

**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-15-2015, emitida el catorce de mayo de dos mil quince, donde literalmente dice:

**“RESOLUCION N° CRIE-15-2015
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 06 y 10 de abril de 2015, la entidad ENERGÍA BÁSICA, S.A. DE C.V. (ENERBASA) presentó a esta Comisión, Solicitud de Conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) del proyecto de generación denominado Parque Fotovoltaico Pavana Solar, la cual está contenida en su solicitud y sus anexos, dicho proyecto se encuentra compuesto por:

1. Instalación de un parque solar fotovoltaico con una capacidad instalada de 24 MWdc/20 MWac, dividido en 22 bloques de potencia (POD) cada uno con una capacidad instalada de 1.098MWdc, 0.96 Mwac, 40 filas de 90 módulos, 3600 módulos solares y 40 inversores, para un total de 79,200 paneles solares y 880 inversores para todo el proyecto.
2. Instalación de 22 transformadores de potencia, voltaje 0.480/13.8 kV, Capacidad de 1.0 MVA cada uno, ubicados en la Planta Solar.
3. Una Línea recolectora aérea de 13.8 kV, longitud de 0.6 kilómetros, que se conectará desde el Parque solar hacia el punto de interconexión de ENERBASA 13.8/230 kV.
4. Instalación de transformador de potencia en la subestación Lufussa 3, de 20/25MVA, 230/13.8 kV, conexión YNd, OA/FA.

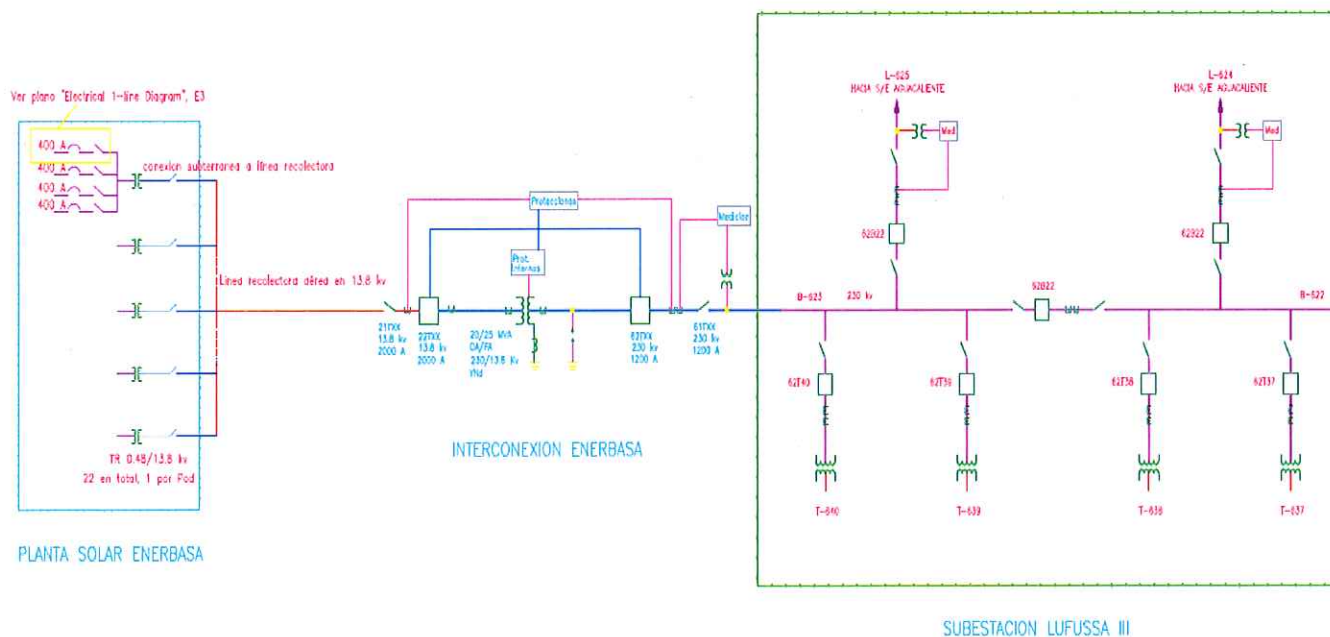
El proyecto se encuentra ubicado en la localidad llamada Pavana, localizado en el kilómetro 119, Municipio de Choluteca, Departamento de Choluteca, República de Honduras. Cartográficamente un punto de referencia del proyecto corresponde a las coordenadas 1481732, 464202. Geográficamente el proyecto se encuentra en la zona sur del país. En la figura 1 y 2 se presentan la ubicación geográfica del proyecto y el diagrama unifilar de las instalaciones del parque solar.

Figura 1: Ubicación geográfica del proyecto.





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



Fin

IV

Que mediante la primera providencia emitida dentro del expediente de trámite No. CRIE-TA-08-2015, de fecha 22 de abril de 2015, se dieron por recibida la solicitud y un conjunto de documentos que la acompañaban, presentados por la entidad ENERGÍA BÁSICA, S.A. DE C.V. (ENERBASA), entre ellos los siguientes: a) Copia de Licencia Ambiental, No. 100-2014 de fecha 23 de junio de 2014, Categoría 3 y Resolución No. 0787-2014 de la Secretaría de Energía, Recursos Naturales y Ambiente (SERNA); b) Copia del Contrato de Operación para la generación, transmisión y comercialización de energía eléctrica entre SERNA y la Empresa ENERGÍA BÁSICA, S.A. DE C.V. (ENERBASA); c) Copia de Contrato de Suministro de potencia y energía entre la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) y ENERGÍA BÁSICA, S.A. DE C.V. (ENERBASA); d) Copia de certificación de la ENEE, de fecha 23 de diciembre de 2014, mediante el cual documenta que ha suscrito el Contrato de Suministro de potencia y energía con la solicitante; e) Copia de las premisas regionales para el desarrollo de los estudios técnicos para la solicitud de conexión a la RTR; f) Informe y sus anexos sobre los estudios eléctricos incluyendo estudios de estado estacionario, cortocircuito y estabilidad transitoria, realizados para el escenario de demanda máxima del sistema Hondureño que corresponde a la demanda media del Sistema Eléctrico Regional, época seca y lluviosa del año 2015 con sus bases de datos respectivas; g) Diseño básico de las instalaciones a conectar a la RTR; h) Descripción técnica de las instalaciones y equipos incluyendo diagramas unifilares; i) Referente al Estudio de Impacto Ambiental, la Empresa ENERGÍA BÁSICA, S.A. DE C.V. (ENERBASA) ha indicado en su nota de fecha 10 de abril de 2015, que (...) de conformidad a la legislación hondureña nuestro proyecto, en razón de su magnitud, se encuentra catalogado como de Categoría 2, por lo que no se precisa para él el Estudio de Impacto Ambiental (...);

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 podrán reducir la generación en las plantas fotovoltaicas y causar aperturas de líneas de sub-transmisión de 34.5KV. Por lo que se considera 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 instalarán 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 22 de abril de 2015, al Ente Operador Regional para dar cumplimiento a lo establecido en el RMER. Con fecha 12 de mayo de 2015, se recibió en esta Comisión, la nota EOR-DE-12-05-2015-401, mediante la cual el EOR remite el INFORME DE EVALUACIÓN DE LOS ESTUDIOS TÉCNICOS DE LA SOLICITUD DE CONEXIÓN A LA RTR DE HONDURAS DEL PROYECTO DE GENERACIÓN PARQUE FOTOVOLTAICO PAVANA SOLAR, 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/151/IV/2015, con fecha 28 de abril de 2015), y por otra, los comentarios y recomendaciones derivados del análisis propio del EOR, en el cual el EOR comunica a la CRIE 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 ENERGÍA BÁSICA, S.A. DE C.V. ENERBASA, del proyecto “PARQUE FOTOVOLTAICO PAVANA SOLAR”. 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 PARQUE FOTOVOLTAICO PAVANA SOLAR, 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 ENERBASA 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 ENERBASA 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 ENERBASA 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. 4. Completar los estudios con los análisis correspondientes a los años 2016, 2017, 2018 y 2019. Al OS/OM de Honduras, ENEE: 1. Deberá remitir al EOR la información correspondiente al proyecto, incluyendo la subestación Nacaome 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, 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/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: 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.



VIII

Que con fecha 13 de mayo de 2015, se recibió correo electrónico dirigido a esta Comisión por el Señor Christopher Kafie en referencia a ENERBASA y al Expediente CRIE-TA-08-2015, donde plantea sus valoraciones en relación a la revisión que han realizado al Informe EOR-DE-12-05-2015-401, concluyendo lo siguiente:

Respecto a los puntos enunciados en el oficio DO/141/IV/2015 de (a) financiar la línea de transmisión entre SE Santa Lucía-SE Pavana y (b) la instalación de un banco de capacitores de 20MVAR no deben aplicar a ENERBASA.

IX

Que el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional –RMER- establece en el referido Libro III, DE LA TRANSMISIÓN, 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 ENERGÍA BÁSICA, S.A. DE C.V. (ENERBASA);

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 ENERGÍA BÁSICA, S.A. DE C.V. (ENERBASA) para el proyecto de generación denominado PARQUE FOTOVOLTAICO PAVANA SOLAR, dicho proyecto se encuentra compuesto por:

1. Instalación de un parque solar fotovoltaico con una capacidad instalada de 24 MWdc/20 MWac, dividido en 22 bloques de potencia (POD) cada uno con una capacidad instalada de 1.098MWdc, 0.96 Mwac, 40 filas de 90 módulos, 3600 módulos solares y 40 inversores, para un total de 79,200 paneles solares y 880 inversores para todo el proyecto.
2. Instalación de 22 transformadores de potencia, voltaje 0.480/13.8 kV, Capacidad de 1.0 MVA cada uno, ubicados en la Planta Solar.
3. Una Línea recolectora aérea de 13.8 kV, longitud de 0.6 kilómetros, que se conectará desde el Parque solar hacia el punto de interconexión de ENERBASA 13.8/230 kV.
4. Instalación de transformador de potencia en la subestación Lufussa 3, de 20/25MVA, 230/13.8 kV, conexión YNd, OA/FA.

El proyecto se encuentra ubicado en la localidad llamada Pavana, localizado en el kilómetro 119, Municipio de Choluteca, Departamento de Choluteca, República de Honduras. Cartográficamente un punto de referencia del proyecto corresponde a las coordenadas 1481732, 464202. Geográficamente el



proyecto se encuentra en la zona sur del país. En la figura 1 y 2 se presentan la ubicación geográfica del proyecto y el diagrama unifilar de las instalaciones del parque solar.

SEGUNDO: INSTRUIR a la entidad ENERGÍA BÁSICA, S.A. DE C.V. (ENERBASA), que previo a la puesta en servicio de la conexión del proyecto PARQUE FOTOVOLTAICO PAVANA SOLAR, se le dé cumplimiento de los compromisos y requerimientos que a continuación se señalan: 1. Deberá presentar por escrito ante la CRIE, el OS/OM de Honduras (ENEE) y el EOR, la aceptación por parte de la empresa ENERBASA 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 ENERBASA 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. Completar los estudios con los análisis correspondientes a los años 2016, 2017, 2018 y 2019.

TERCERO: INSTRUIR al OS/OM de Honduras, ENEE, lo siguiente: 1. Deberá remitir al EOR la información correspondiente al proyecto, incluyendo la subestación Nacaome 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, Cañaverl - 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: 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.

CUARTO: INSTRUIR al EOR, que previo a la puesta en servicio de la conexión del proyecto PARQUE FOTOVOLTAICO PAVANA SOLAR, presente un informe ante la CRIE, mediante el cual CERTIFIQUE el cumplimiento por parte de ENERGÍA BÁSICA, S.A. DE C.V. (ENERBASA), de lo dispuesto en el punto resolutivo segundo de la presente resolución.

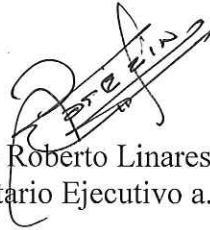
QUINTO: INSTRUIR al EOR que con base a los resultados del desempeño de la regulación primaria y secundaria de frecuencia, así como de la regulación de voltaje en los nodos de la RTR, y demás aspectos operativos relacionados, en un periodo de tres (3) meses de evaluación, remita a la CRIE, previo al vencimiento de esta aprobación provisional, su recomendación final respecto a la solicitud de conexión de la entidad ENERBASA.



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

Guatemala, 14 de mayo de 2015.”

Quedando contenida la presente certificación en nueve (09) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y firmo, en la ciudad de Guatemala, república de Guatemala, a los quince días del mes de mayo de dos mil quince.



José Roberto Linares
Secretario Ejecutivo a.i.