

ACUERDO CREE-06-2026

"APROBACIÓN CONDICIONADA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN (PERT) 2026-2035"

Comisión Reguladora de Energía Eléctrica. Tegucigalpa, Municipio del Distrito Central, a los veintiocho (28) días del mes de enero del año dos mil veintiséis (2026).

Resultando:

- I. Que mediante Acuerdo CREE-151-2023 la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) aprobó de forma condicionada el Plan de Expansión de la Red de Transmisión (PERT) 2024-2033 y a su vez mando a requerir a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) para que a través de su Centro Nacional de Despacho (CND) realizará una serie de modificaciones e incorporaciones.
- II. Que mediante Acuerdo CREE-61-2024 de fecha once (11) de julio de dos mil veinticuatro (2024) la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) aprobó modificaciones al Plan de Expansión de la Red de Transmisión (PERT) 2024-2033 y a su vez aprobó de forma definitiva el referido Plan de Expansión de la Red de Transmisión (PERT).
- III. Que en fecha tres (03) de septiembre de dos mil veinticinco (2025) el Centro Nacional de Despacho (CND) realizó de forma virtual la socialización del Plan Indicativo de Expansión de la Generación (PIEG) 2026-2035.
- IV. Que en fecha cuatro (04) de septiembre de dos mil veinticinco (2025) el Centro Nacional de Despacho (CND) habilitó en su página web un canal para efectos de recibir comentarios y consultas al Plan Indicativo de Expansión de la Generación (PIEG) por parte de los interesados.
- V. Que la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) mediante el oficio No. CREE-368-2025 del veintiséis (26) de septiembre de dos mil veintidós (2025), realizó observaciones y consultas sobre la propuesta socializada del Plan Indicativo de Expansión de la Generación (PIEG) 2026-2035, y solicitó, entre otra documentación, las bases de datos de SDDP-OptGen correspondientes al mismo. Mediante el oficio GD-445-10-2025 de fecha diecisiete (17) de octubre del año dos mil veinticinco (2025) el Centro Nacional de Despacho (CND) dio respuesta a lo solicitado.
- VI. Que en fecha ocho (08) de octubre de dos mil veinticinco (2025) el Centro Nacional de Despacho (CND) realizó de forma virtual la socialización del Plan de Expansión de la Red de Transmisión (PERT) 2026-2035 y a su vez habilitó en su página web un canal para efectos de recibir comentarios y consultas al Plan Indicativo de Expansión de la Generación (PIEG) por parte de los interesados.
- VII. Que a través del oficio CREE-426-2025 de fecha veintisiete (27) de octubre de dos mil veinticinco (2025), esta Comisión Reguladora realizó observaciones y consultas sobre la propuesta socializada del Plan de Expansión de la Red de Transmisión (PERT) 2026-2035, y solicitó, entre otra documentación, las bases de datos de SDD-OptGen-NetPlan y PSSE correspondientes al mismo. El Centro Nacional de Despacho (CND) brindó respuesta a lo solicitado mediante la nota DPES-CND-063-X-2025 de fecha diez (10) de noviembre de dos mil veinticinco (2025).

- VIII. Que en fecha tres (03) de noviembre de dos mil veinticinco (2025) el representante del Centro Nacional de Despacho (CND) mediante el oficio número GD-473-10-2025 presentó para aprobación de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) el Plan de Expansión a la Red de Transmisión (PERT) 2026-2033.
- IX. Que mediante auto de fecha cuatro (04) de noviembre de dos mil veinticinco (2025) la Secretaría General de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) tuvo por presentado el documento remitido por parte del Centro Nacional de Despacho (CND) en fecha tres (03) de noviembre de dos mil veinticinco (2025) y a su vez remitió las actuaciones a la Dirección de Regulación para que emitieran su pronunciamiento correspondiente.
- X. Que mediante auto de fecha treinta y uno (31) de diciembre de dos mil veinticinco (2025), la Dirección de Regulación recomendó requerir al Centro Nacional de Despacho (CND) una serie de aclaraciones e información adicional relacionada a aspectos técnicos del Plan de Expansión de la Red de Transmisión (PERT) 2026-2035 y Plan Indicativo de Expansión de la Generación (PIEG) utilizado como insumo. En consecuencia, mediante auto de fecha treinta y uno (31) de diciembre de dos mil veinticinco (2025) la Secretaría General de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) procedió a requerir lo recomendado por dicha dirección.
- XI. Que mediante oficio número GD-010-01-2026 el Centro Nacional de Despacho (CND) presentó ante la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) el plan de Expansión de la Red de Transmisión (PERT) 2026-2035.
- XII. Que en fecha veintitrés (23) de enero de dos mil veintiséis (2026) la Dirección de Regulación emitió el informe técnico denominado “Revisión del Plan de Expansión de la Red de Transmisión (PERT) y Plan Indicativo de Expansión de la Generación (PIEG), período 2026-2035” mediante el cual, entre otras cosas, recomendó aprobar el PERT 2026-2035 con observaciones.
- XIII. Que mediante auto de fecha veintiséis (26) de enero de dos mil veintiséis (2026) la Secretaría General de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) tuvo por presentado el informe de regulación y a su vez remitió las actuaciones a la Dirección de Asesoría Jurídica para que emitiera el pronunciamiento correspondiente.
- XIV. Que en fecha veintiséis (26) de enero de dos mil veintiséis (2026) la Dirección de Asesoría Jurídica emitió dictamen legal mediante el cual, indicó que en vista de las observaciones técnicas realizadas mediante el informe técnico resulta procedente aprobar de forma condicionada el Plan de Expansión de la Red de Transmisión (PERT) 2026-2035 y a su vez, entre otras cosas, recomendó instruir al Centro Nacional de Despacho (CND) para que realizará una modificación adicional, en vista que conforme con lo establecido en el artículo 13 literal B y lo establecido en el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) únicamente la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) tiene la potestad de asignar obras de transmisión.
- XV. Que, en atención a lo expuesto en los pronunciamientos emitidos por la Dirección de Regulación y la Dirección de Asesoría Jurídica, resulta procedente aprobar de manera condicionada el Plan de Expansión de la Red de Transmisión (PERT) 2026-2035. En consecuencia, la aprobación definitiva del referido Plan quedará supeditada a que el Centro

Nacional de Despacho (CND) incorpore y atienda las modificaciones señaladas en el presente acto administrativo.

Asimismo, se estima pertinente advertir al Centro Nacional de Despacho (CND) que, en la elaboración de futuros planes de expansión, estos deberán ajustarse estrictamente a la normativa vigente, en particular a lo dispuesto en la Ley General de la Industria Eléctrica y su respectivo Reglamento.

Considerandos:

Que la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) fue aprobada mediante Decreto No. 404-2013, publicado en el diario oficial "La Gaceta" el veinte (20) de mayo del año dos mil catorce (2014), y reformada mediante decretos legislativos números 61- 2020, 2-2022, 46-2022, siendo la última el seis (6) de junio del dos mil veintitrés (2023) decreto 27-2023; esta tiene por objeto, entre otros, regular las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad en el territorio de la República de Honduras.

Que de acuerdo con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), el Estado supervisará la operación del Subsector Eléctrico a través de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).

Que de acuerdo con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), el Estado supervisará la operación del Subsector Eléctrico a través de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).

Que de acuerdo con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica es función de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) revisar y aprobar los planes de expansión de la red de transmisión elaborados por el operador del sistema.

Que de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de la Ley General de Industria Eléctrica (RLGIE) el Plan de Expansión de la Red de Transmisión tendrá en cuenta, entre otros, los proyectos de generación en construcción, los futuros proyectos de generación comprometidos mediante contratos con Agentes Compradores, aquellos incluidos en el Plan Indicativo de Expansión de la Generación cuya fecha de inicio de operación esté dentro del horizonte de planificación, la evolución esperada de la demanda eléctrica y las características del sistema de transmisión existente, incluyendo las interconexiones internacionales y sus limitaciones.

Que el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE) permite a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) requerir a las Empresas Transmisoras la elaboración de planes específicos para la mejora de la calidad para determinadas zonas, con el fin de que estos sean incorporados en el Plan de Expansión de la Red de Transmisión (PERT) elaborado por el operador del sistema.

Que el Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) también reconoce la potestad del Directorio de Comisionados para la toma de decisiones regulatorias, administrativas, técnicas, operativas, presupuestarias y de cualquier otro tipo que sea necesario en el diario accionar de la Comisión.

Que en la Reunión Extraordinaria CREE-Ex-04-2026 del veintiocho (28) de enero de dos mil veintiséis (2026), el Directorio de Comisionados acordó emitir el presente Acuerdo.



Por tanto:

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), en uso de sus facultades y de conformidad con lo establecido en los artículos 1, 3, primer párrafo, literal D romano III, 8, 13 literal A y demás aplicables de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE); artículos 27 y 31 del Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE); artículo 4 y demás aplicables del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, por unanimidad de votos de los Comisionados presentes,

Acuerda:

PRIMERO: Aprobar de manera condicionada el Plan de Expansión de la Red de Transmisión (PERT) 2026-2035 presentado por parte del Centro Nacional de Despacho (CND) en su calidad de operador del sistema ante la Comisión, al cual se deberán de realizar las modificaciones según lo estipulado en el presente acto administrativo.

SEGUNDO: Requerir al Centro Nacional de Despacho (CND) para que por medio de su representante o apoderado legal realice en el plazo de treinta (30) días hábiles lo siguiente:

A. Modificar el documento del informe y anexo del PERT conforme con lo siguiente, según corresponda:

- i. Eliminar la marca de agua que indica “borrador” de todo el documento.
- ii. Indicar en el documento los costos referenciales asociados a los costos de los proyectos que son catalogados con “financiamiento”. Lo anterior dado que conforme con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) y su reglamento únicamente la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) ostenta la facultad de indicar que Empresa Transmisora desarrollará las obras de transmisión.
- iii. Revisar y corregir las tablas 16 y 13 del informe del plan que muestra sobrecargas del sistema con y sin la incorporación de los proyectos seleccionados en la etapa de optimización, ya que en comparativa con las simulaciones, se observa que no se están mostrando todas las sobrecargas de elementos superiores al 100%, como ser CYG_T506, CYG_T555, DAN_T432, L404 ETX-BER, L423 ZAM-ODA, L441 SFE-TLG, L441 TLG-GMC, L442 GMC-JUT, NIS T410 D1, SRS_T439 y VNU_T531 o en su defecto transparentar en el informe el criterio por el cual no se incluyen.
- iv. Revisar la descripción del alcance del proyecto “Subestación Villanueva Dos” en el informe del plan, ya que se observan inconsistencias producto de la optimización en SDDP-NetPlan, considerando que en lugar de que el proyecto implique el seccionamiento de la línea de transmisión existente de 230 kV San Pedro Sula Sur – San Buenaventura corresponde a un nuevo circuito en 230 kV entre San Pedro Sula Sur – Villanueva Dos. Asimismo, se observa que en el diagrama unifilar en efecto sí implica el seccionamiento de la línea existente por

- lo que debe mantenerse consistencia en el documento del plan y su anexo.
- v. Garantizar de que en el informe del plan cada proyecto de confiabilidad cuente con la descripción de las violaciones de voltaje, sobrecargas o eventos de no convergencia que resuelven o mitigan, así como las contingencias y los escenarios representativos bajo los cuales se presentan dichas condiciones.
 - vi. Corregir en el informe del plan el conteo de violaciones por sobrecargas en la Figura 39 "Comparativa de incumplimientos a los CCSDM", debido a que, con base en la revisión de los archivos de texto de resultados de PSSE se identifica que se están contabilizando sobrecargas bajo contingencia simple en determinados elementos y escenarios que ya presentaban sobrecarga en condición de caso base, como ser L423 ZAM-ODA, L422 SUY-ZAM, CRL T501, RGU T6XX, CCD T6XX y L442 JUT-GMC. En su defecto, describir en el documento del plan que el conteo incluye tanto violaciones en caso base como en contingencia simple para el mismo elemento.
 - vii. Revisar y corregir según corresponda en el informe del plan, el año de entrada en operación de los proyectos "Compensación serie en líneas L526 y L527" y "Línea de Transmisión El Bijagual - Zamorano II" ya que se encuentran diferencias entre lo indicado en las tablas 66, 67 y 71 y lo presentado en la tabla 27 del documento.
 - viii. Revisar y corregir según corresponda en el informe del plan, la descripción del proyecto "Compensación reactiva inductiva en la Zona Sur" ya que se indica una capacidad de 30 MVar; sin embargo, en las bases de datos de PSSE se encuentra que el bloque de compensación reactiva inductiva en Agua Caliente está modelado con una capacidad aproximada de 40 MVar (3 escalones de 13.33 MVar).
 - ix. Revisar la sección 3 del informe del plan ya que para el proyecto "Subestación El Centro y línea de transmisión Bellavista – Centro" se indica que ya forma parte de la topología actual del sistema de transmisión, mientras que en las bases de datos de SDDP-NetPlan aparece como un proyecto futuro con fecha de entrada en junio del 2026.
- B. **Modificar el documento del plan según corresponda, o en su defecto informar con sustento ante esta Comisión si se considerara como mejoras para futuras simulaciones:**
- i. Evaluar la representación de la subestación El Sitio en las bases de datos SDDP-NetPlan ya que no se encuentra representada en estas a pesar de que de conformidad con el informe del plan se encuentra en desarrollo.
 - ii. Revisar la capacidad de flujo de la línea de transmisión La Victoria – Bermejo en 138 kV ya que, de conformidad con la descripción en el informe del plan y las características técnicas del conductor indicadas en el anexo de este, corresponde a 273.9 MVA, sin embargo, en las bases de datos de SDDP-NetPlan y PSSE se encuentra modelada con 300 MVA.
 - iii. Revisar la capacidad de flujo de la línea de transmisión repotenciada L512 Choloma – La

Victoria en 138 kV ya que, de conformidad con la descripción en el informe del plan y las características paramétricas del conductor indicadas en el anexo de este, corresponde a 292.1 MVA, sin embargo, en las bases de datos de SDDP-NetPlan y PSSE se encuentra modelada con 270 MVA.

- iv. Revisar y justificar según corresponda, el origen de las modificaciones representadas en las bases de datos de SDDP-Netplan para los transformadores SIS_T533 y SRS_T439 en el 2028, y PGR_T602, CYG_T506, CYG_T555 y VNU_T531 en el 2029, para los cuales en dichos años su capacidad se incrementa al doble.
- v. Revisar la base de datos de SDDP “02_BDD_PIEG 2026-2035_Completo_VerfOct2025” con la cual se contrastaron los resultados expuestos en la Tabla 16, ya que no se encuentra representado el seccionamiento del segundo circuito de la línea de transmisión Progreso – San Pedro Sula Sur 230 kV por efecto de la incorporación de las líneas de transmisión en 230 kV La Victoria - Progreso y La Victoria – San Pedro Sula Sur en el año 2031.

TERCERO: Requerir al Centro Nacional de Despacho (CND) para que dentro de un plazo de tres (3) meses realice lo detallado a continuación, según corresponda.

A. Evaluar y sustentar, según corresponda ante esta Comisión, los siguientes proyectos del PERT seleccionados en la etapa de confiabilidad:

- i. El proyecto denominado “Ampliación Cañada 230 kV” seleccionado para el año 2032 dado que, si bien el informe del plan presenta una tabla de violaciones asociadas para las cuales dicho proyecto fue propuesto como candidato, en los análisis realizados por esta Comisión, evaluando el año de entrada sin la incorporación del proyecto en las bases de datos de PSSE suministradas, dichas violaciones no se identifican.
- ii. El proyecto denominado “Compensación reactiva inductiva en Zona Sur”, debido a que, con base en los análisis realizados por esta Comisión, las violaciones por alto voltaje en dicha zona se identifican a partir del año 2029, mientras que el año de entrada establecido para el proyecto según el informe del plan es el 2028.
- iii. El proyecto denominado “Compensación serie en líneas L526 y L527” con fecha de entrada para el 2028, a fin de aclarar y sustentar los criterios considerados para su selección, sean eléctricos o estratégicos por motivos constructivos o de ejecución, ya que en los análisis realizados por esta Comisión sobre las bases de datos de PSSE para el año de entrada del proyecto, no se evidencia que este mitigue las violaciones descritas en la sección 4.2.4 y tabla de violaciones del informe del plan.
- iv. El proyecto denominado “Ampliación Caracol 230 kV” seleccionado para el año 2029 dado que, si bien el informe del plan presenta una tabla de violaciones asociadas para las cuales dicho proyecto fue propuesto como candidato, en los análisis realizados por esta Comisión, evaluando el año de entrada sin la incorporación del proyecto en las bases de datos de PSSE suministradas, dichas violaciones no se identifican.

- v. El proyecto denominado “El Bijagual – Zamorano II” seleccionado para el año 2033 dado que, no se encuentra claridad en el informe del plan respecto de las violaciones que este proyecto resuelve o mitiga, considerando lo expuesto en la descripción de este proyecto en contraste con tabla de violaciones asociadas para las cuales dicho proyecto fue propuesto como candidato.

B. Evaluar alternativas a proyectos seleccionados en la etapa de confiabilidad en PSSE, específicamente:

- Evaluar técnica y económicoamente el candidato asociado al segundo circuito del proyecto Negrito–Yoro II–Arenales–Coyoles Central II–Reguleto versus el proyecto de confiabilidad denominado “Talanga – Yoro II” que resultó seleccionado para el año 2033, considerando que dicho candidato atiende problemas de naturaleza similar y presenta un menor costo de inversión.

CUARTO: Recomendar al Centro Nacional de Despacho (CND) para que considere los aspectos siguientes.

A. Realizar un escenario de sensibilidad de expansión de la generación considerando:

- i. Utilizar, del estudio de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), Resolución CRIE-03-2025, la tasa de descuento definida para Honduras (9.23%) en lugar de la tasa para Centroamérica (10.13%) utilizada. Lo anterior ya que conforme a la metodología de cálculo de la tasa de descuento para Centroamérica detallada en el Anexo J del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), esta particularmente se basa en el ponderado de la inversión realizada en la línea SIEPAC por cada país.
- ii. Reducir la diferencia entre el costo en la política y el costo en la simulación final en las validaciones operativas del escenario de expansión. Esto con la finalidad de que el modelo en la etapa de la política observe escenarios más realistas para calcular la función de costo futuro y determinar los estados de los embalses.
- iii. Revisar la representación de la penalidad por violación del volumen mínimo turbinable de la central hidroeléctrica Patuca III en las bases de datos ya que, con base en los resultados del plan actualmente seleccionado, esta representa un valor significativo de alrededor del 18.5% del costo operativo total.
- iv. Evaluar técnica y económicoamente el modelamiento de los proyectos candidatos basados en solares fotovoltaicas híbridas, particularmente en lo que respecta al acoplamiento de la central solar con el sistema de almacenamiento de energía en baterías (SAEB). Lo anterior ya que mientras en el informe del plan se indica que este acoplamiento es en AC, en la base de datos de SDDP se encuentra que su modelamiento cuenta con características de un acoplamiento en DC. Cabe mencionar que, el acoplamiento en AC respecto de uno en DC

cuenta con características propias tanto en los componentes que requiere, aprovechamiento del recurso solar y costos.

- v. Evaluar la participación de sistemas de almacenamiento de energía en baterías (SAEB) candidatos en la provisión de reserva secundaria del sistema.
- vi. Evaluar aspectos de mejora en el modelamiento de la central térmica candidata basada en BECOSA la cual tiene un precio de combustible nulo. Lo anterior, considerando que se debe procurar representar la totalidad de los costos asociados a los proyectos de generación ya que de no incorporarlos puede brindar al candidato mayor ventaja competitiva frente a otros.
- vii. Evaluar la representación de contratos de combustibles de gas natural para expansión con tecnologías a gas natural. Esto tendría como finalidad contar con una representación que considere las prácticas contractuales ampliamente utilizadas en el mercado del gas natural.
- viii. Evaluar incrementar la representación de proyectos hidroeléctricos, en vista que en el plan de expansión óptimo únicamente resulta seleccionado un proyecto genérico de 37.24 MW. Lo anterior a fin de que permita incrementar el índice de renovabilidad bajo una matriz diversificada, tales como El Tornillito, Los Llanitos y Jicatuyo.

B. Tomar en consideración para el desarrollo de futuros planes de expansión lo siguiente:

- i. Evaluar que se utilice del estudio de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), Resolución CRIE-03-2025, la tasa de descuento definida para Honduras (9.23%) en lugar de la tasa para Centroamérica (10.13%) utilizada. Lo anterior ya que conforme a la metodología de cálculo de la tasa de descuento para Centroamérica detallada en el Anexo J del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), esta particularmente se basa en el ponderado de la inversión realizada en la línea SIEPAC por cada país.
- ii. Utilizar una metodología para la incorporación de los proyectos de transmisión orientados a confiabilidad que se base en la mitigación o atenuación progresiva de las violaciones a los CCSDM por etapas anuales, de manera que la adición de proyectos se realice de forma secuencial, atendiendo las violaciones identificadas según su aparición e impacto año con año. Este enfoque permite, además, asegurar la trazabilidad de los problemas en la red, facilitando la identificación de las violaciones que emergen o se mantienen en cada año de análisis, así como evaluar de manera transparente el efecto de la incorporación o retiro de un proyecto específico.
- iii. Realizar pruebas para identificar las mejoras necesarias en la configuración de las bases de datos de optimización de inversiones SDDP-OptGen del Plan Indicativo de Expansión de la Generación (PIEG) para garantizar la trazabilidad en la obtención de los cronogramas de expansión de los planes.

QUINTO: Instruir al Centro Nacional de Despacho (CND) para que presente los documentos y anexos

de los planes de expansión a la Comisión, así como las evaluaciones considerando lo instruido en el presente Acuerdo y los plazos indicados. Asimismo, refleje las readecuaciones acordadas mediante el anexo DPES-CND-001-I-2026 presentado en acompañamiento del oficio GD-010-01-2026 de fecha 15 de enero de 2026 dentro del plazo indicado para el acuerdo SEGUNDO, que refieren a reflejar los costos de integración eléctrica en los costos de inversión normalizados de los proyectos de generación que tienen un costo asignado por este concepto y fueron seleccionados en el Plan Indicativo de Expansión de la Generación y agregar el detalle de las contingencias que provocan la no convergencia de flujos de potencia posteriores a la entrada de los proyectos de confiabilidad para todo el horizonte de estudio en el anexo del Plan de Expansión de la Red de Transmisión.

SEXTO: Instruir al Centro Nacional de Despacho (CND) para que proceda a publicar en su página web el informe y anexo del Plan de Expansión de la Red de Transmisión (PERT) 2026-2035, así como el informe y anexo del Plan Indicativo de Expansión de la Generación (PIEG) utilizado como insumo, una vez que este atendido lo indicado bajo el acuerdo SEGUNDO del presente acto administrativo.

SEPTIMO: Informar que las obras contempladas en el Plan de Expansión de la Red de Transmisión (PERT) serán asignadas posteriormente por la Comisión a las empresas transmisoras correspondientes. Lo anterior con el fin de dar cumplimiento a lo dispuesto en la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) y su reglamento.

OCTAVO: Advertir al Centro Nacional de Despacho (CND) que cualquier modificación al Plan de Expansión de la Red de Transmisión aprobado mediante el presente acto administrativo, debe de contar con una aprobación de esta Comisión Reguladora.

NOVENO: Advertir al Centro Nacional de Despacho (CND) que de conformidad con lo establecido en el artículo 121 de la Ley de Procedimiento Administrativo, la Comisión Reguladora se reserva la facultad de revocar o modificar el acto administrativo cuando desaparecieren las circunstancias que lo motivaron o sobrevinieren otras que, de haber existido a la razón, el mismo no habría sido dictado, también podrá revocarlo o modificarlo cuando no fuera oportuno o conveniente a los fines del servicio para el cual se dicta.

DÉCIMO: Instruir a la Secretaría General para que, de conformidad con el artículo 3 literal D romano XII de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), proceda a publicar en la página web de la Comisión el presente acto administrativo.

NOTIFÍQUESE Y PUBLÍQUESE.

RAFAEL VIRGILIO PADILLA PAZ



LEONARDO ENRIQUE DERAS VÁSQUEZ