



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

NORMA TÉCNICA PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN

TÍTULO I DISPOSICIONES GENERALES

CAPÍTULO I OBJETO, ÁMBITO DE APLICACIÓN, ACRÓNIMOS Y DEFINICIONES

Artículo 1. Objeto y Ámbito de Aplicación. El objeto de la presente Norma Técnica es establecer los procedimientos que deberá utilizar el Operador del Sistema (ODS) para determinar 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 II, Plan Indicativo de Expansión de la Generación.

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
- RMER: Reglamento del Mercado Eléctrico Regional
- 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
- SIN: Sistema Interconectado Nacional de Honduras

Artículo 3. Definiciones.

Agentes Compradores: Agentes del Mercado Eléctrico Nacional que compran electricidad para 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 que fijará la CREE, y que está facultado para comprar energía eléctrica y/o potencia directamente de generadores, comercializadores o distribuidores, a precios libremente pactados con ellos.

Contratos Firmes en el MER: Son contratos suscritos entre Agentes del MER con base a los cuales se establecen compromisos de entrega por parte de un Agente Productor localizado en un país y retiro por parte de un Agente Comprador de las cantidades acordadas de energía firme durante el plazo acordado. Dichos contratos deben tener además capacidad firme de transporte en la RTR de forma de garantizar los intercambios de energía contratados.

Despacho Económico: Programación optimizada de las unidades generadoras que resulta de minimizar los costos de suministrar la demanda eléctrica.

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 MEN dentro del Mercado de Contratos y el Mercado de Oportunidad.



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

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.

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.

Sistema Principal de Transmisión (SPT): 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 transmisión, incluidas las necesarias para conectar las instalaciones de distribución, y catalogadas como tales por el Operador del Sistema.

Usuario Autoprodutor: Aquel usuario que instala dentro de su domicilio un equipo de generación de energía renovable para su consumo propio y puede hacer inyecciones a la red de la empresa distribuidora

Artículo 4. Lineamientos Generales.

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

El Plan de Expansión de la Red de Transmisión deberá considerar como referencia el Plan Indicativo de Expansión de la Generación resultante de lo establecido en la presente Norma Técnica.

Los lineamientos generales que el ODS deberá seguir para la elaboración de los Planes antes indicados son los siguientes:

- a. Cumplir con las políticas gubernamentales establecidas por la Secretaría de Energía.
- b. Determinar el Plan Indicativo de Expansión de la Generación que deben ser desarrolladas para:



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

- Aumentar la capacidad de generación para satisfacer el crecimiento de la demanda con una adecuada calidad de servicio.
 - Minimizar el costo total actualizado de inversión y operación del sistema eléctrico.
 - 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 Indicativo de Expansión de la Generación.

Para la determinación del Plan Indicativo de Expansión de la Generación el ODS deberá considerar que la demanda de Honduras debe ser abastecida a mínimo costo total (suma de costos de inversión y operación) con la producción de los generadores localizados 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 Indicativo de Expansión de la Generación es el indicado en la presente Norma Técnica.

Artículo 5. El Plan Indicativo de Expansión de la Generación 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. Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan Indicativo de Expansión de la Generación. Como parte del Plan Indicativo de Expansión de la Generación 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 Indicativo de Expansión de la Generación. La CREE deberá analizar los 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 Indicativo de Expansión de la Generación 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 y un máximo de veinte (20) años de considerarlo el ODS conveniente.



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

Los estudios que forman parte del Plan de Expansión serán realizados en un plazo máximo de dos (2) años. El documento correspondiente al Plan Indicativo de Expansión de la Generación será presentado por el ODS a la CREE antes del treinta (30) de septiembre del año previo al de entrada en 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 apropiados.

Una vez concluido el proceso de elaboración del Plan Indicativo de Expansión de la Generación, 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 Indicativo de Expansión de la Generación conforme se indica en la presente Norma Técnica. A tal efecto el ODS deberá definir la información necesaria y la forma de presentación de esta. 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 estudios correspondientes al Plan 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.

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



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

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 Indicativo de Expansión de la Generación.

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 el 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. De ser el caso solicitará la subsanación de estos en el plazo que oportunamente se indique.

En lo que respecta a la información técnica, la BDD deberá incluir las características técnicas de los generadores, los datos de la demanda por cada nodo del sistema de transmisión y cualquier otra información necesaria para la realización de los estudios que se requieran para determinar el Plan Indicativo de Expansión de la Generación.

La BDD incluirá la información técnica que se indica a continuación más toda aquella que el ODS considere relevante para la determinación del Plan Indicativo de Expansión de la Generación:

- a. Datos técnicos de generadores: Datos y parámetros de las instalaciones de generación (unidades generadoras, turbinas, etc.);
- b. Datos operativos de las unidades generadoras: Parámetros de arranque y parada, generación mínima, capacidad máxima, restricciones operativas, etc.;
- c. Datos de Demanda: Perfiles de la carga de cada nodo, proyecciones y característica de la demanda, etc.;
- d. Programación de mantenimiento: Planes de mantenimiento de las instalaciones de generación;

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

- a. Organizar y mantener la BDD con las 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;



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

- c. Revisar la información que suministren los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional, la Secretaría de Energía, los Grandes Consumidores, el EOR y toda otra información recibida de interesados en general.
- d. Centralizar toda la información técnica recibida;
- e. Organizar, mantener y administrar la BDD;
- f. Velar porque la información de la BDD se mantenga actualizada, y;
- g. Definir los formatos para el suministro de la información de la BDD.

El ODS es el responsable de solicitar la información requerida y mantener actualizada la BDD. Las actualizaciones deberán realizarse cuando se produzcan cambios en la demanda, cuando se agregue o retire generación, y cuando se modifique la topología del sistema de transmisión y generación nacional.

En el caso en que un Agente del Mercado Eléctrico Nacional o un Gran Consumidor no suministre al ODS información actualizada requerida, 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.

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 Distribuidores, Consumidores Calificados y Grandes Consumidores. Los distribuidores, Consumidores Calificados y los Grandes Consumidores deben proporcionar al ODS la información de demanda histórica, actual y pronosticada. Los datos de demanda requeridos son:

1. Datos de demanda (potencia activa y reactiva) y energía activa.
 - a. Los distribuidores deben proporcionar la información de la demanda relacionada con su sistema de distribución.
 - b. Los Consumidores Calificados, Grandes Consumidores, Auto Productores y Cogeneradores deben proporcionar los datos de demanda que requieren sus respectivos sistemas.
2. Datos de demanda (potencia activa) diaria:
 - a. Los distribuidores, Consumidores Calificados y Grandes Consumidores deberán proporcionar la información de demanda requerida para construir las curvas de carga diaria en cada uno de sus puntos de interconexión.
 - b. Demanda máxima diaria, no coincidente, en los puntos de interconexión, histórica y la pronosticada para el año siguiente.
 - c. Demanda diaria en los puntos de interconexión, a la hora que ocurre la demanda "máxima" del sistema, histórica y la pronosticada para el año siguiente.



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

- d. Demanda diaria en los puntos de interconexión, a la hora que ocurre la demanda "mínima" del sistema, histórica y la pronosticada para el año siguiente.
3. Pronóstico de demanda para los próximos diez (10) años. Con el fin de establecer los requerimientos de demanda y energía en el SIN, los distribuidores, Consumidores Calificados y Grandes Consumidores deberán proporcionar al ODS un pronóstico mensual de demanda activa y energía activa para los próximos 10 años de su respectivo sistema.
4. El ODS podrá solicitar a los distribuidores, Consumidores Calificados y Grandes Consumidores información adicional de pronóstico de demanda, en cualquier período del año, cuando se requieran hacer análisis adicionales del sistema.
5. Información adicional que deberá ser proporcionada a requerimiento del ODS:
 - a. Detalles de las demandas individuales que tienen características atípicas.
 - b. La sensibilidad de la demanda activa y reactiva a las variaciones de voltaje y frecuencia del SIN.
 - c. El desbalance de fase promedio y máximo que los distribuidores, Consumidores Calificados y Grandes Consumidores esperan que su demanda le cause al SIN.
 - d. Detalles de todas las demandas que podrían causar fluctuaciones de tensión / frecuencias severas al SIN.
6. Los datos anuales de energía activa a suministrar por cada agente Distribuidor al ODS deben ser desglosados en las siguientes categorías de usuarios:
 - a. Residenciales
 - b. Comerciales
 - c. Industriales
 - d. Gobierno
 - e. Grandes Consumidores
 - f. Alumbrado público
 - g. Pérdidas del sistema
 - h. Otros

Artículo 13. Información Requerida a los Generadores. Los Generadores, con una central de generación actualmente en operación comercial o en construcción o que se considere que el proyecto tiene una alta factibilidad de concreción, y que se conecten al SIN, deberán suministrar al ODS, los datos relativos a la planta de generación: históricos, actuales y de diseño, según corresponda, de acuerdo a lo señalado en la presente Norma Técnica.

Artículo 14. Información Requerida a los Generadores Hidráulicos. En el caso de generadores hidráulicos, se deberá proporcionar la siguiente información:

1. Datos de identificación de la central
 - a. Nombre de la planta.



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

- b. Tipo de planta: Filo de agua / embalse
 - c. Potencia instalada y potencia efectiva en sitio (MW).
 - d. Energía generada anual para condiciones hidrológicas promedio (GWh/año).
 - e. Fecha de entrada de operación (mes, año).
 - f. Para proyectos en construcción el cronograma de ejecución del proyecto hasta su puesta en servicio comercial.
2. Datos de topología
 - a. Aporte hidrológico.
 - b. Descarga.
 - c. Vertimiento.
 - d. Centrales / proyectos aguas arriba.
 - e. Centrales / proyectos aguas abajo.
 - f. Ubicación esquemática (Diagrama).
 3. Base histórica de caudales. Caudales medios mensuales en cada estación hidrológica, en archivo digital tipo hoja de cálculo. Este archivo debe contener toda la información disponible.
 4. Características operacionales
 - a. Cota mínima y máxima de operación (msnm).
 - b. Cota de descarga (msnm).
 - c. Caída neta (m).
 - d. Caída bruta (m).
 - e. Pérdidas hidráulicas medias en las conducciones (m).
 - f. Caudal turbinado de diseño (m³/s).
 - g. Caudal ecológico (m³/s).
 - h. Días de mantenimiento al año.
 5. Información de las unidades de generación
 - a. Número de unidades de generación.
 - b. Potencia por unidad (MW).
 - c. Curvas de eficiencia turbina-generator (p.u.).
 - d. Tasa de salidas forzadas (p.u.).
 - e. Tasa de salidas programadas (p.u.). Duración de los mantenimientos (h/año)
 - f. Porcentaje de sobrecarga
 6. Características del embalse
 - a. Cota máxima (msnm).
 - b. Cota mínima (msnm).
 - c. Tabla cota área-volumen del embalse. (Tabla de 5 o más puntos, incluir mínimos y máximos y las curvas correspondientes).
 - d. Área del embalse (km²).



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

- e. Volumen del embalse (millones de m³).
- 7. Otros datos
 - a. Tabla con los datos de los coeficientes de producción (MW/m³/s) por cada nivel de almacenamiento definido en la tabla cota – área – volumen del embalse.
 - b. Caudal turbinado mínimo (m³/s) a usar para representar restricciones en la operación de la turbina o de controles ambientales, suministro del agua o restricciones de navegación.
 - c. Caudal turbinado máximo (m³/s) – capacidad máxima de turbinamiento.
 - d. Factor de regulación para central filo de agua.
 - e. Costo de inversión del proyecto y programa de desembolso.
 - f. Costos de O&M; Fijo anual (USD/kW), variables (USD/MWh)
 - g. Costos operacionales típicos que estén asociados con la producción de energía (USD/MWh) (ej. Seguros, cargos por uso del sistema de transmisión, cargos de administración, etc.)
 - h. Vida útil (años).

Artículo 15. Generadores Térmicos: En el caso de generadores térmicos, se deberá proporcionar la siguiente información:

- 1. Datos de identificación de la central
 - a. Nombre de la central.
 - b. Tipo de tecnología.
 - c. Capacidad instalada y efectiva en sitio (MW)
 - d. Fecha de entrada de operación (mes, año).
 - e. Para proyectos en construcción el cronograma de ejecución del proyecto hasta su puesta en servicio comercial.
 - f. Costo de inversión del proyecto y programa de desembolso (USD).
- 2. Características operacionales
 - a. Costo variable de O&M (USD/MWh) por tipo de combustible.
 - b. Costo fijo anual de O&M (USD/kW).
 - c. Tipo de combustible con su poder calorífico típico (inferior / superior).
 - d. Curva de eficiencia (BTU/MWh) (HHV).
 - e. Costos operacionales típicos que estén asociados con la producción de energía (USD/MWh) (ej. Seguros, cargos por uso del sistema de transmisión, cargos de administración, etc.)
 - f. Vida útil (años).
- 3. Información de las unidades de generación
 - a. Número de unidades de generación.
 - b. Potencia por unidad (MW).
 - c. Tasa de salidas forzadas en (p.u.).



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

- d. Tasa de salidas programada en (p.u.), duración de los mantenimientos (h/año)
- 4. Otros datos
 - a. Potencia mínima (MW) – representa el nivel mínimo de producción para la planta.
 - b. Potencia máxima (MW): Potencia continua a plena carga de un generador indicada por el fabricante.
 - c. Costo de inversión del proyecto y programa de desembolso.
 - d. Capacidad de almacenamiento de combustible en volumen bruto y volumen útil.

Artículo 16. Generadores Renovables (eólicos/solares). En el caso de generadores renovables, se deberá proporcionar la siguiente información:

- 1. Datos de identificación de la central
 - a. Nombre de la planta.
 - b. Tipo de tecnología (eólica / solar).
 - c. Capacidad instalada y efectiva en sitio (MW)
 - d. Para proyectos en construcción el cronograma de ejecución del proyecto hasta su puesta en servicio comercial
 - e. Costo de inversión del proyecto y programa de desembolso (USD).
- 2. Características operacionales
 - a. Producción histórica horaria (MWh) para cada hora del año. Para proyectos en construcción producción esperada horaria (MWh) en un año típico.
 - b. Variación anual de la producción por degradación de celdas solares.
 - c. Costo variable de O&M (USD/MWh).
 - d. Costo fijo anual de O&M (USD/kW).
 - e. Costos operacionales típicos que estén asociados con la producción de energía (USD/MWh) (ej. Seguros, cargos por uso del sistema de transmisión, cargos de administración, etc.)
 - f. Vida útil en años.
- 3. Información de las unidades de generación
 - a. Número de unidades de generación.
 - b. Potencia por unidad (MW).
 - c. Tasa de salidas forzadas en (p.u.).
 - d. Tasa de salidas programada en (p.u.). Duración de los mantenimientos (h/año)
- 4. Otros datos
 - a. Potencia mínima (MW) – representa el nivel mínimo de producción para la planta.
 - b. Potencia máxima (MW): Potencia continua a plena carga de un generador indicada por el fabricante.



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

Artículo 17. Información Requerida de los Generadores Candidatos. Para determinar el Plan Indicativo de Expansión de la Generación el ODS deberá considerar que existen proyectos candidatos cuya entrada en operación futura será obtenida como resultado de la optimización del abastecimiento de la demanda futura.

Los proyectos candidatos de nueva generación deberían incluir las tecnologías de mayor factibilidad disponibles en Honduras para la expansión de la generación. Entre ellas las siguientes: Generación térmica convencional que utilice como combustibles el gas natural, carbón, bunker, diésel, centrales de generación hidráulicas, centrales renovables tipo eólicas, solares, cogeneración eficiente, y cualquier otra tecnología que el ODS entienda es factible su desarrollo en Honduras. La generación térmica convencional puede ser considerando tecnologías tipo ciclo combinado (CC), turbina de gas (TG), turbina de vapor (TV), motores de combustión interna.

El ODS deberá determinar las características de cada proyecto candidato de nueva capacidad de generación a ser incluido en la determinación del Plan Indicativo de Expansión de la Generación. La información a considerar será la misma que la indicada en la presente Norma Técnica para los generadores 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 construcción de la central. Como referencia se indican a continuación los siguientes tiempos:
 - Central hidráulica: 4 años
 - Central térmica CC, TV, cogeneración: 3 años
 - Central térmica TG, motores: 2 años
 - Central eólica / solar: 2 años
- b. Localización posible del proyecto. El ODS deberá identificar las regiones del país donde es más factible la localización de los proyectos candidatos. A tal efecto deberá considerar condiciones geográficas / climáticas, infraestructura de transporte, acceso al suministro de combustibles, y toda otra consideración que el ODS considere conveniente incluir. Como referencia se indican a continuación las siguientes localizaciones preferenciales:
 - Centrales hidráulicas: En la cuenca de un río en consistencia con el catálogo disponible de posibles aprovechamientos hidroeléctricos.
 - Centrales térmicas CC a GNL, TV a carbón. En zonas vecinas a puertos con facilidades para la descarga y acopiamiento de combustible.
 - Centrales térmicas a gas natural transportado por gasoductos (desde el sur de México u otro origen) en una zona vecina a la traza del gasoducto y próximo a grandes ciudades.
 - Centrales térmicas a turbina de gas (TG) y motores en todos los nodos del Sistema Principal de Transmisión y nodos que actualmente tienen demanda aislada del SIN.



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

- Centrales renovables eólicas / solares preferentemente en zonas donde se han localizado las centrales existentes.
- c. Prelación entre proyectos en el caso de que la construcción de un proyecto dependa de la entrada en operación de otro proyecto (ej. Centrales hidráulicas en cascada).
- d. El ODS deberá además incluir como una central candidata un equivalente a la importación de energía desde algún país integrante del MER vía la RTR. Dicha central será una central térmica convencional compatible con la expansión de mínimo costo del MER identificada por el EOR como parte del Plan de Expansión Regional. La central tendrá una potencia instalada equivalente a dos veces el incremento anual de la demanda máxima de Honduras y estará localizada en un nodo de la RTR localizado en Honduras.
- e. El ODS deberá definir un catálogo de centrales candidatas para cada nodo del Sistema Principal de Transmisión y en nodos actualmente aislados del SIN.

Artículo 18. Información Sobre Contratos de Compra / Venta de Energía Regionales. El MER establece la posibilidad de suscribir contratos firmes entre Agentes del MEN de Honduras y Agentes del MER.

Dichos contratos pueden ser para que:

- Un Agente Comprador de Honduras compre energía a un Agente Productor de otro país vía un contrato de importación de energía.
- Un Agente Productor de Honduras venda energía a un Agente Comprador de otro país vía un contrato de exportación de energía.

A los efectos de la determinación del Plan Indicativo de Expansión de la Generación el ODS deberá tomar en consideración los contratos de importación / exportación firmes que hayan suscrito los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional de Honduras.

A tal efecto los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional deberán remitir al ODS la siguiente información:

- Identificación de las partes (generador, productor) que suscriben el contrato.
- País en el que se encuentra el comprador, productor firmante del contrato.
- Potencia / energía contratadas. Potencia horaria correspondiente a la energía contratada. demanda máxima anual contratada.
- Plazo del contrato. Fechas de inicio y finalización
- Nodos del SIN de entrega / retiro de la energía contratada



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 INDICATIVO DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN

CAPÍTULO I PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN

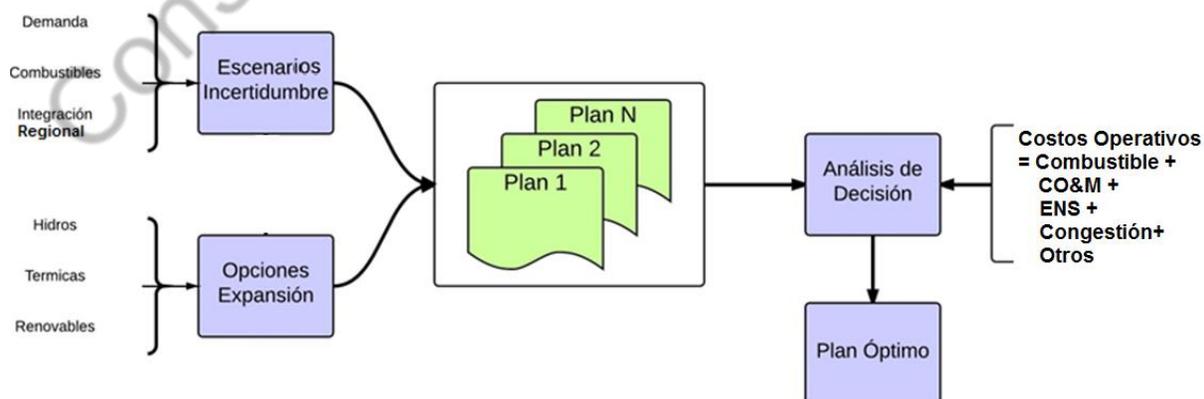
Artículo 19. El procedimiento que utilizará el ODS para elaborar el Plan Indicativo de Expansión de la Generación constará de los siguientes pasos:

- Determinación del Plan Indicativo de Expansión de la Generación
- Determinación del Plan de Expansión de la Red de Transmisión.
- Determinación de los refuerzos adicionales requeridos en el sistema de transmisión para cumplir con el Reglamento del MER

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 MEN y Agentes del MER.

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 20. Procedimiento para la determinación del Plan Indicativo de Expansión de la Generación. El procedimiento a utilizar por el ODS para determinar el Plan Indicativo de Expansión de la Generación se muestra en la figura siguiente:



El proceso de planificación consta de los siguientes pasos:

Paso I: El ODS comenzará el proceso de planificación determinando proyectos candidatos de expansión de la capacidad de generación (térmica, renovable, importación, etc.) y escenarios de incertidumbre respecto a las variables de mayor impacto sobre el Plan Indicativo de Expansión de la Generación (crecimiento de la demanda, costos de combustibles, integración regional, otras).

Como opciones de expansión se podrían por ej. considerar las siguientes u otras que el ODS considere conveniente:

Opción 1: Considera únicamente proyectos candidatos térmicos con base a motores, un escenario de bajo costos de combustibles y un escenario de bajo crecimiento de la demanda.

Opción 2: Considera proyectos candidatos térmicos y renovables, un escenario de alto costos de combustibles y un escenario de mediano crecimiento de la demanda.

Opción 3: Considera proyectos candidatos térmicos con base a GNL y carbón y renovables, un escenario de alto costos de combustibles y un escenario de alto crecimiento de la demanda.

Como incertidumbre se podrían considerar por ejemplo diferentes escenarios de crecimiento de la demanda y/o de precios de combustibles.

Paso II: Por medio del modelo computacional de planificación de la expansión de generación que se describe en la presente Norma Técnica, el ODS determinará, para cada una de estas opciones / escenarios planteados, los Planes Indicativos de Expansión de Generación (Plan 1, Plan 2, ..., Plan N) que cumplen con la condición de mínimo costo total, suma de costos de inversión, de operación, en el horizonte de planificación de diez (10) años como mínimo y un máximo de veinte (20) años de considerarlo el ODS conveniente.

Como resultado el ODS deberá obtener el Valor Actual Neto de los costos de inversión (Millones USD) asociados a cada uno de los Planes evaluados (VNAINVPLAN(j)).

El VNAINVPLAN(j) de cada Plan (j) se determina con base a las siguientes expresiones:

$$ANU(i) = \frac{INV(i) \times TD}{1 - \frac{1}{(1 + TD)^{VU(i)}}$$

Donde:

i: Cada uno de los proyectos que forman parte del Plan (j) evaluado (j=1, 2, 3,n)

ANU (i) [USD]: Anualidad que cubre los costos de inversión del proyecto (i)

INV (i) [USD]: Costo total de inversión del proyecto (i)



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

VU(i): Vida útil del proyecto (i)

TD: Tasa de descuento

$$VNAINV(i) = \frac{1}{(1 + TD)^{A(i)-1}} \times \sum_{a=1}^{a=11-A(i)} \frac{ANU(i)}{(1 + TD)^a}$$

Donde:

VNAINV (i) [USD]: Valor Actual Neto de inversión correspondiente al proyecto (i)

a: Cada uno de los años dentro del período de validez del Plan de Expansión

A(i): Año de inicio de operación del proyecto (i). A(i) toma valores entre 1 y 10.

Por ej, A(i)=4 corresponde a un proyecto que entra en operación en cualquier mes del año 4 de vigencia del plan de expansión.

$$VNAINVPLAN(j) = \sum_{i=1}^{NI} VNAINV(i)$$

Donde:

j: Cada uno de los planes de expansión evaluados

VNAINVPLAN (j) [USD]: Valor Actual Neto de inversión correspondiente al Plan (j)

NI: Cantidad total de nuevos proyectos que forman parte del Plan (j)

Paso III: Por medio de un modelo computacional de operación del mercado eléctrico descrito en la presente Norma Técnica determinará los costos operativos anuales asociados con cada uno de los planes antes indicados para cada uno de los años dentro del horizonte de planificación de diez (10) años como mínimo y de hasta veinte (20) años de considerarlo el ODS conveniente.

El modelo computacional antes indicado determinará el despacho de generación (producción de las centrales) que abastece la demanda pronosticada a mínimo costo operativo. Los costos operativos incluyen costos de combustibles, costos de O y M de generación, costos de ENS, congestión y otros costos que el ODS estime conveniente incluir en la evaluación. La simulación operativa deberá considerar un modelo simplificado de la red de transmisión de Honduras de forma tal de evitar que restricciones de transmisión limiten los intercambios de energía entre productores y compradores.

Como resultado el ODS obtendrá el Valor Actual Neto de los costos operativos (Millones USD) de referencia asociados a cada uno de los planes evaluados (VNAOPEPLANR(j)).

El VNAOPEPLANR(j) de cada Plan (j) se determina en base a las siguientes expresiones:



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

$$VNAOPEPLANR(j) = \sum_{a=1}^{a=10} \frac{COPER(a,j)}{(1+TD)^a}$$

Donde:

j: Cada uno de los planes de expansión evaluados

a: Cada uno de los años dentro del período de validez del Plan de Expansión

VNAOPEPLANR (j) [USD]: Valor Actual Neto de los costos operativos correspondiente al escenario de referencia del Plan (j).

COPER (a,j) [USD]: Costos operativos del año (a) correspondiente al escenario de referencia del Plan (j).

Paso IV: Análisis de Decisión. Utilizando el mismo modelo computacional de operación del mercado eléctrico determinará los costos operativos asociados con cada uno de los planes antes indicados incluyendo variaciones asociadas con las variables de incertidumbre. Por ejemplo, determinará los costos operativos del Plan 1 con un escenario diferente de precios de combustible, crecimiento de la demanda, etc. El ODS realizará lo mismo para los demás planes/escenarios.

Como resultado se obtendrá el Valor Actual Neto de los costos operativos (Millones USD) para el escenario de referencia y para cada uno de los escenarios de incertidumbre (escenario de sensibilidad) que se evalúen.

Con los resultados obtenidos en los pasos antes indicados, se obtendrá una matriz de costos totales (inversión, Operación) como la siguiente:

Planes	Valor Actual Neto Costo Inversión [Millones USD]	Valor Actual Neto Costos de Operación [Millones USD]				
		Esc Ref	Esc Sens. #1	Esc Sens. #2	Esc Sens. #M
1						
2						
..						
NP						

El ODS realizará a continuación un análisis de decisión con base al cual determinará cuál de los planes de expansión evaluados (Plan 1, Plan 2, ..., Plan n) es el recomendado como el Plan Indicativo de Expansión de la Generación, indicando cuales son los costos de inversión y de operación asociados con dicho Plan y los mayores costos asociados con las incertidumbres evaluadas.

Por ejemplo, el ODS podría recomendar el Plan de Expansión de mínimo costo total para el escenario de referencia, o bien el Plan de Expansión que minimiza los mayores costos asociados con las incertidumbres,



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

o cualquier otra alternativa que entienda adecuada con la correspondiente justificación económica / conceptual.

Artículo 21. Plan Indicativo de Expansión de la Generación en regiones que no se encuentran interconectadas al SIN. El Plan Indicativo de Expansión de la Generación, a solicitud de los operadores de los sistemas aislados y con base a estudios de electrificación rural y datos proporcionados por estos, puede incluir el abastecimiento a consumidores localizados en regiones del país que estén aisladas del SIN. A tal efecto el Plan Indicativo de Expansión de la Generación podrá incluir nueva capacidad de generación en dichas regiones en la medida que resulte la solución de mínimo costo frente a la alternativa de interconectar la región al SIN por medio de una ampliación en el sistema de transmisión.

Artículo 22. Modelo Computacional de Planificación de Expansión de la Generación.

Para determinar el Plan Indicativo de Expansión de la Generación el ODS utilizará un modelo computacional con las siguientes características:

- a. Capacidad de identificar las expansiones de generación que minimicen el Valor Actual Neto de los costos de inversión, operación, combustible y por Energía No Suministrada en el horizonte de planificación
- b. Capacidad de seleccionar la estrategia de expansión que cumpla con el objetivo antes indicado considerando las incertidumbres propias de la operación futura del parque de generación.
- c. Capacidad para considerar como variables aleatorias para el cálculo a: (1) hidrología; (2) costos de combustibles; (3) crecimiento demanda; (4) producción de centrales renovables (solar/eólica), (5) integración regional. Quedarán a criterio del ODS, y aprobadas por la CREE, otras variables que sean consideradas aleatorias.
- d. Considerar como enteras las variables asociadas a expansiones de nuevas plantas generadoras elegidas por el usuario del modelo de planificación como proyectos “candidatos”.
- e. Flexibilidad en las etapas de inversión y operación (anual, semestral, trimestral, mensual).
- f. Flexibilidad para considera conjuntos de proyectos asociados, mutuamente exclusivos
- g. Restricciones de precedencia
- h. Restricciones de capacidad instalada mínima para diferentes grupos de tecnologías y para diferentes intervalos de tiempo
- i. Considerar la proyección de demanda de energía y potencia sobre la base de valores determinados por el ODS con base a valores indicados por los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional, Grandes Consumidores, el crecimiento esperado del país y la incorporación al SIN de demanda de zonas actualmente aisladas. El modelo deberá considerar datos de demanda por nodo de SIN, por mes y por bloque de la curva de carga.
- j. Restricciones ambientales: Emisiones de gases de efecto invernadero



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

- k. Restricciones de disponibilidad de combustibles
- l. Optimización de la operación de los embalses a largo plazo.
- m. Horizonte de planificación de al menos quince (15) años con pasos de cálculo mensuales.
- n. Aplicar la tasa de descuento que determine la CREE y se encuentre vigente al inicio de la elaboración del Plan de Expansión.
- o. Análisis de múltiples escenarios

Artículo 23. Modelo computacional de operación del mercado eléctrico. Para determinar el Plan Indicativo de Expansión de la Generación el ODS utilizará un modelo computacional de operación del mercado de similares características que el utilizado para la programación de la operación tal como se establece en el ROM, Artículo 23.

CAPÍTULO II PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DE LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

Artículo 24. Determinación de los refuerzos adicionales requeridos en el Sistema de Transmisión para cumplir con el Reglamento del MER. El RMER establece que la planificación de la RTR debe procurar que en todo momento se mantenga una capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre cualquier par de países miembros del MER. Esta capacidad será fijada por la CRIE mediante resolución. Actualmente (año 2018) la capacidad de transmisión antes indicada es de 300 MW en ambas direcciones a través de los circuitos que componen la RTR.

Para que se cumpla con lo establecido en el RMER, el EOR debe realizar la Planificación de Largo Plazo de la RTR la cual tendrá como principal objetivo identificar las Ampliaciones de la Transmisión de la RTR que:

- a. Incrementen el beneficio social y simultáneamente tengan un número significativo de beneficiarios (Numeral 10.2.1 literal a, del Libro III del RMER),
- b. Mejoren la confiabilidad a nivel regional (Numeral 10.2.1 literal b, del Libro III del RMER),
- c. Signifiquen un aumento de la competencia en el MER (Numeral 10.2.1 literal c del Libro III del RMER).

Para lograr el objetivo antes indicados se requiere que las redes que forman parte del SIN de Honduras no limiten los intercambios de energía a nivel regional hasta el límite de transporte determinado por la CRIE.

Artículo 25. Para cumplir con el objetivo antes indicado, el ODS deberá realizar estudios complementarios que tienen por objeto analizar los posibles requerimientos adicionales de ampliación del SIN de Honduras integrado a la RTR de Centroamérica a fin de asegurar el funcionamiento del sistema de transmisión dentro de los parámetros admisibles de voltajes y niveles de carga para los distintos escenarios de operación de la



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

red con transferencias entre el SIN y la RTR de hasta 300 MW por corredor de transmisión que vincula los distintos sistemas interconectados de los países que la conforman. Dicho límite de transmisión podrá ser modificado, adoptando en tal caso el nuevo valor que la CRIE defina oportunamente.

Artículo 26. Para realizar dichos estudios el ODS deberá considerar los datos y resultados de los estudios realizados con base a los cuales se determinó el Plan de Expansión de la Red de Transmisión y el mismo modelo computacional utilizado para realizar los estudios eléctricos incluidos dentro del procedimiento utilizado para determinar el Plan de Expansión de la Red de Transmisión.

Artículo 27. Para determinar los refuerzos requeridos en el sistema de transmisión, el ODS deberá utilizar la BDD del Sistema Eléctrico Regional integrada con la BDD del Sistema Eléctrico de Honduras cuya conformación se indica en la Norma Técnica correspondiente al Plan de Expansión de la Red de Transmisión. El ODS deberá solicitar al EOR la BDD del Sistema Eléctrico Regional y hará las adecuaciones necesarias para realizar las simulaciones a fin de verificar el cumplimiento simultáneo de los CCSDM del SIN y de los límites de transferencia determinados por la CRIE entre países fronterizos del MER.

Artículo 28. Los resultados de los análisis que realice el ODS incluirán:

- a. Recomendaciones para modificar fechas de entrada de proyectos identificados como convenientes en el Plan de Expansión de la Red de Transmisión.
- b. Nuevos circuitos / transformadores / compensación reactiva requeridos para dar cumplimiento a los límites de transferencia establecidos entre países.
- 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.

CAPÍTULO III PRONÓSTICO DE LA DEMANDA

Artículo 29. Pronóstico de la Demanda. El ODS deberá realizar el pronóstico de la demanda a futuro teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- a. Deberá incluir los datos utilizados, los detalles metodológicos y los resultados intermedios y finales respecto del pronóstico de energía y demanda máxima anual a nivel del Sistema Principal de Transmisión, de acuerdo con los requerimientos de los distintos estudios que forman parte del Plan de Expansión de la Transmisión y del Plan Indicativo de Expansión de la Generación. Los resultados incluyen: Demanda máxima y mínima y factor de carga por barra del Sistema Principal de Transmisión, curvas de cargas típicas y simultaneidad de la demanda.
- b. El pronóstico de demanda de energía y demanda máxima anual a nivel del Sistema Principal de Transmisión deberán basarse en modelos apropiados, sobre la base de la información suministrada por



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

las empresas distribuidoras, Consumidores Calificados y Grandes Consumidores debidamente ajustada por el ODS.

- c. La desagregación de la demanda pronosticada de energía y demanda máxima anual al nivel de barras del Sistema Principal de Transmisión deberá realizarse utilizando datos estadísticos de registros de potencia, energía y de curvas típicas por barra del Sistema Principal de Transmisión.

Artículo 30. La demanda de energía anual correspondiente a cada nodo del Sistema Principal de Transmisión será determinada en tres pasos:

Paso I: Determinación de la demanda de energía total a nivel del SIN de Honduras

Paso II: Determinación de la demanda de energía a nivel de cada nodo del Sistema Principal de Transmisión

Paso III: Determinación de la demanda de impacto correspondientes a Consumidores Calificados y Grandes Consumidores.

Artículo 31. La demanda de energía total a nivel del SIN (Paso I) será determinada por el ODS utilizando métodos econométricos que tomen como referencia las variables explicativas que mejor expliquen la evolución histórica de la demanda (Por ej. i) nivel de actividad económica (Producto Interno Bruto – PIB); ii) población; iii) nivel de electrificación; iv) tarifas finales; v) otras).

En función de la información histórica disponible el ODS estimará índices de correlación entre la demanda de energía histórica y la evolución histórica de las variables explicativas seleccionadas como representativas.

Utilizando pronósticos a futuro de la evolución esperada de las variables explicativas seleccionadas como representativas y los índices de correlación antes indicados se proyectará la evolución esperada de la energía total a nivel del SIN.

La demanda máxima a nivel del SIN (Paso I) será determinada por el ODS utilizando los valores proyectados de energía total a nivel del SIN y la evolución esperada del factor de carga (FC).

$$FC = E_{\text{Anual}} / D_{\text{Max}} / 8760$$

Donde:

FC: Factor de carga

E_{Anual} [MWh]: Demanda de energía anual total a nivel del SIN

D_{Max} [MW]: Demanda máxima anual a nivel del SIN



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

La evolución del factor de carga será estimada por el ODS en función de la correlación histórica observada entre el factor de carga y la demanda total de energía a nivel del SIN.

Artículo 32. Considerando los valores determinados de demanda total de energía anual a nivel del SIN, demanda máxima anual, las variaciones típicas de demanda a nivel mensual y la forma de la curva de carga de cada mes, el ODS determinará valores mensuales de energía a nivel del SIN discriminados para al menos tres (3) bloques horarios representativos de horas de máxima, intermedia y mínima demanda a nivel del SIN. La duración de los bloques horarios debe ser consistente con los datos utilizados por el ODS para la programación de la operación de mediano plazo del mercado eléctrico.

Artículo 33. La demanda de energía total a nivel de cada nodo del Sistema Principal de Transmisión (Paso II) y para cada bloque horario será determinada por el ODS utilizando datos históricos sobre la demanda de cada nodo del Sistema Principal de Transmisión y su correlación con la demanda de energía total a nivel del SIN.

Artículo 34. El ODS deberá verificar que los valores de demanda de energía en cada nodo del Sistema Principal de Transmisión determinados conforme a la metodología indicada en los puntos anteriores sean compatibles con los valores de demanda informados por el Agentes del Mercado Eléctrico Nacional y Grandes Consumidores que retiran energía de cada uno de los nodos.

En el caso de que se observen diferencias significativas entre valores de demanda proyectados y valores informados de demanda en cada nodo del Sistema Principal de Transmisión, el ODS debe analizar los motivos de las diferencias observadas y de ser necesarios determinará el mejor valor para la demanda de cada nodo justificando conceptualmente los valores de demanda adoptados.

Artículo 35. La demanda a nivel de cada nodo del Sistema Principal de Transmisión debe incorporar la demanda de los Consumidores Calificados y Grandes Consumidores que tomen energía en cada nodo. A tal efecto el ODS deberá analizar la información suministrada por los Consumidores Calificados y Grandes Consumidores respecto a la evolución de sus consumos de energía previstos a futuro a fin de determinar si su evolución se corresponde con un crecimiento vegetativo o bien se incorpora / retira demanda que producen variaciones significativas de la demanda del nodo (Paso III).

En función de los resultados de dicho análisis el ODS debe ajustar la demanda de cada nodo para que en todo momento refleje la mejor información disponible sobre la evolución a futuro de la demanda de los Consumidores Calificados y Grandes Consumidores.

Artículo 36. El ODS deberá determinar el valor de la demanda de energía total a nivel del SIN la cual deberá tomar en cuenta la demanda de las empresas distribuidoras, Consumidores Calificados y Grandes Consumidores determinada conforme lo indicado en los párrafos anteriores.



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

CAPÍTULO IV PRONÓSTICO DE PRECIOS DE COMBUSTIBLE

Artículo 37. Pronóstico de Precios de Combustibles: La determinación del Plan Indicativo de Expansión de la Generación requiere determinar los costos operativos de las centrales de generación térmicas que venden su producción en el Mercado Eléctrico Nacional (MEN)

Los costos operativos de una central térmica resultan de la suma de los costos de compra de combustible y los costos de operación y mantenimiento.

Los costos de compra de combustibles serán proporcionales a los precios proyectados a futuro de los combustibles utilizados por los generadores térmicos de Honduras que son Agentes del MEN.

Artículo 38. El ODS deberá determinar la evolución a futuro de los precios de combustibles utilizando como referencia precios proyectados por instituciones de referencia a nivel internacional tales como la Oficina de Información Energética de USA (EIA-U.S. Energy Information Administration), el Banco Mundial (World Bank) u otras que oportunamente el ODS lo considere conveniente.

Artículo 39. El ODS deberá determinar al menos dos posibles evoluciones a futuro de los precios de combustibles correspondientes a un escenario medio y un escenario bajo de acuerdo a lo indicado en las referencias internacionales disponibles.

Artículo 40. A los Precios de combustibles determinados conforme lo indicado en los puntos anteriores el ODS deberá sumar los costos de flete/transporte, seguro, acopio, descarga, impuestos municipales, etc., que correspondan desde la localización de origen del combustible hasta la localización de cada central. Los precios de combustibles no deben incluir el impuesto sobre ventas.

Artículo 41. Los precios de Combustibles se deben proyectar en dólares de los Estados Unidos de América, valores reales correspondientes al año en que el ODS determina el Plan de Expansión de la Red de Transmisión. Es decir, los precios de combustibles proyectados por el ODS no deben incluir la inflación de precios mayoristas en el país de origen del combustible ni la inflación de precios mayoristas en Honduras.

CAPÍTULO V DETERMINACIÓN DE LA TASA DE DESCUENTO

Artículo 42. Tasa de Descuento. La determinación del Plan de Expansión de la Red de Transmisión y del Plan Indicativo de Expansión de la Generación requiere determinar la tasa de descuento con base a la cual el ODS determinará los valores anuales (anualidad) de los costos de capital correspondientes a las obras incluidas en el Plan de Expansión.

La tasa de descuento a utilizar por el ODS debe promover un retorno sobre el capital invertido razonable de acuerdo con el riesgo que asuman los inversores en sus respectivas actividades.



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

Artículo 43. La metodología que utilizará el ODS para determinar la tasa de descuento es la denominada CAPM/WACC la cual consta de dos (2) pasos:

Paso 1: El ODS aplicará la metodología CAPM (Capital Asset Pricing Model) para determinar el costo del capital propio, esto es, el rendimiento solicitado por los accionistas de la empresa que realiza la inversión;

$$r_E = r_F + r_L + \beta_L \times (r_M - r_F)$$

Donde:

r_E : Tasa de retorno representativa del costo de oportunidad del capital propio después de impuestos.

r_F : Tasa de retorno de un activo libre de riesgo.

r_L : Tasa adicional de riesgo por contexto del país receptor de la inversión (Honduras).

β_L : Riesgo sistemático de la industria en cuestión (Generación / Transmisión).

r_M : Tasa de retorno de una cartera diversificada.

Paso 2: El ODS aplicará el método WACC (Weighted Average Cost Of Capital) para determinar el costo marginal de endeudamiento y la correspondiente tasa de descuento ponderando ambos componentes en función del endeudamiento óptimo para la actividad.

$$TD(nominal) = WACC = \frac{D}{D + E} \times r_D \times (1 - t) + \frac{E}{D + E} \times r_E$$

$$TD(real) = \frac{WACC - \pi_{USA}}{(1 + \pi_{USA})}$$

Donde:

$TD(nominal)$: Tasa de descuento nominal después de impuestos

$TD(real)$: Tasa de descuento real después de impuestos

D : Nivel de endeudamiento de mediano y largo plazo.

E : Patrimonio neto

r_D : Tasa marginal de endeudamiento.

r_E : Tasa de retorno o costo de oportunidad del capital propio.

t : Tasa impositiva (alícuota del Impuesto sobre la Renta).



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

π_{USA} : Inflación esperada de largo plazo en USA

Artículo 44. El ODS deberá utilizar información de referencia internacional / nacional para determinar los coeficientes con base a los cuales determinará la tasa de descuento. A modo de referencia a continuación se citan algunas fuentes posibles de información:

Indicador	Referencia
Tasa Libre de Riesgo	Rendimiento de los bonos de largo plazo del Tesoro de EUA (US T-bonds) - Valores Promedio
Prima por Riesgo País	Indicador EMBI (Emerging Market Bond Index Plus) correspondiente a Honduras. Fuente JP Morgan
Riesgo Sistemático de la Industria (β)	Fuente: Merrill Lynch, Ibbotson Associates, Value Line, Bloomberg, Standard & Poor's y Compustat
Premio por Riesgo	Índice Compuesto de Standard & Poor's 500 (S&P 500)
Costo de Endeudamiento	Tasa de interés promedio ponderada en dólares del Sistema Bancario de Honduras, específicamente la tasa de préstamos a más de 1 año de plazo para empresas
Estructura de Capital	Estructura de capital de una muestra de empresas de la industria eléctrica de Estados Unidos, fuente Damodaran
Inflación a largo plazo en el mercado de EUA	Spread entre los bonos del Tesoro de EUA indexados por inflación a 20 años (TIPS) y los bonos sin indexación (UST-20 bonds)

TÍTULO III RESULTADOS

CAPÍTULO I PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN

Artículo 45. El ODS emitirá un documento final en donde se presenten los estudios realizados para determinar el Plan Indicativo de Expansión de la Generación con el siguiente contenido mínimo:

- Resumen ejecutivo.
- Introducción: Descripción del contenido del informe, sus objetivos, su estructura, con una breve descripción del SEN de Honduras y los criterios generales aplicados para la confección del informe.
- Metodología utilizada para determinar el Plan Indicativo de Expansión de la Generación
- Metodología utilizada para identificar los refuerzos que requiere el sistema de transmisión para hacer posibles los intercambios regionales de energía hasta el límite establecido por la CRIE.
- 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 Indicativo de Expansión de la Generación.
- Los criterios y rangos bajo los cuales se mantienen válidos los resultados del Plan Indicativo de Expansión de la Generación.



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

- Evolución esperada de la capacidad de generación por tipo de tecnología
- Localización de las principales centrales y las respectivas fechas estimadas de entrada en operación comercial.
- Evolución del balance de generación anual por tipo de tecnología
- Evolución esperada de los costos marginales de generación.
- Conclusiones relevantes. Análisis de riesgos. Aspectos críticos que condicionan la optimalidad del plan de expansión propuesto.

Artículo 46. El ODS debe incluir un detalle de los costos de inversión asociados con el Plan Indicativo de Expansión de la Generación.

Artículo 47. El ODS deberá incluir en el informe un análisis de riesgos adecuadamente fundamentado. 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.

CAPÍTULO II APROBACIÓN Y PUBLICACIÓN

Artículo 48. El ODS realizará una consulta pública para evaluar el Plan Indicativo de Expansión de la Generación propuesto. Dicha consulta pública se realizará al mismo tiempo que la consulta pública para evaluar el Plan de Expansión de la Red de Transmisión.

Artículo 49. 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 Indicativo de Expansión de la Generación propuesto por el ODS, y las observaciones recibidas de los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional, Secretaría de Energía, público en general, como parte de la consulta pública. De ser necesario, solicitará al ODS las modificaciones requeridas en los planes de expansión propuestos, previos a su aprobación.

Artículo 50. La CREE deberá analizar, evaluar y calificar el Plan Indicativo de Expansión de la Generación propuesto por el ODS bajo los siguientes criterios:

- *Aprobado:* Cuando no existan observaciones válidas a criterio de la CREE y los planes propuestos cumplen 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.



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

En el caso de que el Plan Indicativo de Expansión de la Generación propuesto por el ODS resulte Desaprobado, la CREE deberá proceder con las instrucciones requeridas para determinar un nuevo Plan de Expansión 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, u otra Norma aplicable a tal efecto.

Artículo 51. Vigencia. La presente Norma Técnica entra en vigencia en la fecha de su publicación en el Diario Oficial La Gaceta.

Consulta Pública CREE-007-2019