



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

NORMA TÉCNICA PLAN DE EXPANSIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN

TÍTULO I DISPOSICIONES GENERALES

CAPÍTULO I OBJETO, ÁMBITO DE APLICACIÓN, ACRÓNIMOS Y DEFINICIONES

Artículo 1. Objeto y Ámbito de Aplicación. Objeto y Ámbito de Aplicación. El objeto de la presente Norma Técnica es establecer los procedimientos que se deberán utilizar para determinar el Plan de Expansión de la Red de Transmisión y el Plan Indicativo de Expansión de la Generación correspondiente al Sistema Interconectado Nacional de Honduras, en cumplimiento de lo establecido al respecto en el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica, Capítulo III, Expansión de la Red de Transmisión.

Artículo 2. Acrónimos.

- BDD: Base de Datos utilizada para los estudios de Planificación
- CCSDM: Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo del SIN de Honduras
- CREE: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
- ENS: Energía No Suministrada
- EOR: Ente Operador Regional
- MEN: Mercado Eléctrico Nacional
- MER: Mercado Eléctrico Regional
- ODS: Operador del Sistema y Administrador del Mercado Mayorista
- RLGIE: Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica
- ROM: Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista.
- RTR: Red de Transmisión Regional
- SER: Sistema Eléctrico Regional
- SIN: Sistema Interconectado Nacional de Honduras



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

Artículo 3. Definiciones.

Agentes Compradores: Agentes del Mercado Eléctrico Nacional que compran electricidad para su consumo propio o el de sus clientes minoristas. Serán Agentes Compradores las empresas distribuidoras y comercializadoras, y los Consumidores Calificados, siempre que cumplan con los requerimientos establecidos al respecto en el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE) y en el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista. (ROM).

Agentes del Mercado Eléctrico Nacional: Las empresas generadoras, distribuidoras, comercializadoras y Consumidores Calificados que cumplan con los requisitos fijados en el (RLGIE) y en el (ROM).

Agente Productor: Son Agentes del Mercado Eléctrico Nacional que generan electricidad para su venta en el MEN. Serán Agentes Productores las empresas generadoras siempre que cumplan con los requisitos fijados en el (RLGIE) y en el (ROM).

Consumidor Calificado: Aquel cuya demanda exceda el valor fijado por la CREE, y que está facultado para comprar energía eléctrica y/o potencia directamente de Empresas Generadoras y Comercializadoras, a precios libremente pactados con ellos; o bien en el Mercado de Oportunidad Nacional o en el MER.
Despacho Económico: Programación optimizada de las unidades generadoras que resulta de minimizar los costos de suministrar la demanda eléctrica.

Empresa Transmisora: Agente que gestiona y presta servicio en el Sistema de Principal Transmisión.

Grandes Consumidores: Son consumidores de energía de gran tamaño que compran sus requerimientos de energía y potencia a empresas distribuidoras.

Ley: Ley General de la Industria Eléctrica de la República de Honduras publicada en La Gaceta el 20 de mayo del 2014 (n° 33431).

Mercado de Contratos: Conjunto de transacciones de compra-venta de electricidad pactadas entre Agentes del MEN.

Mercado de Oportunidad: Conjunto de transacciones de compra-venta de electricidad a corto plazo entre los agentes del MEN con base en los resultados del despacho económico realizado por el Operador del Sistema.

Mercado Eléctrico Nacional (MEN): Es el conjunto de transacciones que realizan los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional dentro del Mercado de Contratos y el Mercado de Oportunidad.

Mercado Eléctrico Regional (MER): Es la actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, derivados de un despacho de energía con criterio económico regional, y mediante contratos de mediano y largo plazo entre los agentes habilitados.



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

Normas Técnicas (NT): Son las disposiciones o procedimientos técnicos comerciales y operativos emitidos por la CREE de conformidad con la Ley y el Reglamento, que establecen las condiciones, especificaciones, características de diseño, construcción, operación, calidad, sanciones y/o multas, e indemnizaciones para la generación, transmisión, operación, comercialización y distribución de energía eléctrica, en congruencia con prácticas internacionales aceptadas con la finalidad de garantizar la continuidad y la calidad del suministro eléctrico bajo criterios de eficiencia económica y que servirán para completar el conjunto de regulaciones sobre las actividades del subsector eléctrico.

Operador del Sistema (ODS): Entidad de capital público, privado o mixto, sin fines de lucro, encargada de la operación del Sistema Interconectado Nacional y su integración en el Sistema Eléctrico Regional, y de la operación del Mercado Eléctrico Nacional y su integración en el Mercado Eléctrico Regional.

Red de Transmisión Regional (RTR): Es el conjunto de instalaciones de transmisión a través de las cuales se efectúan los intercambios regionales y las transacciones comerciales en el MER, prestando el servicio de transmisión regional.

Servicios Complementarios: Servicios requeridos para el funcionamiento del sistema eléctrico en condiciones de calidad, seguridad, confiabilidad y menor costo económico, que serán gestionados por el Operador del Sistema de acuerdo a lo establecido en el ROM.

Sistema Eléctrico Regional: Sistema eléctrico de América Central, compuesto por los sistemas eléctricos de los países miembros del MER.

Sistema Principal de Transmisión: Es aquel formado por las instalaciones de transmisión que sean cedidas en cumplimiento de la disposición transitoria del art. 29 de la Ley, y por las ampliaciones futuras a realizar de acuerdo con los Planes de Expansión de la Red de Transmisión, incluidas las necesarias para conectar las instalaciones de distribución, y catalogadas como tales por el Operador del Sistema.

Artículo 4. Lineamientos Generales.

La elaboración del Plan de Expansión de la Red de Transmisión estará a cargo del Operador del Sistema (ODS) el cual tendrá el rol de un Órgano Técnico Especializado.

Los lineamientos generales que el ODS deberá seguir para la elaboración del Plan de Expansión de la Red de Transmisión son los siguientes:

- a. Cumplir con las políticas gubernamentales establecidas por la Secretaría de Energía.
- b. Determinar las obras de transmisión que deben ser desarrolladas para:
 - Aumentar la capacidad de transmisión, para viabilizar el desarrollo del Plan Indicativo de Expansión de la Generación correspondiente, en cuanto al crecimiento de la oferta de generación para satisfacer el crecimiento de la demanda al mínimo costo.



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

- Que el Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Honduras cumpla con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo (CCSDM) establecidos en la normativa vigente.
 - Minimizar el costo total actualizado de inversión y operación de las obras y ampliaciones que se deban ejecutar, incluyendo las pérdidas en el sistema de transmisión.
 - Minimizar el costo operativo del SIN, durante el período de estudio.
 - Favorecer la integración regional y la competencia para el abastecimiento de la demanda.
- c. El proceso de planificación debe ser transparente, participativo, y debe prever su propia evolución continua como resultado de la acumulación de experiencias y de los aportes de todos los involucrados e interesados en el mismo.
- d. Tomar en cuenta cualquier otro criterio / metodología que en el futuro defina la Secretaría de Energía o la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), para la elaboración del Plan de Expansión de la Red de Transmisión.

El Plan de Expansión de la Red de Transmisión deberá considerar como referencia el Plan Indicativo de Expansión de la Generación. Dicho plan será determinado por el ODS como parte del proceso de planificación con base al cual se determina el Plan de Expansión de la Red de Transmisión.

Para la determinación del Plan de Expansión de la Red de Transmisión el ODS deberá considerar que la demanda de Honduras debe ser abastecida a mínimo costo con generación resultante de la generación localizada en Honduras y de ser conveniente con importación de energía desde el MER cumpliendo con los lineamientos que en tal sentido establezca la Secretaría de Energía, basado en el cumplimiento de la Ley General de la Industria Eléctrica.

El procedimiento que utilizará el ODS para determinar Plan de Expansión de la Red de Transmisión es el indicado en la presente Norma Técnica.

Artículo 5. Propuesta de Plan de Expansión. El Plan de Expansión de la Red de Transmisión elaborado por el ODS deberá presentar en detalle todos los datos, las metodologías, los criterios, debidamente descritos y fundamentados, y los resultados de modo tal que cualquier inversionista o analista pueda obtener resultados similares con la información suministrada en el documento correspondiente al Plan de Expansión y el proceso de planificación pueda ser auditado. El documento correspondiente al Plan de Expansión propuesto deberá acompañarse con figuras, tablas y gráficas, en forma clara y en cantidad suficiente, para facilitar el análisis del Plan propuesto, las cuales deberán ser convenientemente referenciadas y explicadas.

Artículo 6. Metodología y Resultados. Como parte del Plan de Expansión de la Red de Transmisión el ODS deberá incluir un análisis de la metodología aplicada, resultados obtenidos, problemas encontrados y la forma en que fueron resueltos, y propuestas de mejoras en la metodología para ser aplicadas en las futuras revisiones del Plan de Expansión de la Red de Transmisión. La CREE deberá analizar los



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

comentarios/recomendaciones realizados por el ODS y, de considerarlo necesario, realizará los ajustes requeridos en la presente Norma Técnica tendientes a mejorar el proceso de planificación.

Artículo 7. Plazos. El Plan de Expansión de la Red de Transmisión se elaborará cada dos (2) años, tomando como referencia el Plan del bienio anterior, y deberá cubrir un horizonte como mínimo de diez (10) años.

Los estudios que forman parte del Plan de Expansión serán realizados en un plazo máximo de (2) años. El documento correspondiente al Plan de Expansión de la Red de Transmisión será presentado por el ODS a la CREE antes del treinta (30) de septiembre del año previo al de entrada vigencia del Plan de Expansión propuesto. En la misma fecha el ODS remitirá dicho documento a la Secretaría de Energía y lo hará público en su página WEB con acceso al público en general.

La Secretaría de Energía, los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional y todo otro interesado debidamente identificado podrán formular sus observaciones dentro de los treinta (30) días calendario siguientes; pudiendo el ODS, dentro de los siguientes treinta (30) días calendario, aceptarlas o rechazarlas, debiendo en este último caso, sustentarlo mediante estudios técnicos y económicos especializados.

Una vez concluido el proceso de elaboración del Plan de Expansión de la Red de Transmisión, el ODS lo remitirá a la CREE para su revisión y aprobación final. El Plan deberá ser publicado por la CREE, a más tardar en la primera quincena de enero del año siguiente que corresponda.

CAPÍTULO II REQUERIMIENTOS Y ENVÍO DE INFORMACIÓN

Artículo 8. Envío de información. Los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional y Grandes Consumidores deberán remitir al ODS la información requerida para la realización del Plan de Expansión de la Red de Transmisión conforme se indica en la presente Norma Técnica. A tal efecto el ODS deberá definir la información necesaria y la forma de presentación de la misma. La información requerida será notificada por el ODS a los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional y Grandes Consumidores a más tardar el 15 de enero del año en que se realicen los Planes de Expansión.

Artículo 9. Plazos para la recepción de la Información requerida. Los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional y Grandes Consumidores deberán remitir al ODS la información requerida a más tardar el último día del mes de febrero posterior al requerimiento del ODS. Información que sea recibida por el ODS posterior a dicha fecha será considerada por el ODS sólo a modo de referencia pudiendo ser utilizada en el proceso de planificación de considerarlo el ODS conveniente.

Artículo 10. Información Faltante. La información requerida por el ODS y que no sea oportunamente remitida por los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional será estimada por el ODS de acuerdo con su mejor criterio incluyendo en el documento final las justificaciones correspondientes.



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

Artículo 11. Base de Datos. El ODS desarrollará, mantendrá y administrará una Base de Datos (BDD) estructurada según un modelo integrado de datos, que contendrá toda la información necesaria para realizar el Plan de Expansión de la Red de Transmisión.

La información que contendrá la BDD será la establecida en la presente Norma Técnica y aquella información adicional que el ODS requiera para el desarrollo de sus funciones y el cumplimiento de sus responsabilidades en relación con la determinación del Plan de Expansión de la Red de Transmisión.

La BDD deberá actualizarse principalmente con información producida por el ODS y con la información oportunamente suministrada por la Secretaría de Energía, los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional, Grandes Consumidores y EOR.

Los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional y Grandes Consumidores deberán contribuir a la integración de la BDD aportando al ODS las informaciones técnicas que se les soliciten y cualquier otra que estimen sea necesaria.

El ODS deberá definir procedimientos de comunicación para el intercambio de información, especificando el tipo de información requerida, el formato en que los datos deben ser suministrados y, en casos particulares, los plazos en que se deberá suministrar la información.

Con respecto a la información que suministren los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional y Grandes Consumidores la misma será considerada en principio como información válida. El ODS definirá un procedimiento de revisión y objeciones, de acuerdo con cada tipo de información, con el propósito de identificar posibles errores de transcripción y comunicación.

En lo que respecta a la información técnica, la BDD deberá incluir las características técnicas y los parámetros de las líneas y los equipos de transmisión y generación, los datos de la demanda por cada nodo del sistema de transmisión, las características y ajustes de las protecciones y los sistemas de control, y cualquier otra información necesaria para la realización de los estudios de seguridad operativa, planeamiento operativo, evaluación de contingencias, y diferentes simulaciones que a criterio del ODS se requieran para determinar el Plan de Expansión de la Red de Transmisión.

La BDD incluirá la información técnica que se indica a continuación más toda aquella que el ODS considere relevante para la determinación del Plan de Expansión de la Red de Transmisión. Estos datos son complementarios a los informados para realizar el Plan Indicativo de Expansión de la Generación:

- a. Datos técnicos de generadores: Datos y parámetros de las instalaciones de generación (unidades generadoras, turbinas, etc.);



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

- b. Datos operativos de las unidades generadoras: Parámetros de arranque y parada, generación mínima, capacidad máxima, restricciones operativas, etc.;
- c. Datos de la red de transmisión y equipos asociados: Características técnicas y parámetros de las líneas, transformadores, interruptores, seccionadores, capacitores, protecciones, controles, etc.;
- d. Programación de mantenimiento: Planes de mantenimiento de las instalaciones de transmisión;
- e. Seguridad y planeamiento operativo: Toda la información que el ODS considere necesaria para efectuar análisis de seguridad operativa y planeamiento operativo;
- f. Reporte de contingencias: Reportes de contingencias en el sistema de transmisión que afectaron la operación integrada del SIN;
- g. Información de los enlaces con otros países de la región: Datos técnicos de líneas y equipos de los enlaces regionales y cualquier otra información relevante para realizar estudios operativos y de planeamiento regional.

Con relación a la BDD, el ODS deberá cumplir lo siguiente:

- a. Organizar y mantener la BDD con las características del sistema de transmisión, topología de la red de transmisión, características y parámetros de equipos asociados a la transmisión, características y parámetros de generadores, características, perfiles y proyecciones de la demanda nacional;
- b. Organizar una base de datos de la operación histórica del SIN;
- c. Mantener actualizados los estudios operativos de seguridad, planeamiento y de la expansión del sistema de transmisión nacional;
- d. Revisar la información que suministren los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional, Grandes Consumidores, la Secretaría de Energía, el ODS y toda otra información recibida de interesados en general.
- e. Centralizar toda la información técnica recibida;
- f. Organizar, mantener y administrar la BDD;
- g. Velar porque la información de la BDD se mantenga actualizada, y;
- h. Definir los formatos para el suministro de la información de la BDD.

El ODS es el responsable de solicitar a los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional, Grandes Consumidores y al EOR y validar toda la información técnica necesaria para mantener actualizada la BDD.

El ODS estará obligado a mantener actualizada la BDD. Entre otros, las actualizaciones deberán realizarse cuando se produzcan cambios en la demanda, en los ajustes de las protecciones y los controles, cuando se agregue o retire generación, y cuando se modifique la topología del sistema de transmisión y generación nacional.



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

En el caso en que un Agente del Mercado Eléctrico Nacional, Gran Consumidor no suministre al ODS información actualizada, el ODS utilizará la información más reciente de que disponga y/o datos típicos conforme su experiencia y antecedentes internacionales, documentará la información faltante y los criterios asumidos para su determinación, según corresponda, y notificará de esto a la CREE. En ningún caso, la falta de información debería ser un motivo por el cual se suspende / retrasa la realización del Plan de Expansión de la Red de Transmisión.

El ODS deberá definir la forma y medios mediante los cuales se actualizará la información en la BDD. El ODS informará oportunamente a los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional, Grandes Consumidores los datos que requieran ser actualizados, la manera como dicha información deberá ser enviada al ODS y las fechas en que los datos deberán ser suministrados.

Artículo 12. Información Requerida de los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional y Grandes Consumidores. La información requerida es la misma que la indicada en la Norma Técnica correspondiente al Plan Indicativo de Expansión de la Generación.

Artículo 13. Información Complementaria Requerida para Estudios Eléctricos. El ODS tiene la responsabilidad de determinar el Plan de Expansión de la Red de Transmisión que garantice que la potencia y la energía previstas a producir en las distintas centrales de generación eléctrica resultantes del Plan Indicativo de Expansión de la Generación y del correspondiente despacho económico de generación sean transportadas en forma eficiente, con adecuados niveles de confiabilidad, calidad y seguridad, hasta los distintos centros de consumo.

En este sentido, los distintos Agentes del Mercado Eléctrico Nacional deben suministrar al ODS, la información necesaria requerida para la elaboración del Plan de Expansión de la Red de Transmisión y en particular para realizar los Estudios Eléctricos previstos en la presente Norma Técnica.

Artículo 14. Datos Requeridos a los Agentes Productores. Todos los Agentes Productores que operen en el MEN y se conecten al SIN, están en la obligación de suministrar al ODS la información siguiente:

1. Localización geo-referenciada de la central generadora en un mapa escala 1:50,000.
2. Subestación o línea de transmisión existente a la cual la central se encuentra conectada o esté prevista su conexión.
3. Características eléctricas de las unidades de generación
 - a. Números de unidades de la central.
 - b. Voltaje en terminales de las unidades (kV).
 - c. Capacidad nominal (MVA/MW).
 - d. Capacidad mínima permisible (MW).
 - e. Factor de potencia de las unidades.



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

- f. Curvas de capacidad de las unidades.
 - g. Diagramas del modelo de la máquina síncrona y diagrama de control asociado, que permitan su correcta representación. Los datos deben incluir los siguientes parámetros:
4. Reactancias
 - a. Reactancia transitoria en el eje de directa ($x'd$), expresada en (p.u.) sobre la base del voltaje y capacidad de la unidad.
 - b. Reactancia transitoria en el eje de cuadratura ($x'q$), expresada en (p.u.) sobre la base del voltaje y capacidad de la unidad.
 - c. Reactancia síncrona en el eje de directa (x_d), expresada en (p.u.) sobre la base del voltaje y capacidad de la unidad.
 - d. Reactancia síncrona en el eje de cuadratura (x_q), expresada en (p.u.) sobre la base del voltaje y capacidad de la unidad.
 - e. Reactancia subtransitoria en el eje de directa ($x''d$), expresada en (p.u.) sobre la base del voltaje y capacidad de la unidad.
 - f. Reactancia subtransitoria en el eje de cuadratura ($x''q$), expresada en (p.u.) sobre la base del voltaje y capacidad de la unidad.
 - g. Reactancia de Potier (x_l), expresada en (p.u.) sobre la base del voltaje y capacidad de la unidad.
 5. Constante de inercia de la unidad (MW-Seg/MVA).
 6. Constante de tiempo (segundos)
 - a. Constante de tiempo transitoria en el eje de directa en circuito abierto ($T'Do$)
 - b. Constante de tiempo transitoria en el eje de cuadratura en circuito abierto ($T'Qo$)
 - c. Constante de tiempo subtransitoria en el eje de directa en circuito abierto ($T''Do$)
 - d. Constante de tiempo subtransitoria en el eje de cuadratura en circuito abierto ($T''Qo$)
 7. Curvas de saturación de voltaje en terminales (p.u.) contra corriente de campo (amperios), en circuito abierto.
 8. Diagramas de los sistemas de excitación, incluyendo los diagramas de bloques (control) que muestre las funciones de transferencia y detalles de los lazos de excitación que permitan una correcta representación. Los datos deben incluir los siguientes parámetros.
 - a. Ganancia de los lazos de excitación.
 - b. Voltaje de campo nominal (p.u.).
 - c. Máximo voltaje de campo (p.u.).
 - d. Mínimo voltaje de campo (p.u.).
 - e. Máxima tasa de cambio del voltaje de campo "rising".
 - f. Máxima tasa de cambio del voltaje de campo "falling".
 - g. Características dinámicas del "over-excitation limiter".
 - h. Características dinámicas del "under-excitation limiter".



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

9. Diagramas de los reguladores de velocidad (gobernadores), incluyendo los diagramas de bloques (control) que detallen las funciones de transferencias, para su correcta representación. Los diagramas de bloques deben describir claramente las características de las unidades, a saber: hidráulicas, térmicas a vapor, térmicas a gas, térmicas tipo "reheat". Los datos deben especificar los siguientes parámetros:
 - a. Ganancia promedio, dependiendo de la tecnología de la unidad.
 - b. Constantes de tiempo del gobernador, dependiendo de la tecnología de la unidad.
 - c. "Deadband" del gobernador.
10. Diagramas de los estabilizadores de potencia, incluyendo los diagramas de bloques (control) que detallen las funciones de transferencias, para su correcta representación. Los datos deben incluir los siguientes parámetros:
 - a. Constantes de tiempo de entrada de señal de frecuencia, potencia eléctrica, velocidad (p.u.).
 - b. Ganancias de la señal de frecuencia, potencia eléctrica, torque mecánico (p.u.).
 - c. Valores o rangos de ajuste.
11. Características de la subestación elevadora.
 - a. Diagrama unifilar, donde se muestre el arreglo de las barras de la subestación elevadora, además debe mostrar las provisiones para posibles expansiones a la central generadora.
 - b. Diagrama de planta, que muestre la disposición de los diferentes equipos dentro del área de la subestación. El diagrama debe mostrar el área y perímetro total de la subestación y futuras áreas a ser consideradas para posibles expansiones.
12. Características de los transformadores elevadores. Los datos deben incluir los siguientes parámetros:
 - a. Capacidad nominal y máxima (MVA).
 - b. Voltajes de operación (kV) y derivaciones (taps) (kV o p.u.)
 - c. Tipo de conexión de los transformadores.
 - d. Impedancias de secuencia positiva y cero (%) sobre la base de la capacidad del transformador o 100 MVA base.
 - e. Pérdidas en vacío y a plena carga.
13. Características de los interruptores de potencia, incluyendo capacidades nominales, capacidades interruptivas, y tiempos de apertura y recierre.
14. Características eléctricas de las líneas de conexión de las centrales de generación al sistema de transmisión.
 - a. Longitud de la línea (km).
 - b. Máxima cargabilidad de la línea en estado normal y de emergencia (MVA o Amperios).
 - c. Especificar si la línea será circuito sencillo o doble circuito, conductor simple o tipo "bundle". Especificar configuración espacial y arreglo de conductores en las torres, si la línea es subterránea especificar igualmente configuración.
 - d. Tipo y tamaño de los conductores e hilo de guarda para líneas aéreas; tipo y tamaño de los cables, aislamiento y cubierta o protección externa si es subterránea.



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

- e. Impedancias de secuencias positiva, cero y mutua ($"/\text{km}$ y p.u. sobre la base de 100 MVA).
- f. Especificar si el desarrollo del sistema de transmisión asociado a las centrales se verificará en forma gradual, de ser así especificar las fechas de entrada de las etapas del desarrollo.

Artículo 15. Datos Requeridos de los Agentes Compradores y Grandes Consumidores. Todos los Agentes Compradores y Grandes Consumidores están en la obligación de suministrar al ODS la información siguiente:

1. Localización y punto de conexión
 - a. Localización geo-referenciada de las subestaciones propuestas en un mapa escala 1:50,000.
 - b. Subestaciones o líneas de transmisión existentes más cercanas a la subestación o subestaciones de distribución propuestas.
2. Características eléctricas de las líneas de interconexión
 - a. Longitud de la línea en km.
 - b. Máxima cargabilidad de la línea en operación normal y emergencia (MVA o Amperios).
 - c. Especificar si la línea es circuito sencillo o doble circuito, conductor simple o tipo "bundle". Especificar configuración espacial y arreglo de conductores en las torres. Si la línea es subterránea especificar igualmente configuración.
 - d. Tipo y tamaño de los conductores e hilo de guarda para líneas aéreas; tipo y tamaño de los cables, aislamiento y cubierta o protección externa si es subterránea.
 - e. Impedancias de secuencias positiva, cero y mutua ($"/\text{km}$ y p.u. sobre la base de 100 MVA).
3. Características de las subestaciones de distribución
 - a. Diagrama unifilar, donde se muestre el arreglo de las barras y demás equipos de la subestación, además debe mostrar las provisiones para posibles expansiones a la subestación.
 - b. Diagrama de planta, que muestre la disposición de los diferentes equipos dentro del área de la subestación. El diagrama debe mostrar el área y perímetro total de la subestación y futuras áreas a ser consideradas para posibles expansiones.
 - c. Especificar el voltaje (kV) y capacidad (MVAR) de posibles equipos de compensación reactiva o capacitiva a instalarse en la subestación.
4. Características de los transformadores de potencia. Los datos deben incluir los siguientes parámetros:
 - a. Capacidad nominal y máxima (MVA).
 - b. Voltajes de operación (kV) y derivaciones (taps) en kV o p.u.
 - c. Tipo de conexión de los transformadores.
 - d. Impedancias de secuencia positiva y cero (%) con base a la capacidad del transformador o 100 MVA base.
 - e. Pérdidas en vacío y a plena carga.



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

5. Características de los interruptores de potencia, incluyendo capacidades nominales, capacidades interruptivas, y tiempos de apertura y recierre.

Artículo 16. Datos Requeridos de la Empresa de Transmisión. La Empresa de Transmisión tiene la obligación de suministrar al ODS toda la información requerida para realizar los estudios eléctricos descritos en la presente Norma Técnica. La información a suministrar debe ser la correspondiente al sistema de transmisión existente, así como de las ampliaciones del sistema de transmisión actualmente en construcción y/o que se considere de alta factibilidad su construcción. La información requerida es la indicada a continuación y toda otra que oportunamente sea requerida por el ODS:

1. Diagrama unifilar y geográfico del Sistema Principal de Transmisión
2. Características eléctricas de líneas
 - a. Localización geo-referenciada de las torres en un mapa escala 1:50,000.
 - b. Longitud de cada línea (km).
 - c. Máxima cargabilidad de la línea en operación normal y emergencia (MVA o Amperios).
 - d. Especificar si la línea es tipo circuito sencillo o doble circuito, conductor simple o tipo “bundle”. Especificar configuración espacial y arreglo de conductores en las torres. Si la línea es subterránea especificar igualmente configuración.
 - e. Tipo y tamaño de los conductores e hilo de guarda para líneas aéreas; tipo y tamaño de los cables, aislamiento y cubierta o protección externa si es subterránea.
 - f. Impedancias de secuencias positiva, cero y mutua ("/km y p.u. sobre la base de 100 MVA).
3. Características de las subestaciones pertenecientes al Sistema Principal de Transmisión
 - a. Localización geo-referenciada de las subestaciones en un mapa escala 1:50,000
 - b. Diagrama unifilar, donde se muestre el arreglo de las barras y demás equipos de la subestación, además debe mostrar las provisiones para posibles expansiones a la subestación.
 - c. Diagrama de planta, que muestre la disposición de los diferentes equipos dentro del área de la subestación. El diagrama debe mostrar el área y perímetro total de la subestación y futuras áreas a ser consideradas para posibles expansiones.
 - d. Especificar el voltaje (kV) y capacidad (MVAR) de los equipos de compensación reactiva o capacitiva existentes en la subestación.
4. Características de los transformadores de potencia. Los datos deben incluir los siguientes parámetros:
 - a. Capacidad nominal y máxima (MVA).
 - b. Voltajes de operación (kV) y derivaciones (taps) (kV o p.u.)
 - c. Tipo de conexión de los transformadores.
 - d. Impedancias de secuencia positiva y cero (%) con base a la capacidad del transformador o 100 MVA base.
 - e. Pérdidas en vacío y a plena carga.



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

5. Características de los elementos de compensación reactiva. Los datos deben incluir los siguientes parámetros:
 - a. Tipo de compensación
 - b. Diagrama de conexión
 - c. Capacidad nominal (MVAR).
 - d. Voltajes de operación (kV)
6. Características de los interruptores de potencia, incluyendo capacidades nominales, capacidades interruptivas, y tiempos de apertura y recierre.

Artículo 17. Información Requerida de Proyectos Candidatos para la Expansión de la Red de Transmisión. Para determinar el Plan de Expansión de la Red de Transmisión el ODS deberá considerar que existen proyectos candidatos para refuerzos del sistema de transmisión cuya entrada en operación futura será obtenida como resultado de la optimización del abastecimiento de la demanda futura.

Los proyectos candidatos para refuerzos del sistema de transmisión deberían incluir las alternativas de mayor factibilidad que el ODS considere como razonables para la expansión del sistema de transmisión. Entre ellas duplicación de circuitos existentes, nuevos circuitos, repotenciación de circuitos existentes, cambios de nivel de tensión, nuevos transformadores, nuevas estaciones transformadoras, incremento de la capacidad de los circuitos por medios de compensación, etc.

El ODS deberá determinar las características de cada proyecto candidato para refuerzos del sistema de transmisión a ser incluido en la determinación del Plan de Expansión de la Red de Transmisión. La información a considerar será la misma que la indicada en la presente Norma Técnica para los elementos del sistema de transmisión existentes o en construcción a la cual se agregará:

- a. Fecha más temprana para la entrada en operación comercial de cada proyecto candidato tomando en cuenta los tiempos requeridos para la toma de decisión, financiamiento y su construcción.
- b. Prelación con otros proyectos
- c. Localización del proyecto. El ODS deberá identificar la forma en que cada proyecto candidato se vincula a las instalaciones existentes del sistema de transmisión y la traza del proyecto georeferenciada.
- d. A tal efecto deberá considerar condiciones geográficas / climáticas, caminos existentes, y toda otra consideración que el ODS considere conveniente incluir.
- e. El ODS deberá definir un catálogo de proyectos candidatos suficientemente amplio de forma tal que el procedimiento de optimización pueda seleccionar los más convenientes.



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

TÍTULO II CRITERIOS, PROCEDIMIENTO Y METODOLOGÍA A CONSIDERAR PARA LA ELABORACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN

Artículo 18. Procedimiento a utilizar para determinar el Plan de Expansión de la Red de Transmisión. El procedimiento que utilizará el ODS para determinar el Plan de Expansión de la Red de Transmisión constará de los siguientes pasos:

- a. Determinación del Plan Indicativo de Expansión de la Generación
- b. Determinación de los refuerzos requeridos en el sistema de transmisión.
- c. Determinación de los refuerzos adicionales requeridos en el sistema de transmisión para cumplir con los CCSDM.
- d. Determinación del Plan de Expansión de la Red de Transmisión. Estará compuesto por todos los refuerzos del sistema de transmisión resultantes de los estudios antes indicados.

Los estudios antes indicados se deberán realizar con los datos contenidos en la BDD correspondientemente actualizada por el ODS conforme se establece en la presente Norma Técnica. Deberán además tomar en cuenta los contratos de importación/exportación firmes de energía vigentes entre Agentes del Mercado Eléctrico Nacional y Agentes del Mercado Eléctrico Regional.

Los contratos de exportación firmes de energía deben ser simulados como una demanda adicional en el nodo del MER perteneciente al SIN de Honduras desde donde se exporte la energía. Los contratos de importación firmes de energía deben ser simulados como un generador adicional en el nodo del MER perteneciente al SIN de Honduras desde donde se importe la energía.

Artículo 19. Determinación de los Refuerzos Requeridos en el Sistema de Transmisión. El procedimiento que utilizará el ODS para determinar los refuerzos requeridos en el sistema de transmisión consiste en determinar los refuerzos de mínimo costo total de la red de transmisión necesarios para asegurar el suministro de la demanda prevista a lo largo del horizonte de estudio con una adecuada calidad de servicio.

El Plan de Expansión de la Red de Transmisión por lo tanto deberá cumplir, en forma simultánea, con los siguientes criterios:

- a. Criterios de seguridad N-1: Especificados en el Anexo 1 Criterios de Calidad Seguridad y Desempeño Mínimo (CCSDM).
- b. Criterio de Mínimo Costo: La suma de los costos de inversión más el valor esperado del costo operativo asociado con el sistema de transmisión incurridos dentro del período de evaluación deberá ser mínimo.



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

Artículo 20. Costo Operativo. El costo operativo del sistema de transmisión (\$COT) resultará de la suma de los costos por pérdidas y congestión (\$CPyC), costos de la ENS (\$CENS), y costos de operación y mantenimiento (\$CO&M) del sistema de transmisión resultantes para cada año dentro del horizonte de planificación.

$$(\$COT) = (\$CPyC) + (\$CENS) + (\$CO\&M)$$

$$\$COT(a)[\$] = \$CO\&M(a) + \sum_h^{8760} \sum_{n=1}^{nT} \$DEM(n, h) - \$GEN(n, h)$$

$$\$GEN(n, h) = CMg(n, h) \times EGEN(n, h)$$

$$\$DEM(n, h) = CMg(n, h) \times [EDEM(n, h) + ENS(n, h)]$$

Donde:

n: Cada uno de los nodos del sistema de transmisión del SIN. NT número total de nodos.

a: Cada año dentro del horizonte de planificación

h: Cada hora del año a

CMg (n,h) [USD/MWh]: Costo marginal de la energía en el nodo n, hora h-

EGEN (n,h) [MWh]: Energía total inyectada al sistema de transmisión en el nodo n, hora h-

EDEM (n,h) [MWh]: Energía total retirada sistema de transmisión en el nodo n, hora h

ENS (n,h) [MWh]: Energía No Suministrada en el nodo n, hora h

Artículo 21. El ODS buscará además que el Plan de Expansión de la Red de Transmisión permita un adecuado nivel de competencia en el mercado mayorista. A tal efecto deberá monitorear la existencia de congestión en el sistema de transmisión ajustando el plan de expansión para mantener reducidos los costos de congestión.

Artículo 22. El ODS utilizará un modelo computacional de optimización de ampliaciones en el sistema de transmisión con base al cual deberá determinar los refuerzos requeridos en el sistema de transmisión que permiten cumplir con los criterios antes indicados. Como resultado el ODS deberá obtener el listado de obras requeridas y el Valor Actual Neto de los costos de inversión (Millones USD) asociados a dichos refuerzos al sistema de transmisión, empleando a tal efecto una metodología similar a la utilizada para determinar el Valor Actual Neto del Plan Indicativo de Expansión de la Generación.



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

Artículo 23. El ODS deberá determinar los costos operativos (\$COT) asociados al sistema de transmisión por medio de un modelo de operación del mercado eléctrico con base al cual el ODS determinará, para cada hora del año dentro del horizonte de planificación, la producción de cada central conectada al SIN, la demanda abastecida en cada nodo del SIN y los costos marginales resultantes en cada nodo del SIN. Para los fines de su aplicación gradual, el primer plan de expansión a partir de la entrada en vigencia de la presente norma, podrá ser determinado por el ODS para cada mes del año dentro del horizonte de planificación la producción de cada central conectada al SIN, la demanda abastecida en cada nodo del SIN y los costos marginales resultantes en cada nodo del SIN.

Artículo 24. Los estudios con base a los cuales se determinarán los refuerzos requeridos en el sistema de transmisión deben realizarse asumiendo que entran en operación comercial las unidades de generación incluidas en el Plan Indicativo de Expansión de la Generación determinado conforme se establece en la correspondiente Norma Técnica.

Artículo 25. Los estudios a realizar deben además representar los escenarios típicos de despacho de generación (incluyendo la intermitencia típica de las fuentes de energía renovables tales como generación hidroeléctrica, eólica y solar) que abastece a mínimo costo la demanda proyectada en el horizonte de planificación.

Artículo 26. El modelo de simulación deberá representar la red de transmisión existente correspondientes al SIN, las ampliaciones actualmente en construcción o que tienen muy alta probabilidad de concretarse, y las ampliaciones propuestas como proyectos candidatos. No se incluirán en la simulación las redes (líneas, transformadores) correspondientes a las empresas distribuidoras.

Artículo 27. El modelo de simulación deberá poder determinar flujos de potencia activa simplificados (modelo linealizado - flujo DC); considerando diferentes límites de transferencias discriminados para condición (N) y para las situaciones post-contingencia (N-1).

Artículo 28. La determinación de los refuerzos necesarios en el sistema transmisión se podrá realizar tanto de manera secuencial para cada año futuro (planificación “forward”) o a través de la determinación del plan óptimo de expansión para el año horizonte, siguiendo en sentido inverso del tiempo para determinar la fecha óptima para la construcción de cada refuerzo (planificación de “año horizonte”).

Artículo 29. El proceso de planificación deberá tomar en cuenta los proyectos candidatos de refuerzos del sistema de transmisión que a tal efecto identifique el ODS como posibles dentro del periodo de evaluación. Podrán ser proyectos candidatos para la expansión del sistema de transmisión los siguientes:

- a. Nuevos circuitos que se desarrollen sobre la misma traza de circuitos existentes.
- b. Nuevos circuitos que se desarrollen sobre una nueva traza propuesta a tal efecto por el ODS.



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

- c. Repotenciación de circuitos existentes (cambio de conductor)
- d. Nuevos transformadores
- e. Nuevas estaciones transformadoras
- f. Incremento de capacidad de transmisión de circuitos existentes por medio de compensación / cambio de conductores / cambio de tensión.
- g. Cualquier otra alternativa que el ODS considere conveniente / posible.

Artículo 30. Para determinar los refuerzos necesarios en el sistema de transmisión el ODS deberá considerar que la demanda de un determinado nodo puede ser abastecida con generación local existente o nueva. Por lo tanto, el costo incurrido en refuerzos del sistema de transmisión para abastecer la demanda de un determinado nodo no puede ser superior al costo de abastecimiento de la misma demanda utilizando generación local existente o nueva.

Artículo 31. Determinación de los refuerzos adicionales requeridos en el Sistema de Transmisión para cumplir con los Criterios de Seguridad Operativa. El ODS deberá realizar Estudios Eléctricos con el objetivo de determinar las ampliaciones adicionales requeridas en el Sistema de Transmisión para preservar la calidad, seguridad y confiabilidad del SIN y dar cumplimiento a los CCSDM.

Artículo 32. A tal efecto el ODS efectuará los análisis de estado estacionario, transitorio y dinámico que se consideren necesarios para cumplir con el objetivo antes indicado. Los estudios se realizarán con un programa computacional de análisis de redes de potencia con la capacidad de simular flujo de cargas, estabilidad transitoria, estabilidad dinámica y de pequeña señal, estabilidad de voltaje y análisis de corto circuito.

Artículo 33. Los estudios eléctricos arriba indicados tendrán los siguientes objetivos particulares:

- a. Estudios de operación estática
 - i. Flujos de potencia: Verificación de límites de transmisión y perfiles de tensión
- b. Análisis de contingencias
 - i. Determinación de acciones de control preventivo y correctivo
 - ii. Verificación de riesgos de salida en cascada
- c. Análisis de Fallas simétricas y asimétricas
 - i. Verificación de la capacidad de interrupción
- d. Estudios de operación dinámica (Estabilidad)
 - i. Estabilidad transitoria
 - 1. Análisis del funcionamiento transitorio ante fallas de alta severidad
 - 2. Evaluación del comportamiento dinámico ante maniobras o fallas simples
 - ii. Estabilidad oscilatoria



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

- iii. Estabilidad de frecuencia
 - 1. Verificación de niveles de reserva y corte por sub-frecuencia
- iv. Estabilidad de tensión

Artículo 34. El programa de análisis de redes de potencia deberá permitir una representación adecuada de por lo menos:

- a. Las redes de transmisión que forman parte del SIN y todos sus componentes.
- b. Las unidades generadoras con sus controles.
- c. Los lazos de control de regulación secundaria de frecuencia.
- d. Los efectos de los estabilizadores de potencia.
- e. Las cargas de los usuarios.
- f. Los sistemas de protecciones.

Artículo 35. Los estudios eléctricos tendrán las siguientes características:

- a. Deberán permitir verificar el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo (CCSDM) del SIN. El anexo 1 de CCSDM establecerá los límites operativos dentro de los cuales se enmarca el funcionamiento del sistema eléctrico tanto en estado normal (condición N) como en condiciones de indisponibilidad de algún componente del sistema de transmisión (condición N-1);
- b. Serán realizados empleando la BDD definida en esta Norma Técnica

Artículo 36. Los estudios eléctricos a realizar incluyen:

- a. Estudios de flujo de carga.
- b. Análisis de estabilidad transitoria y dinámica.
- c. Análisis de fallas (corto circuito).
- d. Transitorios electromecánicos.
 - Análisis de pequeña señal (análisis nodal).
 - Transitorios electromagnéticos.
 - Coordinación de protecciones.
- e. Estudios de confiabilidad del sistema.
- f. Otros análisis que a criterio del ODS sean necesarios.

Artículo 37. Los estudios eléctricos, dependiendo de su naturaleza, deberán tener en cuenta:

- a. El pronóstico de la generación y la demanda en cada nodo.
- b. Las curvas típicas de las demandas horarias.
- c. Las características técnicas de las instalaciones del SIN.



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

- d. Las características técnicas de las instalaciones de los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional, cuya operación afecten el comportamiento del SIN.
- e. Los indicadores de calidad del SIN: disponibilidad histórica, tasas de falla y reparación, etc.

Artículo 38. El ODS definirá escenarios de simulación que permitan evaluar el funcionamiento del sistema de transmisión en condiciones de máxima exigencia. Los escenarios estarán clasificados por máxima, media y mínima demanda, diferenciando a su vez las épocas seca y lluviosa.

Artículo 39. Los resultados de los análisis que realice el ODS como parte de los estudios de seguridad operativa, según corresponda al tipo de estudio, incluirán:

- a. Recomendaciones para modificar fechas de entrada de proyectos identificados como convenientes en los estudios previos.
- b. Nuevos circuitos / transformadores / compensación reactiva requeridos para dar cumplimiento a los CCSDM establecidos para el SIN.
- c. Fechas de entrada en operación de los refuerzos adicionales requeridos para el sistema de transmisión.
- d. Costos de inversión (Millones USD) asociados con las obras indicadas en los puntos anteriores.

Artículo 40. En forma complementaria el ODS deberá presentar los siguientes resultados:

- a. Perfiles esperados del voltaje en las barras del sistema de transmisión, en condiciones normales y en estados de emergencia.
- b. La estabilidad del SIN ante grandes y pequeñas perturbaciones.
- c. Niveles de falla en los nodos de la SIN.
- d. Tiempos críticos de despeje de fallas en el SIN.
- e. Coordinación de protecciones y medidas suplementarias.
- f. Esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia y bajo voltaje.
- g. Reservas para regulación primaria y secundaria de la frecuencia.
- h. Recomendaciones sobre otros servicios complementarios.
- i. Los límites de transferencias entre las áreas de control.
- j. Restricciones eléctricas y operativas en el SIN.
- k. Estudios de confiabilidad.

Artículo 41. Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo (CCSDM). Los Estudios Eléctricos deberán cumplir con los CCSDM que establezca la normativa vigente (se adjunta como ANEXO 1).



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

TÍTULO III RESULTADOS

CAPÍTULO I PLAN DE EXPANSIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN

Artículo 42. El ODS emitirá un documento final en donde se presenten los estudios realizados para determinar el Plan de Expansión de la Red de Transmisión con el siguiente contenido mínimo:

- Resumen ejecutivo.
- Introducción: Descripción del contenido del informe, sus objetivos, su estructura, con una breve descripción del sistema de transmisión y los criterios generales aplicados para su confección.
- Diagnóstico de la condición actual y para los próximos tres años del sistema de transmisión.
- Modificaciones propuestas a la presente Norma Técnica que a criterio del ODS sean conveniente tomar en cuenta con sus correspondientes justificaciones.
- Datos utilizados en el proceso de planificación, indicando origen de los datos. En el caso de ser datos estimados por el ODS deberá incluir las referencias utilizadas para la estimación de los datos.
- Plan de Expansión de la Transmisión
- Ampliaciones menores del sistema de transmisión que se deberían realizar para mejorar la eficiencia y la calidad de servicio del sistema de transmisión.
- Coordinación de las expansiones del sistema de transmisión con las ampliaciones que realicen las empresas distribuidoras y Consumidores Calificados.
- Requerimiento de ampliaciones adicionales por parte de los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional.
- Plan de reposición de los activos existentes, definido como las renovaciones y mejoras a los bienes e instalaciones que están en explotación, si suponen un aumento de la capacidad de transmisión o inciden en alargar la vida útil de los activos.
- Los criterios y rangos bajo los cuales se mantienen válidos los resultados del Plan de Expansión de la Red de Transmisión.
- Resultados de los estudios de seguridad operativa.
- Conclusiones relevantes. Análisis de riesgos. Aspectos críticos que condicionan la optimalidad del plan de expansión propuesto.

Artículo 43. El diagnóstico de las condiciones de funcionamiento eléctrico y del desempeño del sistema de transmisión actual y para los próximos 3 años deberá indicar los niveles de tensión en barras, nivel de carga de los componentes, situaciones de congestión y nivel de confiabilidad en barras del Sistema Principal de Transmisión.



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

Artículo 44. Como parte del Plan de Expansión de la Red de Transmisión el ODS deberá indicar las obras del Plan de Expansión de corto plazo (próximos dos años) y las que se requieren en el mediano/largo plazo (hasta el año diez). Para las obras requeridas en el corto plazo deberá indicar claramente los motivos técnicos / económicos que justifican las mismas.

Artículo 45. El ODS debe incluir un detalle de los costos de inversión asociados con el Plan de Expansión de la Red de Transmisión. Deberá además indicar el cronograma estimado de desembolsos requeridos para realizar las obras incluidas en el Plan de Expansión de la Red de Transmisión.

Artículo 46. El ODS debe identificar para cada ampliación del sistema de transmisión incluida en el Plan de Expansión de la Red de Transmisión los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional que se consideran beneficiarios de las mismas.

Se considera que un agente es beneficiario de una ampliación del sistema de transmisión cuando se cumplen con alguna de las siguientes condiciones:

a. Agentes Compradores:

- Se mejora la calidad del abastecimiento del Agente Comprador.
- Se puede abastecer su demanda sin limitaciones en condiciones operativas normales (sin contingencias).
- El costo de abastecimiento de la demanda, asumiendo que compra todo su requerimiento de energía en el mercado spot, se reduce por efecto de menores costos de pérdidas y de congestión en el sistema de transmisión.

b. Agentes Productores:

- El despacho económico de generación resulta sin restricciones que limiten la producción del generador.
- Se incrementan sus ingresos por venta de su producción en el mercado spot por menores costos de pérdidas y de congestión en el sistema de transmisión.

Artículo 47. El beneficio que obtiene un Agente Productor de una ampliación del sistema de transmisión de corto plazo no podrá ser dependiente sensiblemente de la instalación de una nueva unidad de generación cuya construcción no haya comenzado.

Artículo 48. El ODS deberá identificar las ampliaciones de transmisión que tienen muy pocos beneficiarios, típicamente porque permiten la conexión al sistema de transmisión de un nuevo generador o una nueva demanda. Estas ampliaciones deberán quedar condicionadas a la cobertura de costos por parte del Agente del Mercado Eléctrico Nacional beneficiario.



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

Artículo 49. El ODS deberá incluir en el informe un análisis de riesgos, adecuadamente fundamentados, asociados al Plan de Expansión propuesto. Los resultados del análisis de riesgos deberán ser considerados como un elemento de juicio adicional para la selección final de la alternativa más conveniente del Plan de Expansión.

Artículo 50. El Plan de Expansión de la Red de Transmisión deberá incluir una evaluación económica social de tal manera de verificar su impacto sobre la sociedad y de brindar elementos de juicio en el ámbito gubernamental con relación a la aplicación de la política energética y de la regulación vigente en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Artículo 51. El ODS deberá incluir como parte del Plan de Expansión de la Red de Transmisión propuesto una evaluación del impacto tarifario sobre los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional incluyendo una estimación de la afectación a los usuarios del sistema de transmisión.

CAPÍTULO II APROBACIÓN Y PUBLICACIÓN

Artículo 52. El ODS realizará una consulta pública para evaluar el Plan de Expansión de la Red de Transmisión en general y las modificaciones tarifarias previstas resultantes de las ampliaciones de transmisión a ejecutar, incorporadas en el Plan de Expansión de corto plazo y del Plan de Expansión de largo plazo.

Artículo 53. Sobre la base del resultado de la consulta pública y de los estudios realizados por el ODS conforme se detallan en la presente Norma Técnica, la CREE analizará el Plan de Expansión de la Red de Transmisión propuesto por el ODS, y las observaciones recibidas de los usuarios como parte de la consulta pública. De ser necesario, solicitará al ODS las modificaciones requeridas, previo a su aprobación.

Artículo 54. La CREE deberá analizar, evaluar y calificar el Plan de Expansión de la Red de Transmisión propuesto por el ODS bajo los siguientes criterios:

- *Aprobado:* Cuando no existan observaciones y cumple con los requerimientos establecidos en la presente Norma Técnica y otras regulaciones vigentes.
- *Con observaciones:* Que deberán ser subsanadas por el ODS para su aprobación por parte de la CREE.
- *Desaprobado:* Cuando no cumple con los requerimientos establecidos en la presente Norma Técnica y otras regulaciones vigentes.

En el caso de que el Plan de Expansión de la Red de Transmisión propuesto por el ODS resulte desaprobado por la CREE deberá proceder con las instrucciones requeridas para determinar un nuevo Plan de Expansión



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

a la brevedad posible, siendo en tal caso el ODS pasible de las sanciones que oportunamente establezca la CREE en cumplimiento de lo establecido al respecto en la LGIE, Artículo 26. Infracciones y Sanciones.

Artículo 55. La aprobación por parte de la CREE de las ampliaciones de transmisión a ejecutar incorporadas en el Plan de Expansión de la Red de Transmisión de corto plazo y la reposición de instalaciones a ejecutar incluirá el monto presupuestado y el plazo de ejecución a partir del cual la obra se considerará en servicio, asumiendo la Empresa de Transmisión todas las consecuencias derivadas de su indisponibilidad.

Artículo 56. Vigencia. La presente Norma Técnica entra en vigencia en la fecha de su publicación en el Diario Oficial La Gaceta.

Consulta Pública CREE-001-2019



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

ANEXO 1. Criterios de Calidad Seguridad y Desempeño Mínimo (CCSDM)

Consulta Pública CREE-001-2019