 1996, el CNO concluyó que corresponden a instalación de relés y/o equipos de control para el manejo de la carga y no a aumento de la generación de seguridad o a disminución del límite de intercambio. La generación de seguridad es la necesaria para cumplir el criterio de seguridad N -1 definido por la reglamentación vigente tanto para el planeamiento como para la operación del sistema. Respecto de este tema el CNO acuerda enviar carta de aclaración a la CREG en los términos anteriormente expresados.

Adicionalmente, el CNO considera importante solicitar a la CREG, reglamentar, de una forma más clara, el criterio para determinar la instalación de esquemas suplementarios en el caso de aislamiento de áreas, de tal manera que se haga consistente con los estándares de planeamiento y diseño de la red.

Seguidamente, se abre discusión sobre condiciones de emergencia que se pueden presentar en la operación del sistema y si resulta conducente tomar riesgos para reducir las condiciones de no suministro. De manera unánime el CNO establece seguir los criterios de seguridad N -1 y propone que el CND presente definición teórica de las condiciones de emergencia a la CREG para que esta entidad se pronuncie al respecto. Además, por las condiciones de déficit de gas en la costa Atlántica, es necesario hacer un análisis de disponibilidad de generación por mantenimiento y riesgo de las unidades en esta área del país para identificar situaciones probables de no suministro y tener claridad con antelación sobre las acciones a seguir.

Frente al suministro de gas en la Costa, CORELCA pide apoyo a la UPME para solicitar a ECOPETROL, ante la situación de emergencia actual, asignar mayores cupos a CORELCA para atender la demanda y disminuir la probabilidad de condiciones de no suministro.

Paralelamente en el tema del gas, ISA propone identificar interlocutores en ECOPETROL para lograr un manejo coherente e integrado y establecer mecanismos ágiles para la atención de emergencias con posibilidad de acciones las 24 horas.

Aspectos Comerciales:

Con relación al impacto comercial de las Restricciones del Sistema Interconectado Nacional, el CNO acordó reiterar a la Comisión de Regulación de Energía y Gas- CREG- mediante carta, la urgencia de revisar la reglamentación requerida para su tratamiento.

El mercado se encuentra distorsionado por las restricciones eléctricas que obligan a tener una generación importante fuera de mérito originando un gran desfase entre el despacho real y el ideal.

La reglamentación existente evidenció y valoró el problema pero la asignación de los pagos y la distribución de los beneficios no dan las señales económicas para ejecutar las inversiones.

Últimamente se ha tenido un incremento de la energía de seguridad requerida por el área de la Costa Atlántica al fallar en septiembre un transformador de 100 MVA en la Subestación Soledad y recientemente al fallar dos unidades monofásicas en San Carlos que redujeron la capacidad de transformación de 900 MVA a 450 MVA. Estas dos indisponibilidades de transformación restringen el intercambio de energía desde el interior hacia la costa e incrementan en forma importante los costos operativos. El CNO quiere llamar la atención en que la actual remuneración para estos sobrecostos no es adecuada y equitativa, para la mayoría de los agentes que participan del mercado, y que no tienen una relación directa con esta restricción.

Con respecto a la restricción originada por la transformación de San Carlos, ISA propuso participar en el pago de los sobrecostos en la medida de sus posibilidades financieras, pero observando que lo haría en el momento en que se reglamentara de tal forma que fuera una regla general para todos los transportadores, mediante la cual se les brindara una señal económica para

mejorar su eficiencia en la prestación del servicio. Adicionalmente, esta señal debe ser consistente con el esquema de remuneración del Sistema de Transmisión. Estos pagos se realizan proporcionalmente a la recuperación de cartera.

Por considerar que uno de los mayores problemas que tiene el nuevo esquema del Sector Eléctrico Colombiano es la gran distorsión que le producen las restricciones al mercado, el CNO solicitará a la CREG:

- Llevar a cabo los estudios y reglamentar el tema de restricciones lo más pronto posible a fin de que se ajusten las distorsiones del mercado con los mecanismos pertinentes.
- Proceder lo más pronto posible a emitir una resolución que defina un período de transición donde se identifiquen las causas de las restricciones y los agentes causantes de ellas, estableciendo señales económicas claras mediante su participación en el pago de las restricciones, de manera que los incentive a ejecutar las inversiones para disminuir las restricciones.

CORELCA no estuvo de acuerdo con el segundo punto, pues conceptúa que el tema debe ser sustentado con estudios y manifestó que por su parte enviaría una comunicación a la CREG con su posición al respecto.

2. VARIOS

a. Cargo por Capacidad: EPSA pregunta cuáles son los costos variables que se usan para el planeamiento Indicativo y solicita a la UPME aclararlo. Se responde que para el gas corresponde a los costos de producción más los costos de transporte. La UPME comenta que en los contratos "take or pay" no se incluyen los costos de transporte. Adicionalmente, solicita a los generadores información sobre los costos variables de las plantas.

Los resultados del cargo por capacidad deben ser estudiados con antelación en el Comité de Operación y el CNO se debe reunir antes del 15 de noviembre para analizar la información que se enviará a la CREG.

b. Precios de Intervención de Embalses: CHB pregunta si las resoluciones sobre el tema realmente acogieron las recomendaciones del CNO. Menciona que en la Reunión 15 del CNO se acordó como precio de referencia el correspondiente al del nivel mínimo superior del embalse y la CREG en la

Resolución 058 lo adoptó como techo, lo que no remunera las plantas en su costo de oportunidad. Por lo tanto considera del caso solicitar aclaración a la CREG sobre la razón de esta interpretación y sobre la metodología utilizada. Se propone que ISA como Secretaría Técnica del CNO estudie la Resolución 058, compare con los contenidos del Acta 15 y analice los resultados con la CREG.

c. Mantenimientos de Mediano Plazo: La UPME expresa su preocupación por la señal recibida del Mediano Plazo en cuanto a la necesidad de hacer ajustes en la programación de los mantenimientos de noviembre para garantizar la reserva de potencia. Percibe que la CREG no tiene clara la dimensión del problema y es necesario establecer alternativas con ISAGEN, CHB y EEB.

d. Comunicaciones a la CREG e Interacción CNO - CREG: Se propone que toda comunicación con destino a la CREG sea llevada personalmente y documentada ampliamente en una reunión para lograr mayor coherencia de contexto y de interpretación.

Adicionalmente, se estima conveniente realizar reuniones periódicas entre Representantes del CNO y la CREG, según convenga, para tratar con profundidad los temas operativos y de regulación que faciliten los objetivos de las dos corporaciones.

e. Conexión en T para Termocentro: El Subcomité de Estudios Eléctricos considera viable esta conexión y envía su recomendación al CNO para que lo ratifique y envíe su concepto a la CREG.

f. Esquema de Conexión de Urrá: El Subcomité de Estudios Eléctricos conceptúa que la conexión de Urrá no es una T y por tanto no es necesario solicitar autorización a la CREG.

A la 1:30 p.m. se terminó la reunión.


Bernardo Naranjo Ossa
PRESIDENTE