

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-27-2015, emitida el 27 de julio de dos mil quince, donde literalmente dice:

“RESOLUCION N° CRIE-27-2015

LA COMISION REGIONAL DE INTERCONEXION ELECTRICA

RESULTANDO

I

Que la EMPRESA ENERGÍA CINCO ESTRELLAS, S.A. DE C.V., presentó el 10 de diciembre de 2014, su solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional -RTR- para interconectar a la RTR de Honduras de generación renovable denominado FOTVOLTAICO EL CAGUANO, el cual está compuesto por:

1. Una planta de tecnología fotovoltaica de 50 MW de potencia total instalada compuesto de 25 bloques; cada bloque genera 2 MWac/2.45952 MWdc está constituido por 1 transformador de 2400 kVA & 0.4/36 kV, 2 inversores x 1000 KW y 12 seguidores solares, cada uno con 672 módulos de 300/305/310 Wp.
2. Una línea de transmisión 34 kV de doble circuito de 11 kilómetros de longitud que servirá de enlace entre la planta fotovoltaica y la subestación Santa Lucía.
3. Una bahía de la Subestación Santa Lucía donde se interconectará a un transformador elevador 34.5/230 kV de 100 MVA.

El proyecto se encuentra localizado en el Municipio El Carrizo, Choluteca, Honduras. Geográficamente el proyecto se encuentra en la zona sur del país. Cartográficamente un punto de referencia del proyecto corresponde a las coordenadas 87° 15'05" de Longitud y 13° 14' 33" de Latitud, correspondiente al punto céntrico del proyecto. En la figura 1, 2 y 3 se presentan la ubicación geográfica del proyecto y los diagramas unifilares de las instalaciones de la granja solar.



Figura 1: Ubicación geográfica del proyecto.

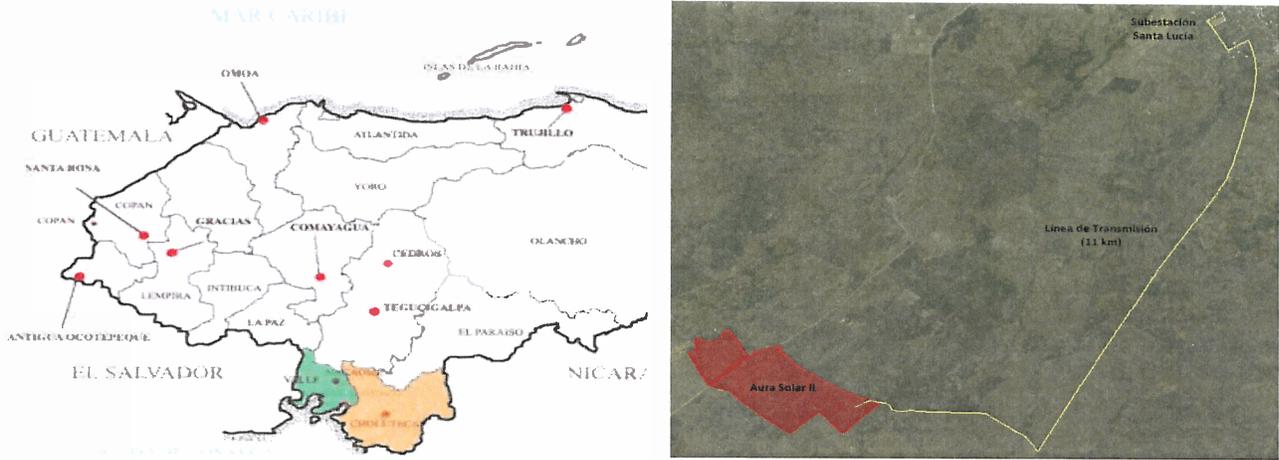


Figura 2: Esquema Unifilar de la subestación Santa Lucía donde se conecta el Proyecto.

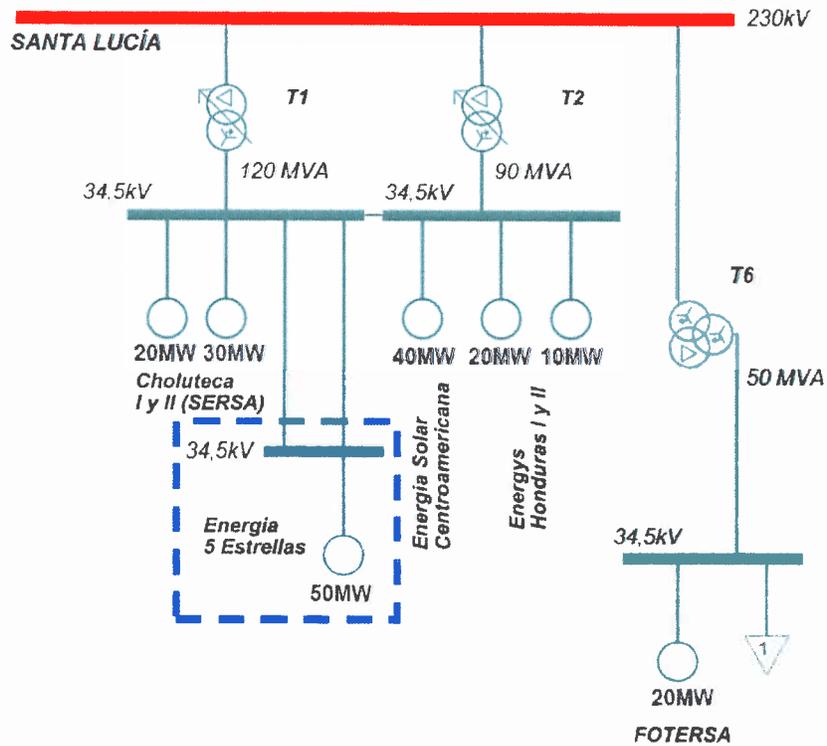
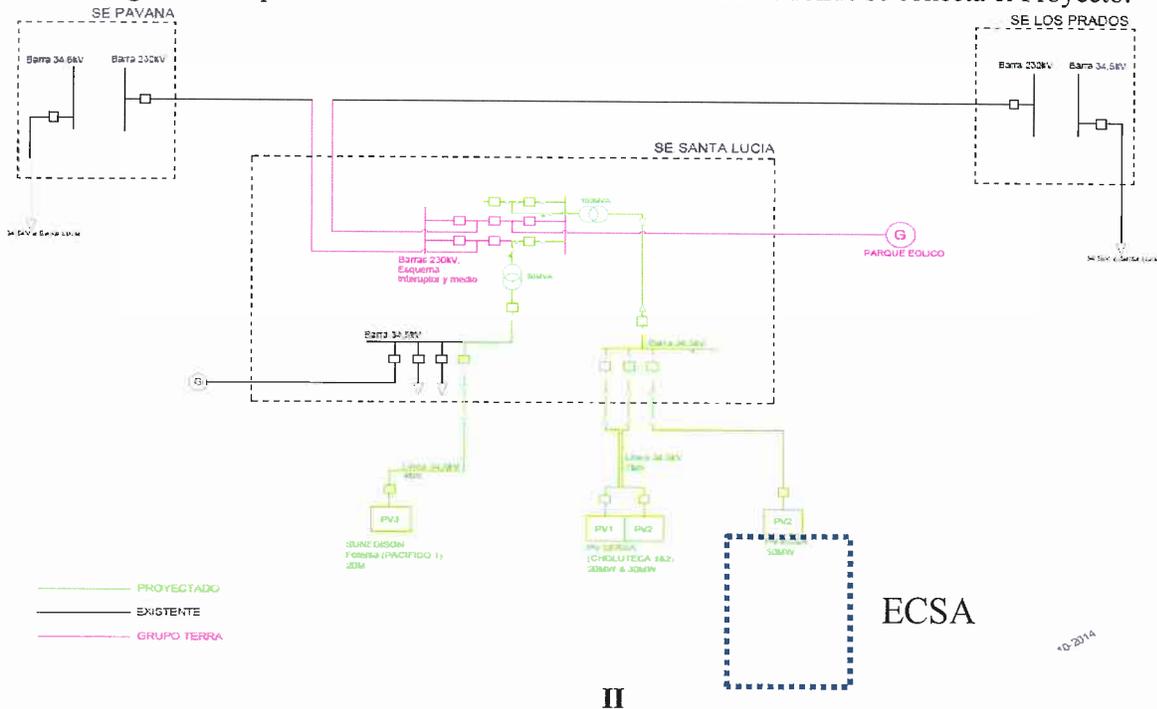


Figura 3: Esquema Unifilar de la subestación Santa Lucía donde se conecta el Proyecto.



II

Que mediante Primera Resolución emitida dentro del expediente de trámite No. CRIE-TA-02-2015, de fecha 16 de enero de 2015, se dieron por recibidos un conjunto de documentos que acompañaban a la solicitud de conexión presentada por la entidad Energía Cinco Estrellas S. A. de C. V., entre ellos **a)** Licencia Ambiental No. 187-2014 de la Secretaría de Energía, Recursos Naturales, Ambiente y Minas para el proyecto "Ampliación de la Línea de Transmisión, Fotovoltaico El Caguano", Categoría 3, otorgada a la sociedad mercantil "Energía Cinco Estrellas, S.A. de C.V. (ECSA de C.V.)" el 27 de noviembre de 2014 por una vigencia de cinco años (5); **b)** Licencia Ambiental No. 005-2013 de la Secretaría de Energía, Recursos Naturales, Ambiente y Minas para el proyecto "Línea de Transmisión El Bijagual-Santa Lucía", Categoría 4, otorgada a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) el 16 de mayo de 2013 por una vigencia de cinco años (5); **c)** Licencia Ambiental No. 011-2014 de la Secretaría de Energía, Recursos Naturales, Ambiente y Minas para el proyecto "Fotovoltaico El Caguano, Categoría 4" otorgada a la sociedad mercantil "Energía Cinco Estrellas, S.A. de C.V. (ECSA de C.V.)" el 22 de octubre de 2014 por una vigencia conforme al contrato de operación (2013-LA-00501); **d)** Resolución No. 1199-2014 de la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA) de Ampliación de Licencia Ambiental para la Línea de Transmisión del Proyecto Fotovoltaico El Caguano, del fecha 20 de octubre de 2014; **e)** Descripción técnica general de la planta; **f)** Diseño básico de las instalaciones a conectar a la RT; **g)** Informe de estudio eléctricos de acceso a la RTR, que contiene las fases de estudios de flujos de potencia, de cortocircuito y estudios dinámicos; realizados bajo las premisas de construcción de los escenarios de demanda media correspondientes a la época seca y lluviosa de los años 2015 y 2016. Posteriormente se recibió una copia del contrato de operación para la generación, transmisión y comercialización de energía eléctrica entre la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente y la compañía Energía Cinco Estrellas S. A. de C. V., de fecha 16 de enero de 2014.



III

Que mediante Informe GT-GJ-2015-05 del 24 de julio 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.

CONSIDERANDO

I

Que 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

Que 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

Que el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional -RMER- establece en el Libro III, DE LA TRANSMISION, 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; siendo el caso que LA EMPRESA ENERGÍA CINCO ESTRELLAS, S.A. DE C.V., presentó el 10 de diciembre de 2014, su solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional -RTR- para interconectar a la RTR de Honduras de generación renovable denominado FOTOVOLTAICO EL CAGUANO.

IV

Que mediante la nota EOR-DE-27-02-2015-186 con fecha 27 de febrero de 2015, el EOR remite a la CRIE, el INFORME DE EVALUACIÓN DEL ESTUDIO TÉCNICO DE LA SOLICITUD DE CONEXIÓN A LA RTR DE HONDURAS DEL PROYECTO DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO EL CAGUANO DE 50 MW; como establece el numeral 4.5.3.2 del Libro III del RMER, el EOR solicitó a la División de Operación de la ENEE (actuando como Operador y Transmisor del sistema), sus observaciones sobre el estudio presentado por ECSA DE C. V.; de tal manera, que el EOR recibe como su respuesta, la nota DO/042/II/2015 con fecha 04 de febrero de 2015 y presenta su informe “Comentarios sobre los estudios eléctricos del proyecto de generación fotovoltaico 5 Estrellas”. Dicho informe recomienda que previo a la aprobación de la Solicitud de Conexión cumpla con los siguientes aspectos: **1)** Proponer a las soluciones técnicas viables que permitan solucionar los problemas de sobrecarga y voltajes fuera de rango, originadas a partir de la operación del proyecto Fotovoltaico El Caguano. Las soluciones propuestas deben de cumplir con lo establecido en la regulación regional (RMER) y deben estar acompañadas del detalle de requerimientos, cronograma de actividades, y la identificación con el soporte del compromiso de la entidad responsable de la implementación de las soluciones propuestas; **2)** Complementar los estudios de flujo de carga y contingencias incluyendo la simulación de soluciones técnicas que demuestren que las sobrecargas encontradas en elementos del Sistema Eléctrico de Honduras serán efectivamente resueltas, cumpliendo con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en el artículo 16.2.6.1 incisos a), b) y c) del Libro III del RMER; **3)** Complementar el estudio de estabilidad de tensión presentando el análisis respectivo de los resultados encontrados y las conclusiones correspondientes que permitan establecer al menos la contingencia de mayor riesgo (si la hay), identificar si hay niveles de reserva de reactivo que pueden considerarse críticos, y demostrar si la condición están o no relacionadas con la operación del proyecto, de manera que se cumpla con lo establecido en el artículo 16.2.6.1, incisos a), b) y c), del Libro III del RMER; **4)** Suministrar las bases de datos que se utilizaron para realizar los estudios, de manera que se cumpla con lo establecido en el numeral 17.2.1 incisos a), b) y c) del Libro III del RMER; **5)** Satisfacer los requerimientos o hacer las aclaraciones que correspondan a las observaciones presentadas por la ENEE. Adicionalmente, debe considerar las recomendaciones y observaciones de la División de Operación de la ENEE y considerar todas las observaciones y recomendaciones del EOR en su Informe de Evaluación mencionado en el numeral romano I de la presente notificación.

V

Que con fecha 17 de abril de 2015, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica de Honduras, ENEE, remite al EOR, nota identificada como número DO/141/IV/2015, relativo a los requerimientos adicionales a los desarrolladores de las plantas fotovoltaicas, mediante la cual manifiestan que por las

plantas fotovoltaicas que se están construyendo en la zona sur y debido a la potencia a ser inyectada por estas, la red de transmisión presenta problemas de violación de los criterios de calidad, seguridad y desempeño (CCSD) estipulados en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) bajo condiciones de contingencia simple. Las posibles violaciones que se manifiestan en los estudios de corto plazo (para este año) son de sobrecarga en líneas de transmisión y del transformador de Pavana, además de caídas de tensión superior al 10% en la red de 230 kV. Para poder hacer operativa la red de transmisión y prevenir las violaciones a los CCSD se hace necesario implementar medidas de control suplementarios orientadas a evitar las sobrecargas y reducir las desviaciones de voltaje. La ENEE manifiesta que para el mes de julio del presente año se requieren dos esquemas de control suplementarios (ECS) funcionando, adjuntan descripción, ya que los ECS reducirán la generación en las plantas fotovoltaicas y causarán aperturas de líneas de sub-transmisión de 34.5 kV. Por lo que consideran que para que la División de Operación de la ENEE, el Ente Operador Regional (EOR) y la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), aprueben la conexión de los proyectos de generación fotovoltaicos, cada desarrollador debe expresar por escrito la aceptación de los requerimientos que se describen a continuación:

1. A cada desarrollador de energía fotovoltaica tendrá la obligación de reducir su generación automáticamente de acuerdo a una consigna enviada por la ENEE formalizadas por los ECS (adjuntan descripción), con el objetivo de mantener las condiciones de estabilidad previniendo las violaciones de los CCSD;
2. Previo a la entrega de la Certificación de Inicio de Operación Comercial cada desarrollador debe tener activo los ECS que se detallan en las hojas adjuntas;
3. Anuencia a implementar nuevos ECS o modificaciones a los propuestos en este documento, en el entendido que dichos controles son orientados a prevenir inestabilidad o consecuencias peores en el caso de carecer de estos controles;
4. Los ECS que conllevan la reducción de generación de los proyectos de energía renovable se efectuarán sin perjuicio para la ENEE;
5. Financiar una nueva línea entre las subestaciones de Santa Lucía – Pavana en 230KV;
6. Generar potencia reactiva entre +0.95 y -0.95 de factor potencia en condiciones estables y a solicitud del CND;
7. Generar potencia reactiva hasta +0.90 y -0.90 de factor de potencia en condiciones de contingencia o de emergencia y a solicitud del CND;
8. Suministro de bancos de capacitores de al menos 20.0 MVAR, para mejorar las caídas de voltaje y la baja reserva de potencia reactiva que se reflejan en los estudios presentados por los desarrolladores, estos se instalaran convenientemente en el sistema de la ENEE;
9. El desarrollador tendrá que adquirir modelos climáticos fidedignos para el pronóstico de la capacidad de producción de energía con un umbral de tiempo de al menos dos días. Cada desarrollador deberá instalar su propia estación meteorológica de alta precisión, este punto es muy importante para la realización de los pronósticos en el Centro Nacional de Despacho y el despacho a diario y así cumplir con las reservas primarias y secundarias de la red de Honduras. Por lo que solicitan girar las peticiones a cada de los desarrolladores de generación renovable y que den respuesta lo más pronto posible para agilizar las facilidades con el EOR y la CRIE.

VI

Que con fecha 30 de abril de 2015, la ENEE, remite al EOR, nota número DO/162/IV/2015, por medio de la cual se manifiestan en relación a otro Informe de evaluación a los estudios presentados por COHESSA-Honduras, pero hace mención a la problemática general que existe en la zona para todos los desarrolladores de plantas fotovoltaicas, y manifiesta lo siguiente: **a) En cuanto a la Solicitante:** Debido a que las premisas que se entregó a los desarrolladores para realizar los estudios no visualizaba el peor escenario probable que puede presentarse en la red de Honduras, por lo que la ENEE se vio en la necesidad de realizar un estudio donde se pretende reflejar los problemas operativos que el sistema de Honduras puede padecer bajo ciertas condiciones en el SER, dicho estudio fue orientado en el peor escenario probable considerando la ampliación de generación fotovoltaica de 455MW, un porteo de 210MW y en demanda máxima nacional. El estudio fue denominado "Estudio Operativo ENEE II Semestre 2015" y fue enviado al EOR en fecha 12 de marzo del presente año. De los problemas encontrados en el estudio, la ENEE propuso soluciones a corto plazo, como puede ser la implementación de esquemas de control suplementarios ECS, con los ECS se solucionan los problemas de sobrecarga que son atribuibles a la ampliación de generación fotovoltaica. Los problemas de bajo voltaje que en su mayoría son propios de nuestro sistema, se pretende dar solución con la implementación de los controles auxiliares que se hicieron saber y se le va exigir la colaboración a los desarrolladores de las plantas fotovoltaicas. Los servicios auxiliares y otras necesidades que requieren de mayor tiempo para su implementación, se definieron en notificación girada a la Administración de Contratos de la ENEE y al EOR, en fecha 17 de abril del mes en curso y fue denominada "PETICIONES y ESQUEMAS DE CONTROL SUPLEMENTARIO-ENEE" y "PETICIONES y ESQUEMAS DE CONTROL SUPLEMENTARIO-EOR". Con la implementación de estos controles se pretende dar solución a la mayoría de las violaciones de voltaje principalmente. Cabe hacer mención que el estudio fue realizado con la PFV a un factor de potencia (FP) de +0.995. Las plantas estarán obligadas a operar entre +0.95 y -0.95 de FP en condiciones normales y bajo contingencias entre +0.90 y -0.90. Las sobrecarga de transformadores que se manifiestan en los estudios y las violaciones de voltaje en la red de 138 kV Y 69KVson propias de La red de Honduras y son debidas al crecimiento vegetativo de la demanda y a la falta de inversiones de parte de la empresa. Estas violaciones no se le pueden atribuir a la planta en cuestión por que dichas violaciones se manifiestan con y sin la planta en servicio. **b) En relación al, OS/OM de Honduras, ENEE:** La ENEE, como lo ha venido haciendo, cumplirá con lo establecido respecto al por ciento de la demanda nacional definido en el RMER, y esta cuota destinada para la regulación primaria de frecuencia los hará con las plantas de generación hidráulica como ser EL CAJON - 300MW, RÍO LINDO - 80MW, Cañaveral-30MW, NISPERO - 22.5MW, LA VEGONA - 40MW, ELCOSA - 80MW, ENERSA - 240MW y LUFUSSA 1II -240MW, algunas de las planeas están en proceso ser incorporas al AGC y todas están obligadas a participar en la regulación primaria de frecuencia. "En relación de los incisos b y c del inciso 1", son pretensiones que están fuera del alcance de cualquier país y de cualquier OS/OM, todos los sistemas presentan desviaciones de energía y hacen las correcciones en el tiempo. La ENEE se compromete en reducir en dichas oscilaciones en la medida que lo permita la tecnología. Adicionalmente, ningún país del SER cumple a cabalidad lo que se establece en el RMER por lo que pretender que la ENEE cumpla es injusto y discriminatorio. La ENEE en lo que puede comprometerse en mejorar poco a poco para alcanzar a cumplir con el reglamento y de acuerdo al vencimiento de los contratos de compra de energía o que lo permita la legislación.

VII

Que se dio por recibida la nota ECSA-061-2015 de ENERGÍA CINCO ESTRELLAS S.A. DE C.V. con fecha 16 de junio de 2015 y los siguientes documentos que complementaron la nota: **a)** Informe de Estudios Eléctricos para la Planta Fotovoltaica 5 Estrellas, con referencia S2084/14 y fechado Noviembre 2014 y sus anexos; dichos estudios se realizaron considerando los requerimientos listados en los numerales 1, 2, 3, 4 y 5, del romano III de la Segunda Notificación emitida por CRIE el 8 de abril del 2015; dicho informe es remitido al EOR para su evaluación conforme a la sección 4.5.3 del Libro III del RMER; **b)** Copia de la Resolución 1318-2014 de la Secretaría de Estado en los Despachos de Energía, Recursos Naturales, Ambiente y Minas, del 24 de noviembre de 2014; **c)** Licencia Ambiental No. 011-2014 otorgada por la Secretaría de Energía, Recursos Naturales, Ambiente y Minas a la Sociedad Mercantil “Energía Cinco Estrellas, S.A. de C.V.”, para el proyecto “Fotovoltaico El Caguano”, Categoría 4, con fecha 22 de octubre de 2014; **d)** Licencia Ambiental No. 187-2014 otorgada por la Secretaría de Energía, Recursos Naturales, Ambiente y Minas a la Sociedad Mercantil “Energía Cinco Estrellas, S.A. de C.V.”, para el proyecto “Ampliación de la línea de transmisión, Fotovoltaico El Caguano”, Categoría 3, con fecha 27 de noviembre de 2014 y vigencia hasta el 27 de noviembre de 2019; **e) Acta No. 01/2015 del Comité Operativo del Contrato No. 010/2014**, suscrito entre la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) y la Empresa Energía Cinco Estrellas, S. A. de C. V., por medio del cual, ECSA se compromete a cumplir con los requerimientos técnicos formulados en el oficio **DO/141/IV/2015** de la División de Operación de la ENEE. En la misma Notificación, se hace saber a ENEE: **1)** Deberá remitir al EOR la información correspondiente al proyecto, incluyendo la subestación Santa Lucía para integrar dicha información al SCADA regional. **2)** La ENEE deberá implementar y realizar las pruebas correspondientes de los esquemas de control suplementarios indicados en el oficio DO/141/IV/2015 que se requieren para prevenir sobrecargas y violaciones de voltaje según lo establecido en el RMER y presentar el informe correspondiente ante el EOR y la CRIE. **3)** La ENEE deberá implementar lo indicado en el oficio DO/162/IV/2015 con respecto al porcentaje de la demanda nacional definido en el RMER destinado para la regulación primaria de frecuencia, lo cual lo realizará con las plantas de generación hidráulica El Cajón – 300 MW, Río Lindo – 80 MW, Cañaverall- 30 MW, Nispero – 22.5 MW, La Vegona – 40 MW, y las plantas térmicas ELCOSA – 80 MW, ENERSA – 240 MW, y LUFUSSA III – 240 MW. Dichas plantas deberán estar incorporadas al control AGC según lo mencionado en el oficio DO/162/IV/2015 y presentar el informe correspondiente ante el EOR y la CRIE. **4)** La ENEE deberá garantizar la implementación y presentar el informe correspondiente ante el EOR y la CRIE de lo indicado en su oficio DO/141/IV/2015 con respecto a lo siguiente: Cada desarrollador de proyectos fotovoltaicos suministre al menos 20 MVAR para mejorar las caídas de voltaje y la baja reserva de potencia reactiva que se reflejan en los estudios presentados por los desarrolladores, los cuales serán instalados convenientemente en el sistema de la ENEE. **5)** La ENEE en su calidad de OS/OM del área de control de Honduras, será responsable de hacer el seguimiento permanente a la prestación del servicio de regulación primaria y secundaria de frecuencia de su área de control, así como de la regulación de voltaje en los nodos de la RTR, cumpliendo con lo establecido al respecto por la regulación regional y deberá presentar un informe mensual al EOR de evaluación correspondiente.

VIII

Que mediante oficio DO/271/VII/2015 presentado por ENEE de fecha 13 de julio de 2015, ENEE aclara que el suministro de reactivos especificado en el romano VI anterior, numeral 4, no se corresponde por lo manifestado por ENEE, lo cual debe de entenderse como se indica a continuación: 1. El suministro de bancos de capacitores corresponde a 24 MJVAR en total, a ser suministrado por los desarrolladores de

los proyectos fotovoltaicos de acuerdo a la capacidad comprometida de la planta y en relación a 455 MW. La potencia reactiva se definió a 24 MVAR, debido a que a los desarrolladores participaran en el suministro de potencia reactiva hasta 150 y 220 MVAR en estado estable y bajo contingencia respectivamente, en base a 455 MW y a un factor de potencia de ± 0.95 y ± 0.90 ; 2. Se está analizando el lugar y la cantidad en base a estudios que se están realizando considerando el plan de expansión de la red de transmisión, y se tiene previsto que los mismos sean instalados en septiembre del presente año en la red de 34.5 y 13.8 kV.

IX

Que mediante oficio DO/254/VII/2015 con fecha 3 de julio de 2015, ENEE responde a la Tercera Resolución dictada dentro del Expediente CRIE-TA-02-2015 de la siguiente forma: En la sección “Por tanto:”, Al OS/OM de Honduras, ENEE: 1. La ENEE deberá implementar y realizar las pruebas correspondiente de los esquemas de control suplementario indicado en el Oficio DO/141/IV/2015. Al respecto, la ENEE supervisará la puesta en operación de los Esquemas de Control Suplementario que se están implementando por parte del desarrollador, enviando señales setpoint: potencia activa, voltaje y factor de potencia, ver nota DO/141/IV/2015, una vez aprobada la conexión temporal por parte de la CRIE, durante las pruebas de funcionamiento tal como lo indica el PPA, deberán hacerse las prueba de estos esquemas a fin de que cumplan con lo establecido en la Cláusula No. 61, inciso g). También así como se indica en el Acta de Compromiso, donde la ENEE deberá de tener control sobre la planta. Es importante considerar que el OS/OM enviara los resultados de las pruebas de los ECS. 2. Se presenta el Acta de Compromiso en la cual se proponen soluciones a las sobrecargas y violaciones de voltaje, en esta caso como solución a corto plazo se deberá construir una línea de transmisión entre la subestación Santa Lucía hacia Pavana o en su defecto hacia Agua Caliente, tal como se indicó cuando se hicieron los estudios y análisis eléctricos enviados a CRIE y EOR. En dicho análisis se demuestra claramente que además de la necesidad de hacer o construir esa línea, es necesario siempre mantener en vigencia los Esquemas de Control Suplementario, por el comportamiento errático de este tipo de tecnología, con el propósito de mantener los CCSD establecidos en el RMER (y minimizar las desviaciones en el MER). (Se presenta los compromisos obligatorios que deberán cumplir los desarrolladores listados en el romano IV.

X

Que mediante correo electrónico de fecha 26 de junio de 2015, ECSA remitió a la CRIE la documentación solicitada en la Tercera Resolución: **1)** Aceptación por parte del Operador del Sistema de la ENEE de los Estudios Eléctricos y a la Red de Transmisión Regional, **2)** Autorización de Conexión a la Red de Transporte por parte de la División de Transmisión de la ENEE, **3)** Estudio de Impacto Ambiental de la Planta y de la Línea de Transmisión; además se recibió, **4)** Plan de Gestión Ambiental de la Línea de Transmisión. Por lo tanto, la CRIE concluye 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 el solicitante ha cumplido con el procedimiento de Conexión a la RTR establecido en el numeral 4.5 del Libro III del RMER.

XI

Que mediante tercera resolución del expediente CRIE-TA-02-2015, se confiere audiencia al Ente Operador Regional (EOR) por un término de veinte (20) días hábiles, contados a partir de su notificación, dentro del cual deberá remitir a esta Comisión informe de evaluación de los estudios técnicos



presentados; vencido dicho término el día 21 de julio el EOR no presentó a la CRIE el informe o dictamen correspondiente, por lo que de acuerdo a lo establecido en el numeral 4.5.3.4 del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), ***“la CRIE considerará que el EOR no tiene comentarios sobre los estudios de la RTR presentados por el solicitante”***.

De la no entrega del informe solicitado en el término otorgado debe entenderse, de acuerdo a la regulación regional, la no objeción por parte del EOR a la solicitud de conexión a la RTR que nos ocupa, asumiendo el EOR las consecuencias correspondientes por la falta de respuesta oportuna dentro de los plazos otorgados. Por otro lado, la solicitud de prórroga formulada por el EOR mediante su nota EOR-DE-23-07-2015-619, reiterando su petición de prórroga hasta el 31 de julio de 2015 para remitir su informe respecto a la solicitud de conexión, no puede dejar sin efecto las consecuencias jurídicas que la normativa regional adscribe al silencio del EOR.

POR TANTO

Con base en lo considerado, 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:

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR DE FORMA PROVISIONAL POR UN PERIODO DE CUATRO MESES la Solicitud de Conexión a la RTR presentada por LA EMPRESA ENERGÍA CINCO ESTRELLAS, S.A. DE C.V., quien presentó el 10 de diciembre de 2014, su solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional -RTR- para interconectar a la RTR de Honduras un proyecto de generación renovable denominado FOTVOLTAICO EL CAGUANO, el cual está compuesto por:

1. Una planta de tecnología fotovoltaica de 50 MW de potencia total instalada compuesto de 25 bloques; cada bloque genera 2 MWac/2.45952 MWdc y está constituido por 1 transformador de 2400 kVA & 0.4/36 kV, 2 inversores x 1000 KW y 12 seguidores solares, cada uno con 672 módulos de 300/305/310 Wp.
2. Una línea de transmisión 34 kV de doble circuito de 11 kilómetros de longitud que servirá de enlace entre la planta fotovoltaica y la subestación Santa Lucía.
3. Una bahía de la Subestación Santa Lucía donde se interconectará a un transformador elevador 34.5/230 kV de 100 MVA.

El proyecto se encuentra localizado en el Municipio El Carrizo, Choluteca, Honduras. Geográficamente el proyecto se encuentra en la zona sur del país. Cartográficamente un punto de referencia del proyecto corresponde a las coordenadas 87° 15'05" de Longitud y 13° 14' 33" de Latitud, correspondiente al punto céntrico del proyecto.

SEGUNDO: INSTRUIR a la EMPRESA ENERGÍA CINCO ESTRELLAS, S.A. DE C.V. (ECSA), que previo a la conexión física del proyecto denominado FOTVOLTAICO EL CAGUANO, ECSA deberá cumplir con lo establecido en el numeral 4.5.4.1 del Libro III del RMER, relativo a la autorización para la puesta en servicio de la conexión.

TERCERO: INSTRUIR al OS/OM de Honduras, ENEE, lo siguiente: a) Deberá remitir al EOR la información correspondiente al proyecto, para integrar dicha información al SCADA regional. b) La ENEE deberá implementar y realizar las pruebas correspondientes de los esquemas de control suplementarios indicados en el oficio DO/141/IV/2015 que se requieren para prevenir sobrecargas y violaciones de voltaje según lo establecido en el RMER y presentar el informe correspondiente ante el EOR y la CRIE. c) La ENEE deberá implementar lo indicado en el oficio DO/162/IV/2015 con respecto al porcentaje de la demanda nacional definido en el RMER destinado para la regulación primaria de frecuencia, lo cual lo realizará con las plantas de generación hidráulica El Cajón - 300 MW; Río Lindo - 80 MW; Cañaverál- 30 MW; Níspero - 22.5 MW; La Vegona - 40 MW; y, las plantas térmicas ELCOSA - 80 MW; ENERSA - 240 MW; y, LUFUSSA III - 240 MW. Dichas plantas deberán estar incorporadas al control AGC según lo mencionado en el oficio DO/162/IV/2015 y presentar el informe correspondiente ante el EOR y la CRIE. d) La ENEE deberá garantizar la implementación y presentar el informe correspondiente ante el EOR y la CRIE de lo indicado en su oficio DO/141/IV/2015 con respecto a que cada desarrollador de proyectos fotovoltaicos suministre la potencia reactiva para mejorar las caídas de voltaje y la baja reserva de potencia reactiva que se reflejan en los estudios presentados por dichos desarrolladores, los cuales serán instalados convenientemente en el sistema de la ENEE; el valor de la potencia reactiva sea determinado con base a lo indicado en la nota No. DO/271/VII/2015. e) La ENEE en su calidad de OS/OM del área de control de Honduras, será responsable de hacer el seguimiento permanente a la prestación del servicio de regulación primaria y secundaria de frecuencia de su área de control, así como de la regulación de voltaje en los nodos de la RTR, cumpliendo con lo establecido al respecto por la regulación regional y deberá presentar un informe mensual al EOR de evaluación correspondiente.

CUARTO: INSTRUIR al EOR, con base a 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, CERTIFIQUE y se pronuncie de manera oportuna sobre el cumplimiento por parte de la empresa ENERGÍA CINCO ESTRELLAS, S.A. DE C.V. (ECSA), de lo dispuesto en los puntos resolutivos segundo y tercero de la presente resolución y remita a la CRIE, previo al vencimiento de esta aprobación provisional, su recomendación final respecto a la solicitud de conexión de la empresa ECSA.

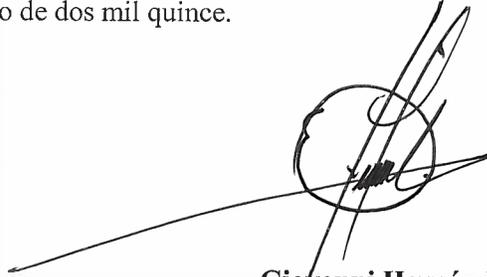
QUINTO: INSTRUIR al EOR para que, en coordinación con el OS/OM de Honduras y en cualquier momento del período provisional otorgado mediante la presente resolución, realicen las acciones correspondientes para desconectar la planta fotovoltaica denominada FOTOVOLTAICO EL CAGUANO de la entidad ECSA, cuando a su criterio estas instalaciones no cumplan con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) y esta situación implique un riesgo para las condiciones de operación del SER, de conformidad con el numeral 16.2.1 del Libro III del RMER.

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

NOTIFÍQUESE a: ECSA, EOR, ENEE, CNE, y **PUBLÍQUESE EN LA PÁGINA WEB DE LA CRIE.**

27 de julio de 2015.”

Quedando contenida la presente certificación en doce (12) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y firma, en la ciudad de Guatemala, República de Guatemala, a los veintiocho días del mes de julio de dos mil quince.



Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo