

EL INFRASCRITO SECRETARIO EJECUTIVO DE LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA -CRIE-, POR MEDIO DE LA PRESENTE:

CERTIFICA:

Que tiene a la vista la Resolución N° CRIE-38-2015, emitida el 23 de octubre de dos mil quince, donde literalmente dice:

“RESOLUCIÓN N° CRIE-38-2015

LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

RESULTANDO

I

Que la **COMPAÑÍA HONDUREÑA DE ENERGÍA SOLAR S.A. DE C.V. (COHESSA)** presentó, el 05 de marzo de 2015, Solicitud de Conexión a la Red de Transmisión Regional -RTR- para interconectar a la RTR de Honduras un proyecto de generación denominado **“FOTOVOLTAICO VALLE 50 MW”**, el cual está compuesto por:

1. Una planta de tecnología fotovoltaica de 52 MWac/72.072 MWdc de potencia total instalada compuesto de 26 bloques; cada bloque genera 2 MWac y está constituido por 1 transformador de 2400 kVA & 0.4/34.5 kV, 2 inversores x 1000 kW, 9240 módulos de 300 W.
2. Una subestación denominada Nacaome que interceptará la línea de transmisión L616 entre las subestaciones Agua Caliente y 15 de Septiembre, localizada a 31 km de la SE Agua Caliente y 650 metros de la planta solar de COHESSA; la subestación Nacaome usará un arreglo de doble barra y 2 bahías en circuito y medio; una bahía para seccionar la LT Agua Caliente-15 de Septiembre, y otra bahía para conectar los transformadores elevadores provenientes de las plantas solares de SOPOSA y de COHESSA.
3. Dos transformadores elevadores de 57 MVA, 34.5/230 kV.

El proyecto se encuentra localizado en el Municipio de Nacaome, Departamento de Valle, Honduras. Geográficamente el proyecto se encuentra en la zona sur del país. Cartográficamente un punto de referencia del proyecto corresponde a las coordenadas 87° 33'46.00" de Longitud Oeste y 13° 30' 53.95" de Latitud Norte. En las figuras 1 y 2 se presentan la ubicación geográfica del proyecto y los diagramas unifilares de las instalaciones de la granja solar.



Figura 1: Ubicación geográfica del proyecto.

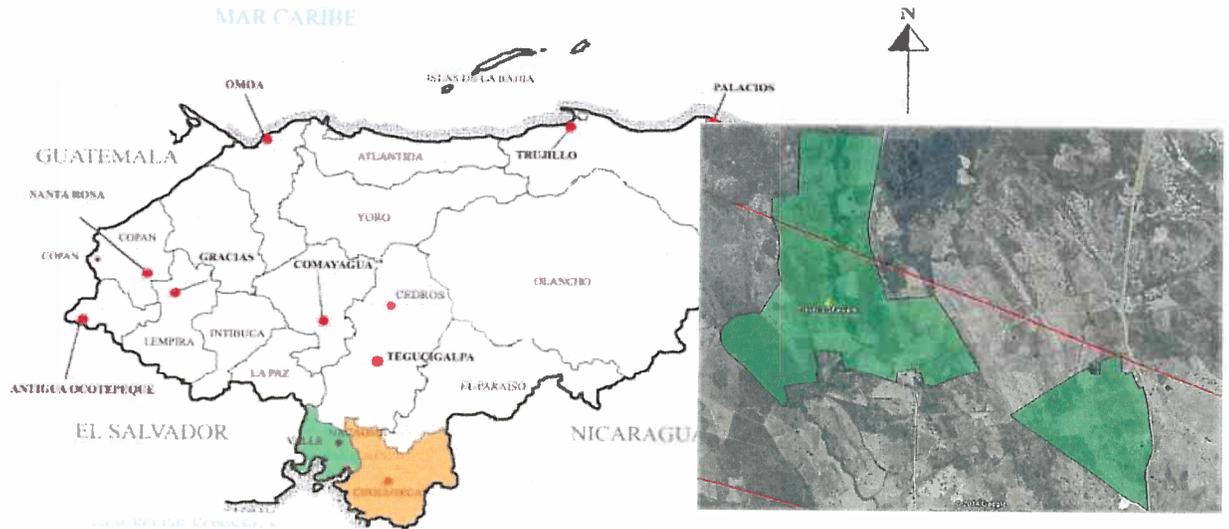
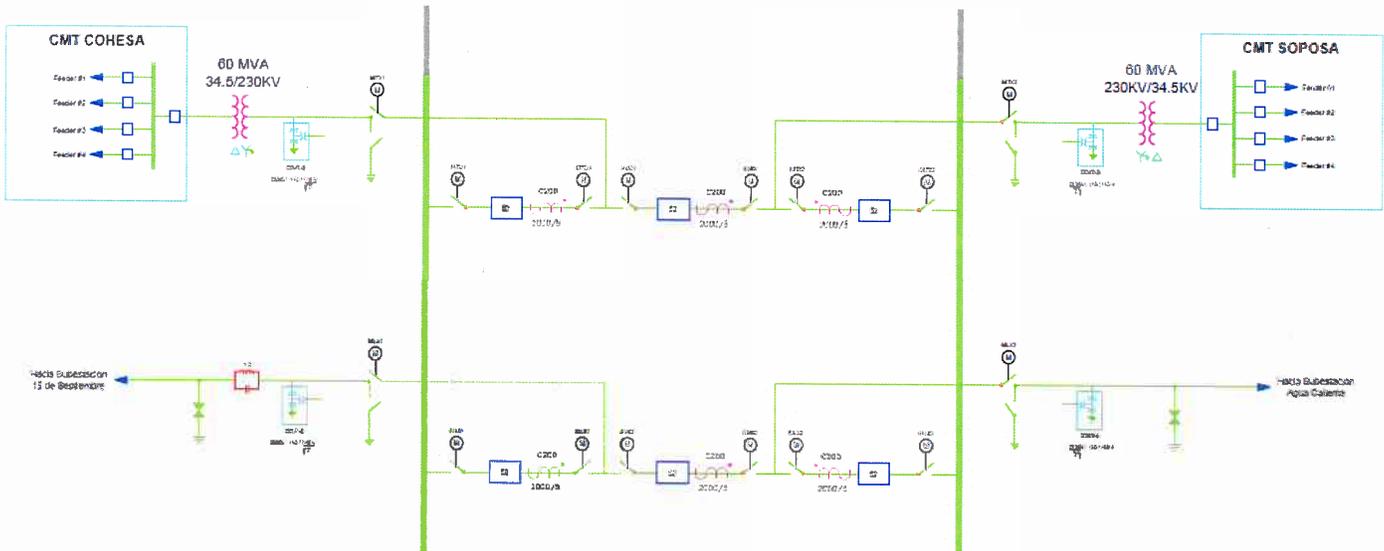


Figura 2: Esquema Unifilar de la subestación Nacaome donde se conecta el Proyecto.



II

Que el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) establece en el Libro III, DE LA TRANSMISIÓN, Capítulo 4, Coordinación del Libre Acceso, punto 4.5, Procedimiento para el Acceso a la RTR, inciso 4.5.2.3, que el Solicitante que desee conectarse a la Red de Transmisión Regional (RTR) deberá presentar a la CRIE la solicitud de conexión con toda



la documentación requerida; de acuerdo con lo establecido en el mencionado Libro III se deberá anexar una constancia del cumplimiento de los requerimientos de conexión emitida por el organismo nacional que establece la regulación de cada país; de igual manera y cuando sea necesario disponer de una autorización, permiso o concesión correspondiente a las instalaciones que se pretende conectar a la RTR, deberá adjuntarse ésta como parte de la solicitud de Conexión; además de ello, la solicitud en cuestión deberá ser acompañada de los estudios técnicos y ambientales, que demuestren el cumplimiento de las normas ambientales, las normas técnicas de diseño mencionadas en el numeral 16.1 del Libro III antes referido, y los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, así como lo establecido en la regulación del país donde tiene lugar el acceso.

III

Que el 12 de mayo de 2015, mediante la Resolución No. CRIE-13-2015, se resolvió APROBAR DE FORMA PROVISIONAL POR UN PERIODO DE CUATRO MESES la Solicitud de Conexión a la Red de Transmisión Regional presentada por la COMPAÑÍA HONDUREÑA DE ENERGÍA SOLAR S.A. DE C.V. (COHESSA), la cual venció el 12 de septiembre de 2015; en dicha resolución se detallaron una serie de requerimientos tales como informes, integración de plantas al Control Automático de Generación –AGC-, Esquemas de Control Suplementarios, compensación reactiva, verificaciones y certificaciones que deben cumplirse tanto por parte del Operador de Sistema y Operador de Mercado (OS/OM) de Honduras que en este caso es la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), como por parte del Ente Operador Regional (EOR), previo a la recomendación de aprobación de FORMA DEFINITIVA de los proyectos.

IV

Que el 08 de septiembre de 2015, se notificó la tercera resolución de trámite administrativo emitida dentro del expediente CRIE-TA-06-2015, en la cual se comunicó al Solicitante la recomendación del EOR de no aprobar la conexión definitiva, ni temporal del Proyecto de generación denominado FOTOVOLTAICO VALLE 50 MW de la COMPAÑÍA HONDUREÑA DE ENERGÍA SOLAR S.A. DE C.V. (COHESSA), mientras no se dé cumplimiento por parte de la ENEE de un conjunto de requerimientos relacionados con la integración de plantas al Control Automático de Generación –AGC- (por sus siglas en inglés), presentación de informes operativos y de un plan detallado para la instalación de compensación reactiva en Honduras; por lo que se instruyó al OS/OM de la ENEE de Honduras para que completara a más tardar el día 17 de septiembre de 2015 lo solicitado por el EOR;

V

Que el 18 de septiembre de 2015, se notificó la cuarta resolución de trámite emitida dentro del expediente CRIE-TA-06-2015, en la cual se instruyó al Ente Operador Regional para que enviara a esta Comisión, el día 23 de septiembre de 2015, un informe sobre los resultados del desempeño de la regulación primaria y secundaria de frecuencia, así como de la regulación de voltaje en los nodos de la RTR, y demás aspectos operativos relacionados, en un periodo de tres (3) meses de evaluación, y su recomendación final respecto a la solicitud de conexión de la COMPAÑÍA HONDUREÑA DE ENERGÍA SOLAR S.A. DE C.V. (COHESSA), según el RESUELVE CUARTO de la Resolución No. CRIE-13-2015 y de acuerdo a la documentación presentada por el OS/OM de la ENEE de Honduras; siendo el caso que con fecha 24 de septiembre de 2015, se recibió nota por parte del Ente Operador Regional (EOR) con referencia No EOR-DE-23-09-2015-825, de fecha 23 de septiembre de 2015, con la cual adjunta copia electrónica de un informe de pruebas de integración al AGC de las plantas LUFUSSA III, ENERSA y ELCOSA y un informe de resultados de la regulación primaria y secundaria de frecuencia, en los cuales el EOR presenta sus propios análisis y conclusiones, considerando finalmente que las evaluaciones realizadas, en cuanto a la reserva de regulación de frecuencia, indican que el área de control de Honduras opera con insuficiente margen para compensar las variaciones de potencia asociadas a la operación de las centrales fotovoltaicas, por lo que el EOR, por segunda vez recomienda a la CRIE: “No aprobar la conexión definitiva, ni temporal del proyecto de generación denominado Fotovoltaico Valle 50MW, gestionada por la COMPAÑÍA HONDUREÑA DE ENERGÍA SOLAR, S.A. DE C.V. (COHESSA), indicada en la Resolución CRIE-13-2015”;

VI

Con fecha 29 de septiembre de 2015, se notificó la quinta resolución de trámite emitida dentro del expediente CRIE-TA-06-2015, en la cual se dio audiencia por el término de tres días hábiles, a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), a la COMPAÑÍA HONDUREÑA DE ENERGÍA SOLAR, S.A. DE C.V. (COHESSA) y a la Comisión Nacional de Energía (CNE), para que con base en la nota del Ente Operador Regional, con referencia No EOR-DE-23-09-2015-825, de fecha 23 de septiembre de 2015, presentasen a esta Comisión sus comentarios y observaciones. Siendo el caso que la COMPAÑÍA HONDUREÑA DE ENERGÍA SOLAR, S.A. DE C.V. (COHESSA), mediante nota sin referencia de fecha 02 de octubre de 2015, remitió a esta Comisión sus comentarios dentro de los cuales se resumen los siguientes: 1) La Solicitante se ha apegado y cumplido con los procedimientos y trámites establecidos en el RMER, relativos a la puesta en servicio de la conexión de la Planta Solar Fotovoltaica Valle; 2) Se ha cumplido con los compromisos adquiridos en el oficio DO/140/IV/2015; 3) Se ha cumplido con todos los requerimientos atribuibles a la empresa dentro de la segunda resolución de trámite CRIE-13-2015; 4) De



conformidad a lo establecido en el numeral 4.3 del libro III, cada agente que inyecta energía tendrá derecho a conectarse a la RTR una vez cumplidos los requisitos técnicos y ambientales establecidos en el RMER y en la regulación de cada país; 5) Se ha contratado a un tercero (planta hidroeléctrica La Vegona 41 MW) para que brinde la porción de reserva de regulación de frecuencia correspondiente a COHESSA (lo que equivale a un total de 3.0 MW, distribuidos ± 1.5 MW). De igual forma se recibió de parte de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica nota con referencia ST-217-X-2015 de fecha 02 de octubre de 2015, cuyos comentarios se resumen a continuación: 1) ENEE no está de acuerdo con la conclusión a la que ha llegado el EOR, en relación a que el área de control de Honduras opera con insuficiente margen de reserva de regulación de frecuencia (primaria y secundaria); 2) En las evaluaciones diarias del criterio CPS, realizadas por el EOR el valor mínimo alcanzado por ENEE ha sido de 92.26%; 3) El EOR ha realizado evaluaciones de cumplimiento de la reserva de regulación, utilizando criterios diferentes al CPS establecido en el RMER; 4) La evaluación del cumplimiento y dimensionamiento de la reserva de regulación no forma parte del procedimiento para el trámite de solicitudes de conexión aprobado según resolución CRIE-P-03-2014; 5) ENEE ha cumplido con lo resuelto por CRIE en las resoluciones relacionadas con los permisos de conexión de los proyectos fotovoltaicos, en lo referente a la incorporación al AGC de las plantas ENERSA, LUFUSSA III, VEGONA y ELCOSA, con el fin de cumplir con el 5% de reserva establecidos en el libro III del RMER; 6) Con el fin de aportar más reserva rodante al SER, ENEE solicitará a las empresas solares que se conectan en 230 kV que reduzcan el 5% de su generación o bien que compren dicho porcentaje de reserva rodante a centrales de potencia firme en Honduras; 7) La reserva secundaria se programa precisamente para corregir desviaciones con respecto a lo programado, y es por tal razón que existe una alta probabilidad que se tenga que usar la reserva automática para corregir los intercambios, por otro lado, el criterio empleado por el EOR para verificar el cumplimiento de la reserva de regulación no está normado en el RMER; 8) ENEE siempre ha cumplido con el 5% de reserva rodante y cuando el sistema ha entrado en periodos de déficit de generación, se cuenta con un plan de desligue de carga con el fin de cumplir con la reserva mínima establecida en el RMER; 9) Se recomienda la contratación de un especialista en AGC, para que realice una evaluación del cumplimiento de la reserva en las 6 áreas de control. Finalmente, se recibió por parte de la Comisión Nacional de Energía (CNE) oficio con referencia No CNE-022-2015, de fecha 02 de octubre de 2015, con los comentarios que se resumen a continuación: 1) Las conclusiones del informe de evaluación del titulado “Informe de Pruebas de Integración de las Plantas LUFUSSA III, ENERSA y ELCOSA, Anexo I”, no establecen un incumplimiento definitivo, como para que el EOR haya emitido un señalamiento conclusivo; 2) ENEE ha informado que se han incorporado algunas observaciones señaladas por el EOR en las pruebas de integración de las plantas ENERSA y LUFUSSA, lográndose una mejora considerable en el manejo de la reserva; 3) Se solicita un periodo adicional de 3 semanas para que el EOR realice una evaluación con la debida



certificación de los resultados obtenidos de las pruebas para la evaluación del desempeño del AGC y de la reserva de regulación.

VII

Que mediante sexta resolución de trámite emitida dentro del expediente No. CRIE-TA-06-2015, de fecha 08 de octubre de 2015, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica confirió audiencia al Ente Operador Regional, para que a más tardar el lunes 12 de octubre de 2015, con base a las observaciones y comentarios vertidos por las entidades COMPAÑÍA HONDUREÑA DE ENERGÍA SOLAR S.A. DE C.V. (COHESSA), Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) y Comisión Nacional de Energía (CNE), así como el análisis según informe de la Gerencia Técnica y Gerencia Jurídica de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) No GT-GJ-2015-15 y los Anexos 1, 2 y 3 que se adjuntan, evalúe y se pronuncie de manera oportuna (incluyendo bases de datos y memoria de cálculo para las seis (6) áreas de control para el período de abril a agosto de 2015), sobre el cumplimiento del desempeño de la regulación secundaria conforme a lo estipulado en Libro III del RMER, en los numerales 16.2.7.3 y 16.2.7.4, y en lo relativo al cumplimiento de la reserva de regulación mínima durante los períodos de demanda, conforme al numeral 16.2.7.9. Siendo el caso que con fecha 13 de octubre de 2015, se recibió nota por parte del Ente Operador Regional (EOR) con referencia No EOR-DE-13-10-2015-872, de fecha 13 de octubre de 2015, en la cual entre otros comentarios manifiestan los siguientes: a) El desempeño de la regulación secundaria medido a través del CPS, no evalúa la variabilidad equivalente que producen las centrales fotovoltaicas que indican la necesidad de incrementar los márgenes de regulación, es por eso que se ha evaluado el cumplimiento de los márgenes mínimos de regulación establecidos en el RMER, para períodos de 10 minutos; b) El cumplimiento del criterio de desempeño de la regulación secundaria, no implica el cumplimiento del requerimiento de reserva mínima; c) El EOR reitera su recomendación a la CRIE de no aprobar la conexión definitiva ni temporal del proyecto de generación denominado Fotovoltaico Valle 50 MW, gestionada por la COMPAÑÍA HONDUREÑA DE ENERGÍA SOLAR, S.A. DE C.V. (COHESSA), indicada en la Resolución CRIE-13-2015;

VIII

Que mediante Informe GT-GJ-2015-15 del 16 de octubre de 2015, las Gerencias Técnica y Jurídica de la CRIE concluyen, que se ha completado la entrega de la información a la que hace referencia el numeral 3.3 del “Procedimiento para el trámite de solicitudes de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR)”, aprobado mediante resolución No. CRIE-P-03-2014 del 21 de febrero de 2014. Asimismo se concluye que la Solicitante ha cumplido con el procedimiento de Conexión a la RTR establecido en el numeral 4.5 del Libro III del RMER y que las evaluaciones de la reserva de regulación de frecuencia, realizadas por el EOR adolecen de soporte regulatorio.



CONSIDERANDO

I

El artículo 7 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, establece: “En el Mercado se transará electricidad producida por cualquiera de los generadores de los sistemas eléctricos que lo componen que estén habilitados como agentes.” El Tratado citado, en su artículo 11 dispone: “Se considera transmisión regional el flujo de energía que cruza las fronteras de los países, permitiendo las transacciones del Mercado a través de las redes actuales de alta tensión y las que se construyan en el futuro.” Por su parte, el artículo 12 del Tratado de referencia, reformado por el artículo 4 del Segundo Protocolo, establece: “Las redes de transmisión, tanto regionales como nacionales, serán de libre acceso a los agentes del Mercado (...)” El mismo cuerpo normativo citado anteriormente, en su artículo 19, reformado por el artículo 7 del Segundo Protocolo establece que “la CRIE es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional, con personalidad jurídica propia, capacidad de derecho público internacional, independencia económica, independencia funcional y especialidad técnica, que realizará sus funciones con imparcialidad y transparencia (...)”. Por último, el artículo 23 del Tratado relacionado establece que las facultades de la CRIE son, entre otras: “(...) e) Regular los aspectos concernientes a la transmisión y generación regionales; f) Resolver sobre las autorizaciones que establezca el Tratado, de conformidad con sus reglamentos (...)”

II

El Segundo Protocolo en su artículo 3, que reformó el artículo 5 al Tratado Marco, define a los agentes del mercado en el siguiente sentido: “Todos los agentes de los mercados mayoristas nacionales, reconocidos como tales en las legislaciones nacionales y en la medida en que el ordenamiento constitucional de cada Parte lo permita, serán agentes del mercado eléctrico regional y tendrán los derechos y obligaciones que se derivan de tal condición”.

III

En relación a los dictámenes presentados por el EOR (especificar las notas remisorias y fechas), esta Comisión observa lo siguiente: a) Que las evaluaciones desarrolladas por el EOR en lo relacionado al cumplimiento de la reserva de regulación secundaria, no se encuentran reguladas en el RMER, en otras palabras, evalúa como necesario a la conexión a la RTR un requisito no establecido en la regulación regional ; b) Que esta Comisión no ha recibido por parte del EOR ninguna propuesta de modificación y/o ajuste regulatorio, en la que se proponga incluir el criterio de evaluación de la reserva primaria en periodos de 10 minutos; c) No se observa una evaluación integral de los criterios de desempeño: reserva de regulación primaria, reserva de regulación secundaria y criterio de desempeño CPS, considerando las desviaciones de energía como herramienta auxiliar para el análisis; d) Que



la CRIE al analizar las publicaciones de los procesos comerciales del MER con el RMER y PDC publicados por el EOR, hizo una evaluación de las desviaciones en el área del control de Honduras a partir de la entrada en operación de las plantas fotovoltaicas los cuales se observan en los anexos 1 y 2 de la presente resolución e) Del análisis realizado por la CRIE, relacionado con el indicador CPS establecido en el RMER (Anexo 3), sumado al comportamiento de los desvíos de energía que ha venido registrando el área de control de Honduras y el comportamiento de los intercambios netos antes descritos, se concluye que lo señalado por el EOR se contradice con los resultados que se reflejan del desempeño que ha tenido Honduras durante los meses en que han operado en pruebas las plantas solares fotovoltaicas; f) Conforme a los procesos comerciales del MER, de acuerdo al texto vigente del RMER y PDC, publicados por el EOR, no se observa un impacto negativo en los desvíos de energía producto de la variabilidad equivalente que produce las centrales fotovoltaicas.

IV

Que de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 28, inciso b) del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, es función del EOR: Asegurar que la operación y el despacho regional de energía sean realizados con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad.

Conforme a lo establecido en el numeral 16.2.1 del Libro III del RMER, es responsabilidad del EOR la coordinación de la operación del Sistema Eléctrico Regional cumpliendo con los Criterios de Calidad Seguridad y Desempeño, por lo que, conforme a lo establecido en el numeral 4.5.4.1, previa autorización de puesta en servicio, responsabilidad del EOR, éste deberá realizar las respectivas evaluaciones apegándose estrictamente a lo establecido en la Regulación Regional. En lo relacionado a la evaluación de la reserva de regulación de frecuencia, el EOR deberá realizar las evaluaciones conforme a lo establecido en los numerales 16.2.7.3, 16.2.7.4, 16.2.7.9 y Anexo H del libro III del RMER. Una vez realizadas las evaluaciones respectivas, y otorgada a La Solicitante la autorización de puesta en servicio, el EOR cumplirá lo establecido en el numeral 1.5.3.2, inciso i), punto i) del Libro I del RMER, en lo relativo a los objetivos y funciones, siendo responsabilidad de dicho ente, con respecto a la dirección y coordinación de la operación técnica del SER, adoptar las medidas que considere convenientes para salvaguardar la integridad de la RTR, tales como costes de carga, desconexión de generación, apertura de líneas, auditoría de instalaciones de los Agentes, y cualquier otra acción de supervisión para asegurar la calidad de servicio eléctrico en el MER. Las medidas se ejecutarán de acuerdo con los procedimientos y criterios que establece la regulación regional.



POR TANTO

En virtud de la recomendación de la Gerencias Técnica y Jurídica, emitida mediante el Informe GT-GJ-2015-15, de fecha 16 de octubre de 2015, y con base en ello, en uso de las facultades que le confiere el artículo 23 literal e) y f) del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y habiéndose cumplido con el procedimiento previsto para la toma de acuerdos y resoluciones por la Junta de Comisionados en Sesiones Presenciales y Sesiones a Distancia, la Junta de Comisionados de la CRIE:

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR la Solicitud de Conexión a la Red de Transmisión Regional presentada por la COMPAÑÍA HONDUREÑA DE ENERGÍA SOLAR S.A. DE C.V. (COHESSA) del proyecto de generación denominado FOTOVOLTAICO VALLE 50 MW, dicho proyecto se encuentra compuesto por:

1. Una planta de tecnología fotovoltaica de 52 MWac/72.072 MWdc de potencia total instalada compuesto de 26 bloques; cada bloque genera 2 MWac y está constituido por 1 transformador de 2400 kVA & 0.4/34.5 kV, 2 inversores x 1000 kW, 9240 módulos de 300 W.
2. Una subestación denominada Nacaome que interceptará la línea de transmisión L616 entre las subestaciones Agua Caliente y 15 de Septiembre, localizada a 31 km de la SE Agua Caliente y 650 metros de la planta solar de COHESSA; la subestación Nacaome usará un arreglo de doble barra y 2 bahías en circuito y medio; una bahía para seccionar la LT Agua Caliente-15 de Septiembre, y otra bahía para conectar los transformadores elevadores provenientes de las plantas solares de SOPOSA y de COHESSA.
3. Dos transformadores elevadores de 57 MVA, 34.5/230 kV.

El proyecto se encuentra localizado en el Municipio de Nacaome, Departamento de Valle, Honduras. Geográficamente el proyecto se encuentra en la zona sur del país. Cartográficamente un punto de referencia del proyecto corresponde a las coordenadas 87° 33'46.00" de Longitud Oeste y 13° 30' 53.95" de Latitud Norte.

SEGUNDO: INSTRUIR a la COMPAÑÍA HONDUREÑA DE ENERGÍA SOLAR S.A. DE C.V. (COHESSA), que previo a la puesta en servicio de la conexión del proyecto de generación, cumpla con lo establecido en el numeral 4.5.4.1 del Libro III del RMER, para la autorización de la puesta en servicio de la conexión

TERCERO: INSTRUIR al Ente Operador Regional (EOR), para que en coordinación con el OS/OM de Honduras, cumpla lo dispuesto en el artículo 28, inciso b) del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, relacionado a asegurar que la operación y el despacho regional de energía sean realizados con criterio económico, procurando alcanzar



niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad. Por lo que deberá realizar las evaluaciones establecidas en el numeral 4.5.4.1 del Libro III del RMER, siguiendo estrictamente los criterios y disposiciones detalladas en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), en lo relacionado a la evaluación de la reserva de regulación de frecuencia, el EOR deberá realizar las evaluaciones conforme a lo establecido en los numerales 16.2.7.3, 16.2.7.4, 16.2.7.9 y Anexo H del Libro III del RMER.

CUARTO: INSTRUIR al Ente Operador Regional (EOR), luego de otorgado al Solicitante la Autorización de Puesta en Servicio, realizadas las evaluaciones respectivas en el Resuelve Tercero anterior, cumplir con lo establecido en el numeral 1.5.3.2, inciso i), punto i) del Libro I del RMER, en lo relativo a los objetivos y funciones, siendo responsabilidad del EOR, con respecto a la dirección y coordinación de la operación técnica del SER, adoptar las medidas que considere convenientes para salvaguardar la integridad de la RTR, tales como cortes de carga, desconexión de generación, apertura de líneas, auditoría de las instalaciones de los Agentes, y cualquier otra acción de supervisión para asegurar la calidad del servicio eléctrico en el MER. Las medidas se ejecutarán de acuerdo con los procedimientos y criterios que establece la regulación regional.

VIGENCIA Esta Resolución entrará en vigor a partir de su notificación.

NOTIFÍQUESE por correo electrónico a las entidades COMPAÑÍA HONDUREÑA DE ENERGÍA SOLAR S.A. DE C.V. (COHESSA), Ente Operador Regional (EOR), Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), Comisión Nacional de Energía (CNE).”

Quedando contenida la presente certificación en dieciocho (18) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y firma, en la ciudad de Guatemala, República de Guatemala, a los treinta días del mes de octubre de dos mil quince.

Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo

Anexo 1

Estadística de desviaciones con datos obtenidos de la base de datos de publicaciones de los procesos comerciales del MER con el RMER y PDC:

PROGRAMA DE INTERCAMBIOS 2015 GWh (+) EXP (-)IMP

PAIS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SE P	OC T	NO V	DIC	TOTA L
GUATEMALA	90.09	70.92	83.94	87.24	65.45	57.10	50.64	70.17					575.5
EL SALVADOR	104.37	85.41	40.22	17.98	45.11	76.72	103.04	98.69					-571.5
HONDURAS	-14.95	-5.64	-4.79	-8.39	13.63	28.05	-15.39	-2.38					-93.2
NICARAGUA	-0.18	-0.20	5.52	7.04	1.73	-4.08	-5.22	3.18					7.8
COSTA RICA	22.55	26.59	40.22	78.09	-8.08	47.62	50.51	1.25					22.1
PANAMÁ	8.44	-4.91	-2.43	12.98	2.05	5.89	26.64	27.78					76.4

MEDICION DE INTERCAMBIOS 2015 GWh (+) EXP (-)IMP

PAIS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SE P	OC T	NO V	DIC	TOTA L
GUATEMALA	89.15	69.72	82.23	86.25	64.80	57.17	49.70	70.73					569.7
EL SALVADOR	105.07	85.93	40.58	18.35	45.54	77.10	102.65	99.49					-574.7
HONDURAS	-14.54	-5.07	-4.18	-8.18	13.38	27.79	-15.28	-2.10					-90.5
NICARAGUA	0.27	0.03	6.05	7.42	1.58	-4.17	-5.37	2.88					8.7
COSTA RICA	21.94	26.80	39.71	77.66	-7.80	47.51	50.67	1.17					22.9
PANAMA	9.04	-4.71	-2.12	13.46	2.47	6.44	27.23	28.20					80.0



DESVIACIÓN DE INTERCAMBIOS 2015 GWh (+) EXP (-)IMP													TOTA	%
PAIS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SE P	OC T	NO V	DIC	L	DES/PROG
GUATEMALA	-0.947	1.19 2	1.71 5	0.99 1	0.65 3	0.06 8		0.56 3					-5.8	-1.01%
EL SALVADOR	-0.699	0.52 6	0.35 9	0.36 7	0.42 3	0.38 1	0.393	0.80 7					-3.2	0.55%
HONDURAS	0.409	0.56 9	0.61 1	0.20 4	0.25 5	0.25 2	0.108	0.27 8					2.7	-2.88%
NICARAGUA	0.446	0.23 5	0.53 8	0.37 5	0.14 7	0.09 0		0.30 2					0.9	11.69%
COSTA RICA	-0.611	0.21 2	0.50 4	0.42 8	0.27 9	0.10 6	0.163	0.07 9					0.8	3.56%
PANAMA	0.598	0.19 5	0.31 1	0.48 1	0.41 9	0.54 8	0.589	0.41 7					3.6	4.65%
TOTA													L	-1.0

Anexo 2

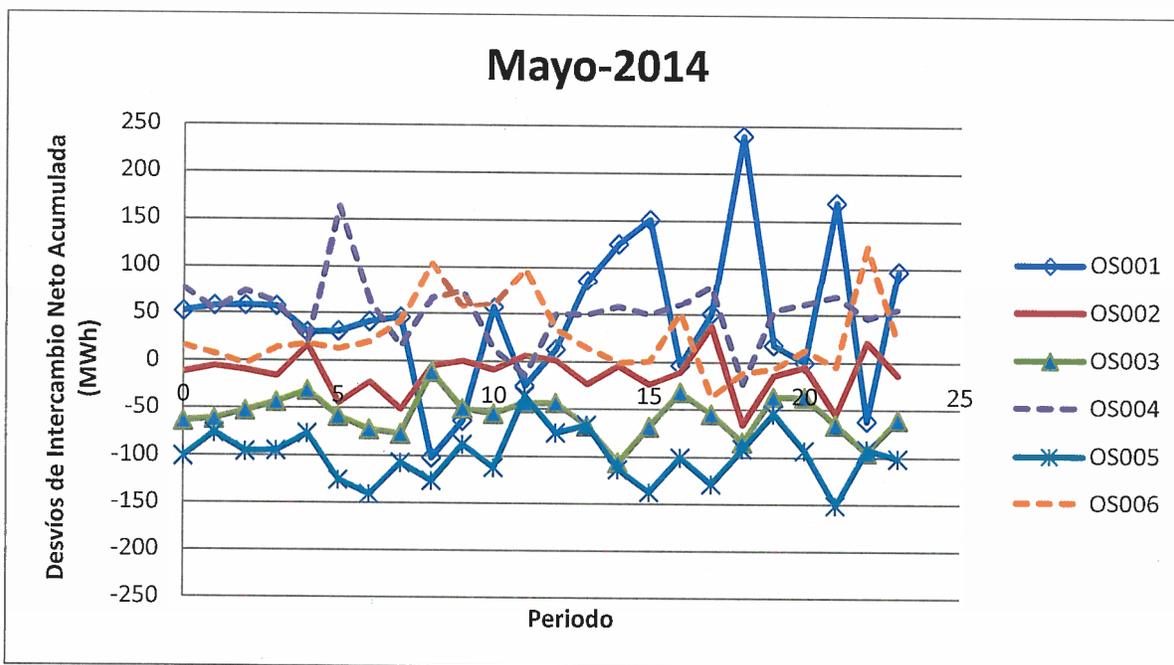
Análisis de los desvíos de intercambio

De la teoría de control de áreas de control se ha establecido que el desempeño del AGC se mide por la habilidad de mantener el balance de carga-generación, a través del efecto que tiene sobre la frecuencia y el intercambio neto; además, sabiendo que el control de la frecuencia la ejerce de manera predominante el área de control de México, el desempeño final de cada uno de los AGC de la región se medirá por su efecto que ejerce, a través del control del intercambio neto real respecto al intercambio neto programado.

Luego de la anterior aclaración, se procedió a examinar el comportamiento de las desviaciones de intercambio neto por área de control como una medida del desempeño que ejerce el AGC y su habilidad de gestionar la reserva rodante, ya que la CRIE no cuenta con las herramientas propias del EOR para determinar el desempeño de los AGC; así, a través de la revisión de los registros de

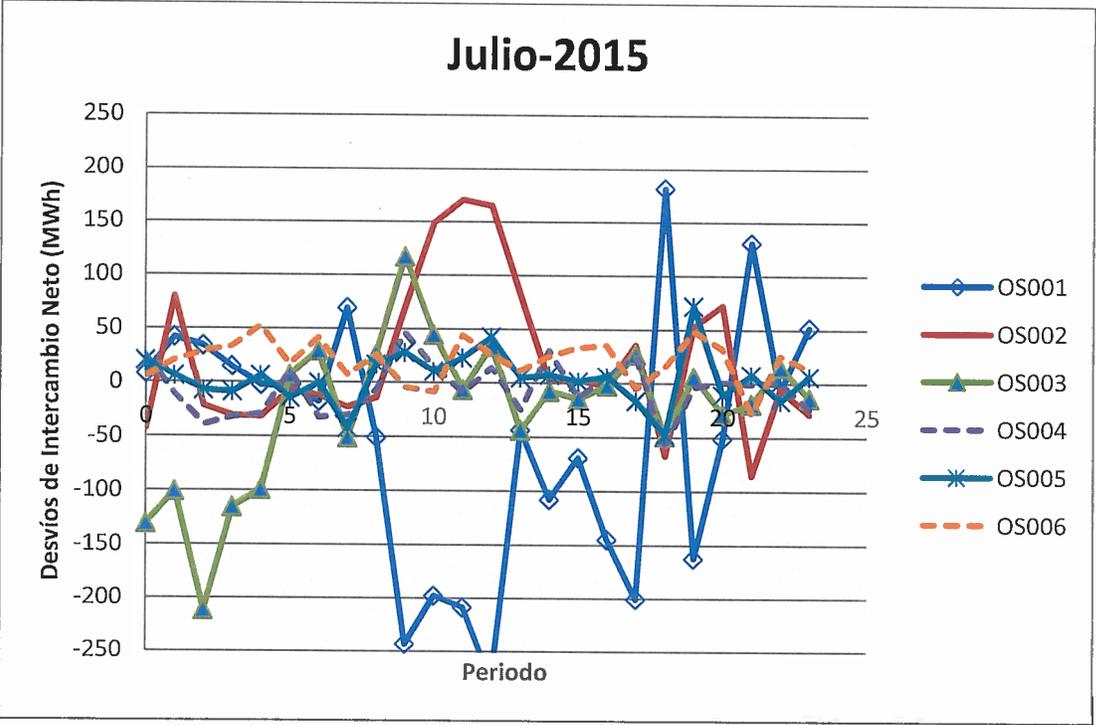
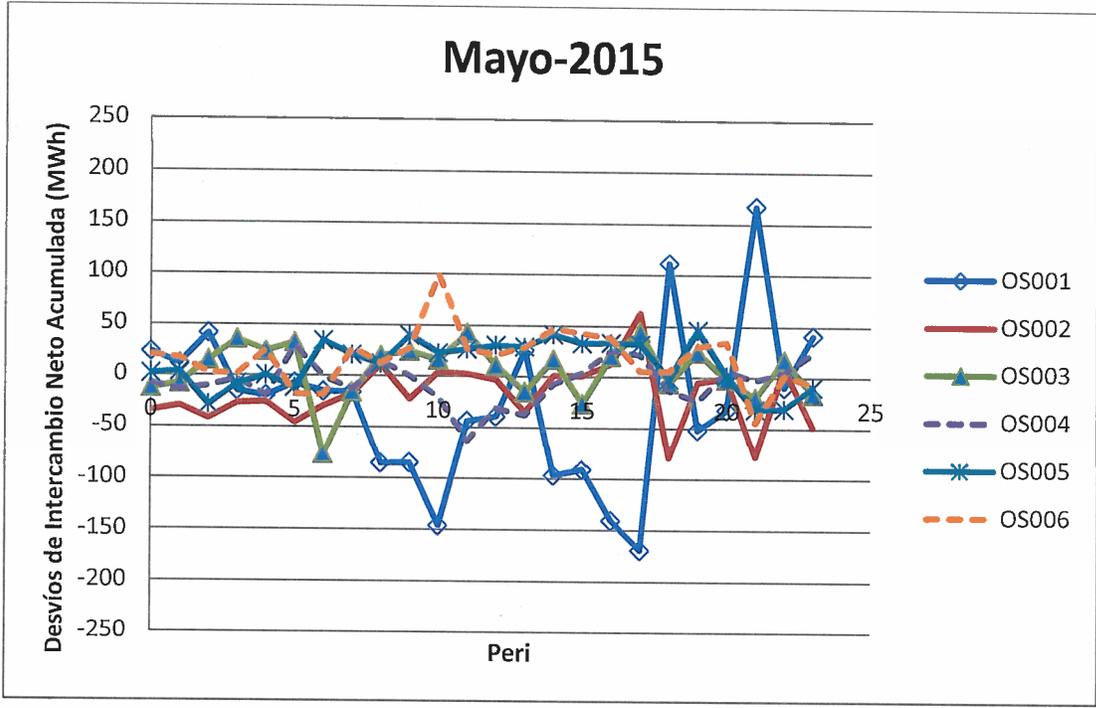
la base de datos regional del EOR, se ha detectado que las desviaciones de energía que se registran en los nodos de enlace del OS003¹ no son muy diferentes del comportamiento de los demás OS/OM, observándose que en ciertos períodos han sido superior que otras áreas de control.

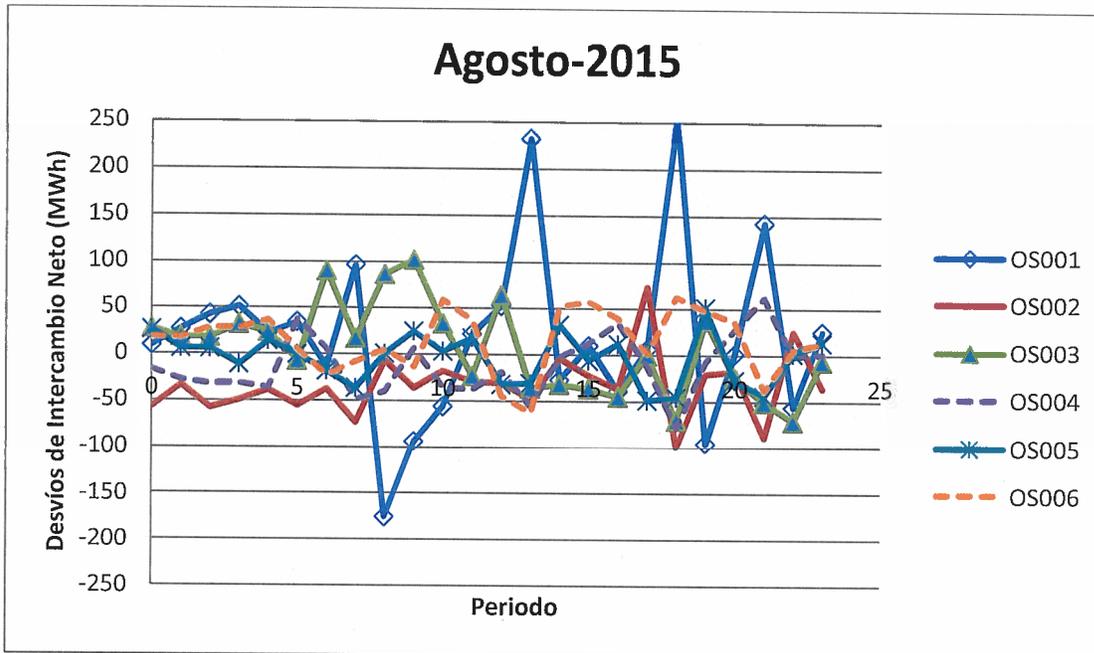
A continuación se muestra el comportamiento de los desvíos de intercambio neto acumulados por hora, de cada uno de los OS/OM; los datos fueron tomados de la Tabla PUB210DESVI de la Base de Datos de Publicaciones de los Procesos Comerciales del MER con RMER y PDC.



¹ OS001=Guatemala, OS002=El Salvador, OS003=Honduras, OS004=Nicaragua, OS005=Costa Rica, OS006=Panamá.







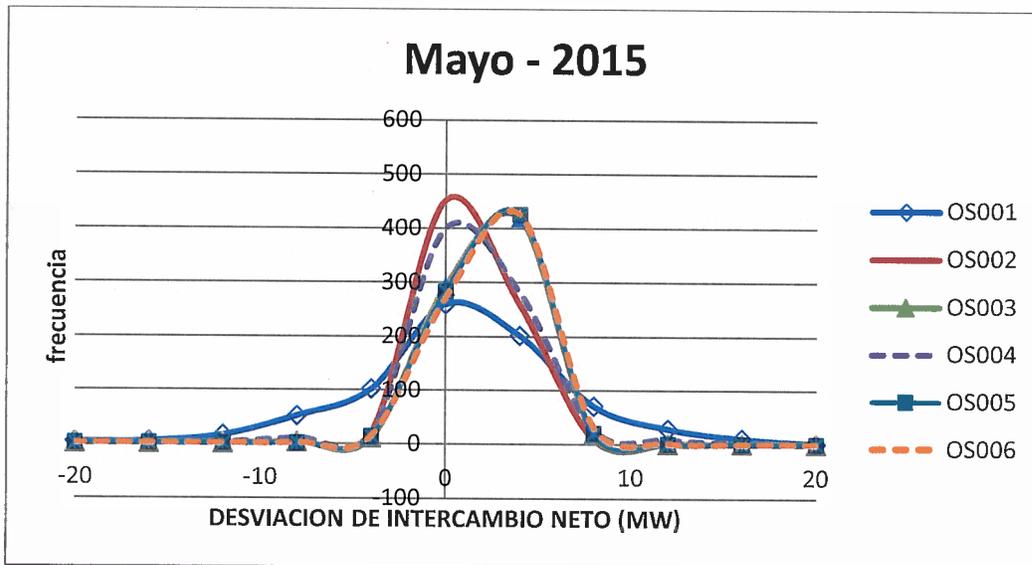
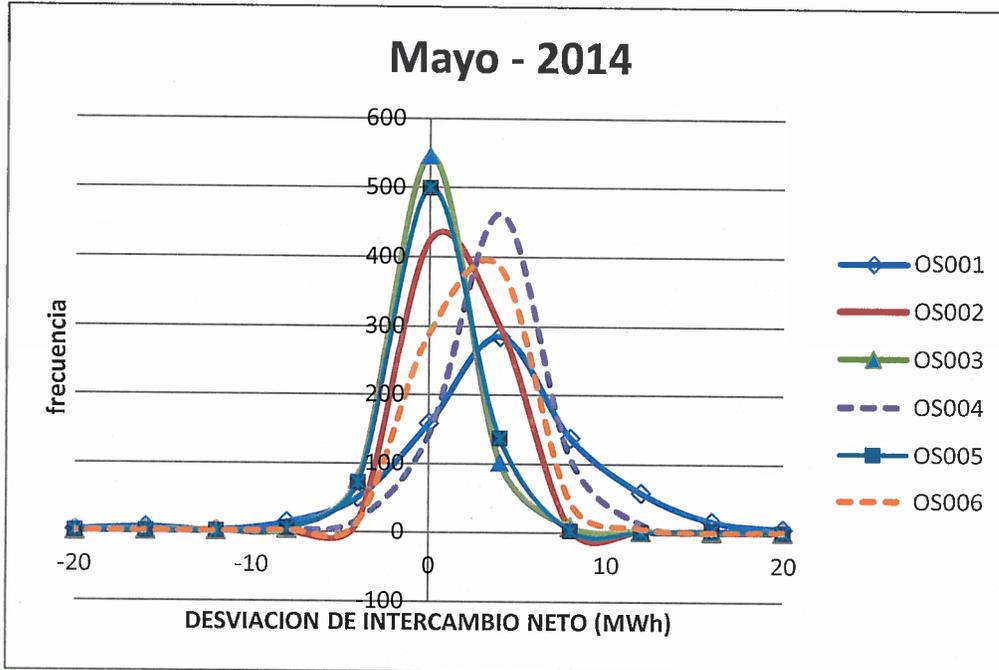
Es bastante notorio que los desvíos acumulados en el mes del OS001 son muchos mayores que los del OS003, y que el OS003 había mostrado un comportamiento bastante plano hasta mayo de 2015; a partir de junio 2015, el OS003 muestra mayores desviaciones pero no son muy diferentes a las del OS005.

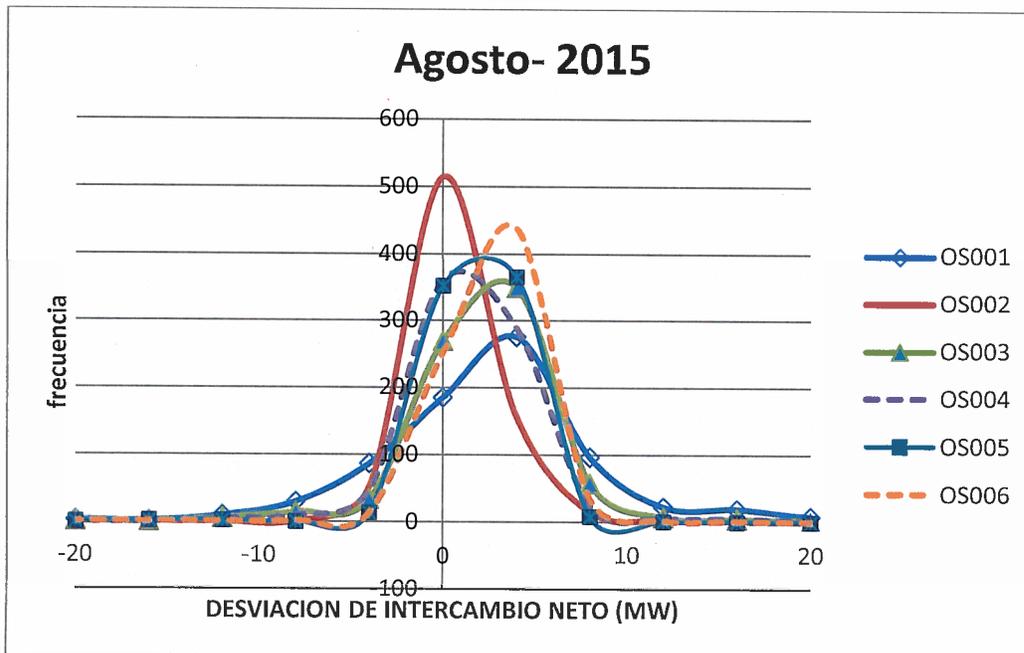
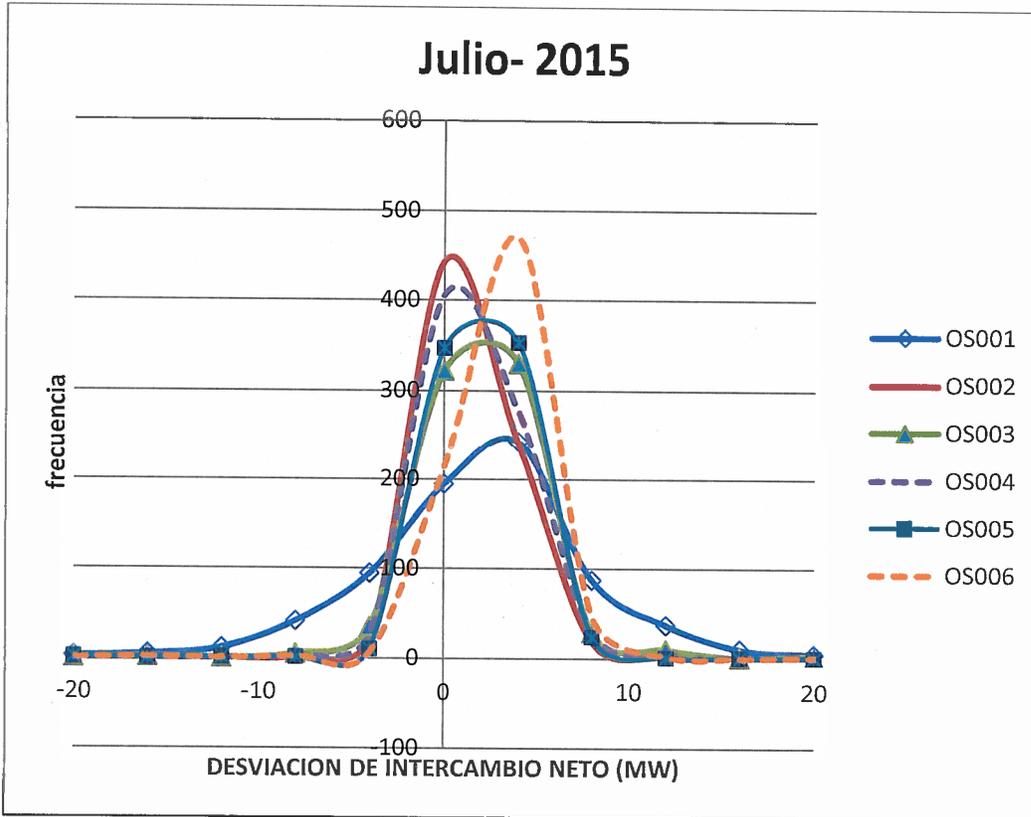
En las siguientes ilustraciones se muestra el histograma de frecuencia de las desviaciones de intercambio neto en los meses señalados; nótese que el OS003 mantuvo el mejor comportamiento en mayo de 2014, luego en mayo 2015 la curva está sesgada hacia la derecha indicando que estuvo exportando los desvíos de manera mayoritaria, similar a la del OS006.

Después, cuando se supone que operaron los primeros generadores fotovoltaicos, la campana se ensancha un poco y exporta los desvíos de manera dominante, pero se comporta parecido al área de control del OS005.

En conclusión, el control de los desvíos de intercambio del OS003 durante el período de prueba de las plantas fotovoltaicas, fue tan bueno como el resto de los OS/OM, excepto del OS001. Por lo tanto se podría concluir que la gestión de la reserva regulante del AGC del OS003 fue tan buena como del resto de los operadores.







Anexo 3

Criterio de Desempeño de la Regulación Secundaria (CPS)

El cual consiste en los requerimientos técnicos mínimos que deben cumplir cada una de las áreas de control con el fin de mantener el balance carga/generación, cumpliendo con los intercambios programados y a la vez contribuyendo a la regulación regional de la frecuencia por medio del Control Automático de la Generación (AGC por sus siglas en inglés). En la tabla 3 se muestra los resultados de la evaluación del CPS para las seis áreas de control, durante el periodo comprendido entre los meses de abril y agosto de 2015

Tabla 1. Cumplimiento del Criterio de Desempeño de la Regulación Secundaria (CPS)

	Número de horas con incumplimiento del criterio CPS				
	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto
Guatemala	15	34	15	16	12
El Salvador	0	0	6	1	0
Honduras	1	4	5	4	7
Nicargua	4	3	4	6	8
Costa Rica	0	0	1	0	0
Panamá	3	1	1	1	3

