

**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-14-2015, emitida el doce de mayo de dos mil quince, donde literalmente dice:

**“RESOLUCION N° CRIE-14-2015**

**LA COMISION REGIONAL DE INTERCONEXION ELECTRICA**

**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

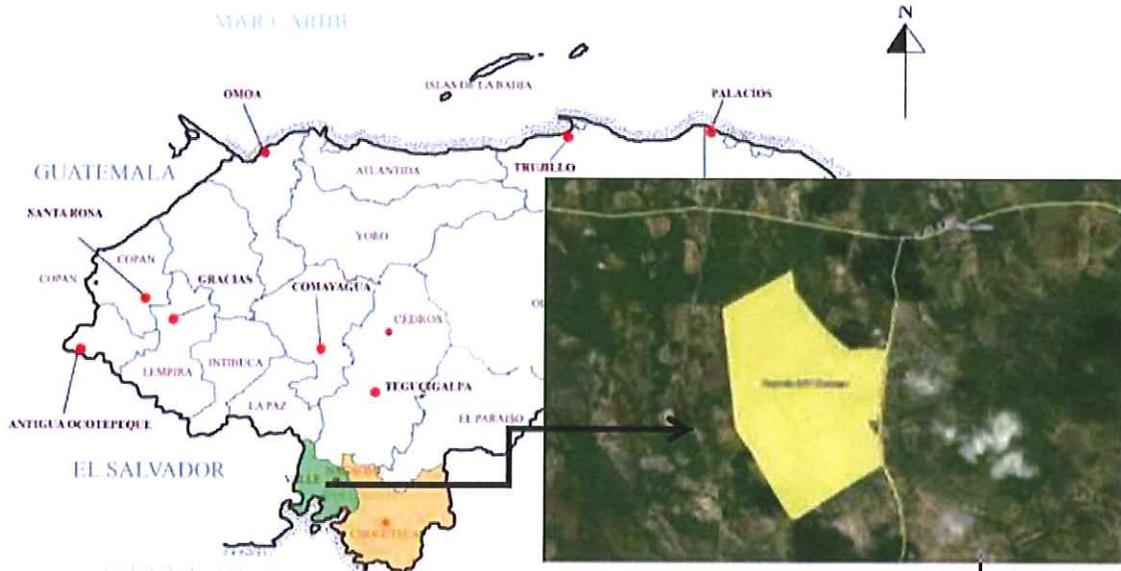
Que el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional -RMER- establece en el Libro III, DE LA TRANSMISION, Capítulo 4 Coordinación del Libre Acceso, punto 4.5 Procedimiento para el Acceso a la RTR, inciso 4.5.2.3, que el Solicitante que desee conectarse a la Red de Transmisión Regional -RTR- deberá presentar 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 con fecha 05 de marzo de 2015, la entidad SOLAR POWER S.A. DE C.V. (SOPOSA) presentó a esta Comisión, Solicitud de Conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) del proyecto de generación denominado FOTOVOLTAICO NACAOME 50 MW, la cual está contenida en su solicitud con fecha 03 de marzo de 2015 y sus anexos, 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, localizado a 31 kms de la SE Agua Caliente y 650 mts de la planta solar de SOPOSA; 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. (Uno para COHESSA y uno para SOPOSA).

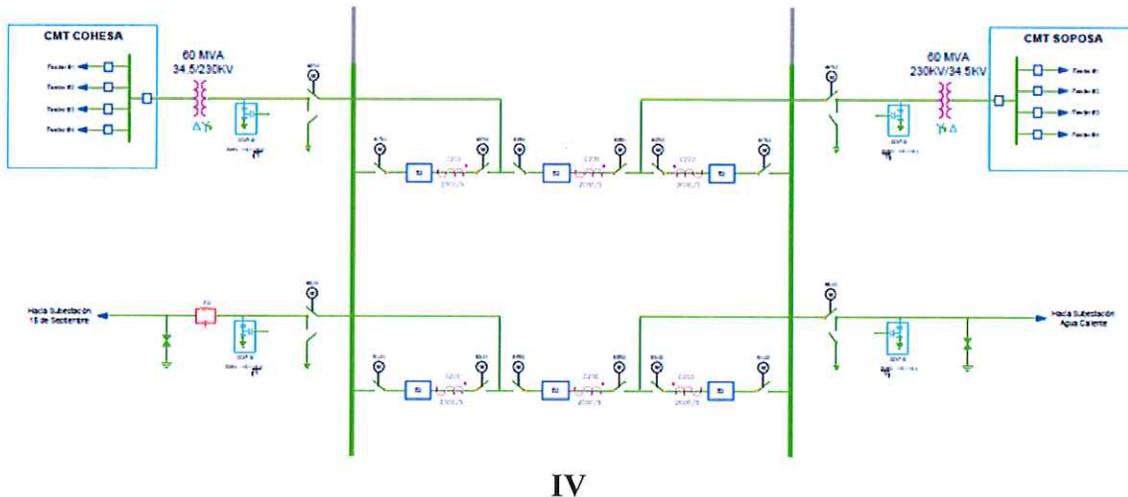
El proyecto se encuentra localizado en el Municipio de SOPOSA, Departamento de Nacaome, Honduras. Geográficamente el proyecto se encuentra en la zona sur del país. Cartográficamente un punto de referencia del proyecto corresponde a las coordenadas 87° 33' 59.31" de Longitud Oeste y 13° 31' 38.51" de Latitud Norte. En la figura 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.



Que mediante la primera providencia emitida dentro del expediente de trámite No. CRIE-TA-07-2015, de fecha 26 de marzo de 2015, se dieron por recibida la solicitud y un conjunto de documentos que la acompañaban, presentados por la entidad SOLAR POWER S.A. DE C.V. (SOPOSA), entre ellos los siguientes: a) Estudio de Impacto Ambiental del proyecto

*Handwritten signature*

Fotovoltaico Nacaome 50 MW fechado Julio 2014; **b)** Constancia No. 095-2014 de la Secretaría General por Ley de la Secretaría de Estado en los Despachos de Recursos Naturales y Ambiente, por medio del cual, hace constar que SOLAR POWER, S.A. de C.V. ha presentado la solicitud de Licencia Ambiental a favor del proyecto Central Fotovoltaica Nacaome 50 MW, dicha petición obra bajo el expediente No.401008-131701-2014-LA-00088 que se encuentra en trámite, con fecha 24 de marzo de 2014 (la constancia tenía una vigencia de 30 días); **c)** Decreto No. 376-2013 publicado en el Diario Oficial de la República de Honduras La Gaceta el 10 de mayo de 2014; el cual, aprueba en todas y cada una de sus partes los contratos de operación suscritos entre la Secretaría de Estado en los Despachos de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA) con diferentes compañías, para operar los proyectos de contratos de operación de generación con base a recursos naturales; **d)** Decreto No. 111-2014 publica en el Diario Oficial de la República de Honduras La Gaceta el día 6 de enero de 2015, mediante el cual se aprueba en todas y cada una de sus partes el Contrato de Operación para la Generación, Transmisión y Comercialización de energía eléctrica, entre la Secretaría de Estado en los Despachos de Recursos Naturales, Ambiente y Mina y la compañía SOLAR POWER S.A. de C.V.(SOPOSA); **e)** Descripción técnica y condiciones generales de diseño y construcción de la central Fotovoltaica Nacaome, planos, diagramas unifilares y un documento de oferta de la subestación de Nacaome; **f)** Documento de Constitución de Sociedad bajo el Testimonio de la Escritura Pública No. 119 autorizado por el notario Rafael Emiliano Verdial Romero, de fecha 30 de agosto de 2013; **g)** Informe de estudio eléctricos de acceso a la RTR, que contiene las fases de estudios de flujos de potencia, de cortocircuito y estudios de estabilidad transitoria; realizados bajo las premisas de construcción de los escenarios de demanda correspondientes a la época seca y lluviosa de los años 2015 y 2016;

V

Que con fecha 17 de abril de 2015, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica de Honduras, ENEE, remite al EOR, nota identificada con 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 de 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 230KV. 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 causaran aperturas de líneas de sub-transmisión de 34.5KV. 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

Con fecha 23 de abril de 2015, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica ENEE, remitió oficio número GG-245-2015, en el cual mencionan que Honduras está atravesando una severa crisis energética que los obliga a aplicar acciones de manejo de la demanda de bloques de hasta 80 MW en las horas pico del día y de hasta 150 MW en las horas pico de la noche, a pesar que maximizan las compra de energía disponible en el MER. Continúan manifestando que dicha crisis los obliga a ejecutar un plan de acción de emergencia, en el cual entre otros uno de los



puntos importantes contempla agilizar la puesta en operación de los proyectos de energía fotovoltaica finalizados y en proceso de construcción en nuestro país. Por lo anterior solicitan darle prioridad a la emisión de los correspondientes permisos de operación a todos los proyectos fotovoltaicos aprobados en Honduras, y con especial atención a aquellos que hayan completado los requerimientos exigidos por el EOR y CRIE y cuyas plantas ya están completamente finalizadas y listas para operación comercial.

## VII

Que el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional -RMER- establece en el ya citado Libro III, DE LA TRANSMISION, punto 4.5, incisos 4.5.3.2, que el EOR, en consulta con el OS/OM y el Agente Transmisor propietario de las instalaciones a las cuales el solicitante requiere conectarse, deberá analizar la solicitud de conexión y verificar que el diseño y las especificaciones de las instalaciones cumplan con las normas técnicas de diseño mencionadas en el Numeral 16.1 y los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño del Numeral 16.2; es el caso que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica corrió audiencia, con fecha 26 de marzo de 2015, al Ente Operador Regional para dar cumplimiento a lo establecido en el RMER. Con fecha 27 de abril de 2015, se recibió en esta Comisión, la nota EOR-DE-27-04-2015-344, de fecha 27 de abril de 2015, mediante la cual el EOR remite el INFORME DE EVALUACIÓN DEL ESTUDIO TÉCNICO DE LA SOLICITUD DE CONEXIÓN A LA RTR DE HONDURAS DEL PROYECTO DE GENERACIÓN DENOMINADO FOTOVOLTAICO NACAOME 50 MW, que incluye por una parte los comentarios del Operador del Sistema y Agente Transmisor de Honduras (los cuales son remitidos a través de la nota DO/135/IV/2015, con fecha 17 de abril de 2015), y por otra, los comentarios y recomendaciones derivados del análisis propio del EOR, en el cual el EOR recomienda a la CRIE que previo a la aprobación de la Solicitud de Conexión, la entidad solicitante cumpla con los siguientes aspectos: **1)** Proponer las soluciones técnicas viables que permitan resolver los problemas de sobrecarga, violaciones de voltaje, y déficit de reactivos, originados a partir de la operación del proyecto Fotovoltaico Nacaome 50 MW. 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 se propongan, que demuestren que las sobrecargas, violaciones de voltaje y déficit de reactivos provocados por la operación del proyecto 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 los estudios de flujos de carga y contingencias analizando el escenario de porteo de Honduras de 210 MW desde Nicaragua hacia Guatemala y El Salvador, tal como fue solicitado por el EOR en las premisas de estudios entregadas; **4)** Satisfacer los requerimientos o hacer las aclaraciones que correspondan a las observaciones presentadas por la ENEE.



En el mencionado informe, el EOR recomendó a la CRIE solicitar al OS/OM de Honduras, ENEE, que de conformidad con lo estipulado en el numeral 4.5.3.4 del Capítulo 4, del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), previo a la aprobación de la Solicitud de Conexión cumpla con los siguientes aspectos: **1)** Presentar un informe completo mediante comunicación oficial del OS/OM de Honduras, que contenga lo siguiente: **a)** La explicación detallada cómo el OS/OM de Honduras cumplirá lo establecido en el artículo 16.2.7.6 del Libro III del RMER que indica: “Todas las unidades generadoras existentes y futuras deben contribuir con la regulación primaria de frecuencia.”; **b)** El estudio de variabilidad esperada de la inyección de potencia del proyecto y que se explique cómo se compensará ésta, de tal manera que no se afecte la variación de intercambios de potencia y desviaciones de energía entre las áreas de control del SER; **c)** La declaración oficial por parte del OS/OM de Honduras de su compromiso de cumplir con todo lo establecido en el RMER para velar por cumplimiento de los CCSD y la seguridad operativa de la RTR. **2)** Debido a que se proyecta la conexión a la RTR de Honduras de 455 MW de capacidad de generación fotovoltaica, el EOR requiere al OS/OM de Honduras presentar los estudios técnicos pertinentes mediante los cuales demuestre claramente que las medidas propuestas eliminarán los efectos adversos en el SER producidos por la operación de estos proyectos permitiendo el cumplimiento de todo lo establecido en los artículos 16 y 17 del Libro III del RMER.

## VIII

Que con fecha 04 de mayo de 2015, la entidad SOLAR POWER S.A. DE C.V. (SOPOSA), remiten formalmente a esta Comisión, sus comentarios y observaciones a cada requerimiento realizado con base al Informe detallado en el punto considerativo anterior, dichos comentarios son: Tanto el EOR como SOPOSA coinciden en que el Sistema Interconectado de Honduras presenta problemas de sobrecargas, violaciones de voltaje y déficit de reactivo aún sin la inclusión de las plantas fotovoltaicas. En los estudios realizados, se comprobó que dichos problemas se presentan con y sin las plantas fotovoltaicas, y dentro del mismo se comparan los resultados. Los resultados de los estudios realizados por nuestra empresa concluyen que el problema de sobrecargas con y sin plantas es bastante similar, prácticamente iguales. En lo que respecta a las violaciones de voltaje, estas se incrementan con las plantas solares, al igual que disminuye el déficit de reactivo. Con el objetivo de obtener violaciones de voltaje y reservas de reactivo similares en los escenarios con y sin plantas solares, se proponen los refuerzos indicados en la página 19 del informe Resumen Estudio de Interconexión Plantas Solares Nacaome y Valle presentado con nuestra solicitud ante la CRIE en fecha 5 de marzo del 2015. Se considera que las medidas correctivas propuestas son suficientes para mitigar los problemas ocasionados por la interconexión de las plantas solares ya que se obtienen resultados iguales o mejores que el escenario base sin las plantas. En este sentido, somos de la opinión que como desarrolladores no somos responsables de proponer o implementar medidas correctivas para solventar los problemas existentes del Sistema Interconectado de Honduras, sin embargo hemos propuesto soluciones correctivas para controlar los posibles problemas que puedan surgir con la interconexión per se de nuestra planta y para las cuales estaría



nuestra empresa en disposición de financiar a la ENEE si esta así lo requiriera.

En los términos de referencia recibidos por parte del EOR para la elaboración de los estudios de SOPOSA se solicitan transferencias de porteo de 170 MW, mientras que por otro lado, en los términos de referencia para el estudio de SOPOSA se solicitan transferencias de porteo de 210 MW. En este sentido, y tomando en cuenta que aunque son dos plantas legalmente separadas para fines constructivos y técnicos se han tratado como un solo proyecto, es por tal razón que el estudio se hizo para las dos plantas solares según se acordó con el EOR. Es importante destacar que en los escenarios con y sin plantas solares no se cumplen con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) con transferencias de porteo de 170 MW principalmente debido a problemas preexistentes en el Sistema Interconectado de Honduras. Por esta razón, se consideró que simular el sistema con transferencias de 210 MW era innecesario debido que los resultados indicarían solamente que las violaciones serían mayores. Se concluyó que para resolver los problemas de voltaje en barras de 230 kV se ha propuesto las medidas correctivas descritas anteriormente.

En cuanto al punto número uno de los requerimientos de la ENEE confirmamos que se estará trabajando en conjunto con la ENEE en su condición de OS/OM en cuanto a la implementación de los refuerzos necesarios a la red nacional y se les ha manifestado la anuencia por parte de nuestra empresa para cumplir con las medidas correctivas que hemos propuesto y así mismo financiar si fuere necesario las mismas. Referente al punto número dos de los requerimientos de la ENEE confirmamos que según contrato PPA suscrito con la ENEE estos disparos bajo contingencia son permitidos ya que a nuestra planta está asociada la construcción de una nueva subestación de 230 Kv en arreglo de interruptor y medio que les permite hacer cualquier disparo necesario de la planta en forma aislada sin afectar el resto del sistema interconectado nacional. Proponemos que la planta sea incorporada e interconectada al SIN y que las pruebas sean realizadas en tiempo real para identificar los efectos reales de nuestras plantas al mismo y así poder proponer y colaborar con la ENEE en los correctivos específicos que correspondan siempre apegados al PPA suscrito entre las partes y en cumplimiento al marco regulatorio vigente nacional. En cuanto al punto número tres comentado por la ENEE concluimos lo siguiente: El objetivo de nuestra propuesta de operar los transformadores 230 kV/138 kV de Progreso con las derivaciones fijas es reducir los flujos de potencia que a su vez causan violaciones de voltaje en la barra de 230 kV de Progreso y que los generadores de Cajón lleguen al máximo de la capacidad de potencia reactiva. Con las derivaciones fijas los generadores conectados al sistema de 138 kV son los que aportan las reservas de potencia reactiva. En conjunto con el refuerzo de 30 MVAR de compensación reactiva se mejoran significativamente las reservas de potencia reactiva. Sin embargo somos de la opinión que dichas propuestas pueden ser tomadas en cuenta o no, pero lo que si recomendamos es que la planta sea interconectada lo antes posible ya que la misma esta lista para generar a plena carga y de esta manera se lleven a cabo las pruebas necesarias correctivas que la ENEE sugiera y se comparen con las propuestas por nuestra empresa igualmente para así poder llegar a encontrar la solución más práctica y efectiva que ocasione



el menor impacto técnico y económico a las partes. Tenemos la ventaja que la planta está lista para generar y hacer las pruebas en tiempo real sin más estudios necesarios que serían menos importantes en este momento ya que no hay mejor estudio que hacer los análisis en tiempo real con las plantas interconectadas tomando los correctivos necesarios y alternando soluciones prácticas de tal forma de encontrar la óptima para el SIN.

## IX

Con fecha 6 de mayo de 2015, la ENEE, remite al EOR, nota número DO/165/V/2015, por medio de la cual se manifiestan en relación al Informe de evaluación a los estudios presentados por SOPOSA-Honduras, y manifiestan lo siguiente: a. En cuanto a la Solicitante: Debido a que las premisas que se entregó a los desarrolladores no visualizaba el peor escenario probable que puede presentarse en la red de Honduras, la ENEE se vio en la necesidad de realizar un estudio donde se pretende reflejar los problemas operativos que el sistema de Honduras, 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 ser la implementación de esquemas de control suplementarios ECS, con estos controles se solucionan los problemas de sobrecarga que son atribuibles a la ampliación de generación fotovoltaicas. Los problemas de bajo voltaje que en su mayoría son propios de nuestro sistema, se pretenda dar solución con la implementación de los controles auxiliares que se hizo saber y se le va exigir la colaboración a los desarrolladores de las planta fotovoltaicas. Los servicios auxiliares a implementarse antes de la operación comercial 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 “EXIGENCIAS Y ESQUEMAS DE CONTROL SUPLEMENTARIO-ENEE” y “EXIGENCIAS Y ESQUEMAS DE CONTROL SUPLEMENTARJO-EOR”. Con la implementación de estos controles se pretende dar solución a la mayoría de las violaciones de sobrecarga y de voltaje. Cabe hacer mencionar que el estudio fue realizado con la PFV a un factor de potencia (FP) de +0.995 y como se puede ver en las notificaciones, las PFV en operación normal mantendrán un FP entre +0.95 y -0.95 y bajo contingencias entre +0.90 y -0.90. 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 destinada a la regulación primaria de la frecuencia. La regulación primaria de frecuencia se hará con las plantas de generación hidráulica como ser El Cajón - 300MW, Río Lindo - 80 MW, Cañaveral-30MW, El Nispero - 22.5MW y La Vegona - 40MW y con las plantas térmicas ELCOSA - 80MW. ENERSA - 240MW y LUFUSSA III -240MW las cuales por contrato están obligadas a participar en la regulación por contrato. 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 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 es en mejorar poco a poco para alcanzar a cumplir con el reglamento. Finalmente la ENEE complementará los estudios presentados con las simulaciones de flujo con los esquemas de control suplementario propuestos y operando.

X

Que la CRIE recibió con fecha 07 de mayo de 2015, nota número EOR-DE-07-05-2015-379, por medio de la cual el EOR remite el INFORME DE EVALUACIÓN DEL EOR SOBRE LA RESPUESTA DE SOPOSA A LA SEGUNDA RESOLUCIÓN DE TRÁMITE EN EL EXPEDIENTE CRIE-TA-07-2015 sobre la solicitud de conexión a la RTR de Honduras del proyecto denominado “FOTOVOLTAICONACAOME 50 MW”; en dicho informe manifiesta que con base al análisis de la documentación recibida por parte de SOPOSA y atendiendo lo indicado por la CRIE, en la Segunda Resolución de Trámite dictada dentro del expediente **CRIE-TA-07-2015**, así como el análisis y compromisos remitidos por la División de Operación de la ENEE de Honduras, en la cual comunican lo siguiente: “El EOR, considerando el tipo de fuente de energía primaria a instalar, su intermitencia y la capacidad de potencia asociada, recomienda a la CRIE, aprobar de forma temporal, por un periodo de cuatro (4) meses, contados a partir de la resolución correspondiente, la solicitud de conexión presentada por la empresa SOLAR POWER S.A. de C.V. (SOPOSA), del proyecto “FOTOVOLTAICO NACAOME 50 MW”. Como parte integrante de la recomendación de aprobación de la solicitud indicada en la presente comunicación, previo a la puesta en servicio de la conexión del proyecto FOTOVOLTAICO NACAOME 50 MW, el EOR considera de suma importancia que la CRIE establezca que se deben cumplir los compromisos y requerimientos que a continuación se señalan: A La Solicitante: 1. Deberá presentar por escrito ante la CRIE, el OS/OM de Honduras (ENEE) y el EOR, la aceptación por parte de la empresa SOPOSA de los requerimientos hechos por el OS/OM de Honduras en su oficio DO/141/IV/2015. 2. Previo a la conexión física del proyecto, la empresa SOPOSA debe cumplir con lo establecido en el artículo 4.5.4.1 del Libro III del RMER relativos a la autorización para la puesta en servicio de la conexión. 3. La empresa SOPOSA deberá remitir al EOR la No Objeción a la Conexión por parte del OS/OM de Honduras y del Agente Transmisor de Honduras al cual se conectará el proyecto. Al OS/OM de Honduras, ENEE: 1. Debido a que la Subestación Nacaome pasará a ser el nuevo nodo frontera del área de control de Honduras con el área de control de El Salvador, se requiere que la ENEE certifique el cumplimiento de lo indicado a continuación: a. Deberá implementar la coordinación de protecciones considerando la nueva configuración eléctrica de la red y remitir al EOR la información correspondiente, lo cual debe ser coordinado con el EOR, la Unidad de Transacciones y el Agente Transmisor ETESAL de El Salvador. b. Deberá incluir la línea de transmisión Nacaome - 15 de Septiembre y la telemetría correspondiente, en el sistema de SCADA de la ENEE para realizar la función de Control Automático de Generación (AGC por sus siglas en inglés). c. Deberá remitir al EOR la información correspondiente al proyecto,



incluyendo la subestación Nacaome para integrar dicha información al SCADA regional. d. Previo a la conexión física y apertura de la interconexión actual para incluir la subestación Nacaome, la ENEE debe cumplir con el procedimiento establecido en el artículo 2.2 en relación al sistema de medición comercial regional y a lo indicado en el Anexo I ambos del Libro II del RMER. 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/165/V/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, Cañaveral - 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/165/V/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: a. 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. El 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 tres meses de evaluación, podrá remitir a la CRIE su recomendación final respecto a la solicitud de conexión de la empresa SOPOSA.

## XI

Que el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional –RMER- establece en el referido Libro III, DE LA TRANSMISION, punto 4.5, inciso 4.5.3.6 que, “Si no existen observaciones, la CRIE aprobará la solicitud de conexión...”, siendo el caso que no hay observaciones, procede la aprobación a la Solicitud de Conexión a la Red de Transmisión Regional presentada por la entidad SOLAR POWER S.A. DE C.V. (SOPOSA);



## POR TANTO

Con base en lo considerado, en uso de las facultades que le confiere el artículo 23 literales e) y f) del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, la Junta de Comisionados,

## RESUELVE:

**PRIMERO: APROBAR DE FORMA PROVISIONAL POR UN PERIODO DE CUATRO MESES** la Solicitud de Conexión a la Red de Transmisión Regional presentada por la entidad SOLAR POWER S.A. DE C.V. (SOPOSA) para el proyecto de generación denominado FOTOVOLTAICO NACAOME 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, localizado a 31 kms de la SE Agua Caliente y 650 mts de la planta solar de SOPOSA; 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. Un transformador elevador de 57 MVA, 34.5/230 kV. Correspondiente a la Planta solar de SOPOSA.

El proyecto se encuentra localizado en el Municipio de SOPOSA, Departamento de Nacaome, Honduras. Geográficamente el proyecto se encuentra en la zona sur del país. Cartográficamente un punto de referencia del proyecto corresponde a las coordenadas 87° 33'59.31" de Longitud Oeste y 13° 31' 38.51" de Latitud Norte. En la figura 1 y 2 se presentan la ubicación geográfica del proyecto y los diagramas unifilares de las instalaciones de la granja solar.

**SEGUNDO: INSTRUIR a la entidad SOLAR POWER S.A. DE C.V. (SOPOSA)**, que previo a la puesta en servicio de la conexión del proyecto FOTOVOLTAICO NACAOME 50 MW, se establezca el cumplimiento de los compromisos y requerimientos que a continuación se señalan: **1. PRESENTAR** por escrito ante la CRIE, el OS/OM de Honduras (ENEE) y el EOR, la aceptación por parte de la empresa SOPOSA de los requerimientos hechos por el OS/OM de Honduras en su oficio DO/141/IV/2015. **2. Previo** a la conexión física del proyecto, la empresa SOPOSA debe cumplir con lo establecido en el artículo 4.5.4.1 del Libro III del RMER relativos a la autorización para la puesta en servicio de la conexión. **3.**



**REMITIR** al EOR la No Objeción a la Conexión por parte del OS/OM de Honduras y del Agente Transmisor de Honduras al cual se conectará el proyecto.

**TERCERO: INSTRUIR** al OS/OM de Honduras, ENEE, lo siguiente: **1.** Debido a que la Subestación Nacaome pasará a ser el nuevo nodo frontera del área de control de Honduras con el área de control de El Salvador, de conformidad con lo establecido en el RMER y previo a la conexión del proyecto, deberá **CERTIFICAR** que ha cumplido en realizar lo siguiente: **a. IMPLEMENTAR** la coordinación de protecciones considerando la nueva configuración eléctrica de la red y remitir al EOR la información correspondiente, lo cual debe ser coordinado con el EOR, la Unidad de Transacciones y el Agente Transmisor ETESAL de El Salvador. **b. INCLUIR** la línea de transmisión Nacaome - 15 de Septiembre y la telemetría correspondiente, en el sistema de SCADA de la ENEE para realizar la función de Control Automático de Generación (AGC por sus siglas en inglés). **c. REMITIR** al EOR la información correspondiente al proyecto, incluyendo la subestación Nacaome para integrar dicha información al SCADA regional. **d. Previo** a la conexión física y apertura de la interconexión actual para incluir la subestación Nacaome, la ENEE debe cumplir con el procedimiento establecido en el artículo 2.2 en relación al sistema de medición comercial regional y a lo indicado en el Anexo I ambos del Libro II del RMER. **2. 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. IMPLEMENTAR** lo indicado en el oficio DO/165/V/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, 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/165/V/2015 y presentar el informe correspondiente ante el EOR y la CRIE. **4. 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. REALIZAR EL SEGUIMIENTO PERMANENTE**, en su calidad de OS/OM del área de control de Honduras, de lo relativo 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, remita a la CRIE, previo al vencimiento de esta aprobación provisional, su recomendación final respecto a la solicitud de conexión de la entidad SOPOSA.

**NOTIFÍQUESE a:** SOPOSA, EOR, ENEE, CNE, ETESAL y Unidad de Transacciones y **PUBLÍQUESE EN LA PÁGINA WEB DE LA CRIE.**

Guatemala, 12 de mayo de 2015.”

Quedando contenida la presente certificación en catorce (14) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y firma, en la ciudad de Guatemala, república de Guatemala, a los trece días del mes de mayo de dos mil quince.



José Roberto Linares  
Secretario Ejecutivo a.i.



Comisión Regional de Interconexión Eléctrica  
**SECRETARIO EJECUTIVO**