



Gobierno de la
República de Honduras



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

RESOLUCIÓN CREE-078

RESULTADOS

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica llevó a cabo un proceso para la contratación de los servicios de consultoría para la elaboración de los siguientes instrumentos regulatorios: Norma Técnica del Plan Indicativo de la Expansión de la Generación y la Norma Técnica de Planificación de la Expansión de la Red de Transmisión.

Como resultado del mencionado proceso se adjudicó el Contrato CREE-01-2018 a la sociedad Mercado Energéticos Consultores quien dieron inicio a sus trabajos el 22 de marzo de los corrientes de conformidad con la Orden de Inicio remita por la CREE.

Los Términos de Referencia establecen que el Consultor debe emitir un Informe de Avance inicial que contenga el PLAN DE TRABAJO Y ANÁLISIS INICIAL. Este informe fue remitido a la CREE y fue revisado por el equipo técnico de la institución, quien emitió el informe correspondiente y la no objeción a su aprobación.

CONSIDERANDOS

Que de acuerdo con lo establecido en la Constitución de la República, el titular del Poder Ejecutivo, ejercerá la supervisión, vigilancia y control de la Industria Eléctrica por medio de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica.

Que mediante Decreto No. 404-2013, publicado en el Diario Oficial “La Gaceta” el veinte (20) de mayo del 2014, fue aprobada la Ley General de la Industria Eléctrica.

Que la Ley General de Industria Eléctrica de forma expresa señala que la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, a través de sus Comisionados adopta sus resoluciones con absoluta independencia de criterio y bajo su exclusiva responsabilidad.

Que la Ley General de la Industria Eléctrica establece que es función de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica expedir las regulaciones y reglamentos necesarios para la mejor aplicación de la ley y el adecuado funcionamiento del subsector eléctrico.

Que la Ley General de la Industria Eléctrica delega en el Operador del Sistema la preparación, cada dos años, de un plan de expansión de la red de transmisión, para lo cual deberá elaborar un plan indicativo de expansión de la generación y de las interconexiones internacionales.



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

Que el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica, delega en la CREE la elaboración de diversas normas, entre las cuales se encuentran la Norma Técnica para la Expansión de la Transmisión y la Norma Técnica para el Plan Indicativo de Expansión de la Generación.

Que el Reglamento Interno de la CREE le otorga la potestad para la toma de decisiones regulatorias, administrativas, técnicas, operativas, económicas, financieras y de cualquier otro tipo que sea necesario en el diario accionar de la Comisión y el cumplimiento de las funciones establecidas en la Ley.

Que en la Reunión Ordinaria CREE-037-2018 del 12 de junio de 2018, el Directorio de Comisionados acordó emitir la presente Resolución.

POR TANTO

La CREE en uso de sus facultades y de conformidad con lo establecido en el Artículo 3, literal F, romano III, literal I, Artículo 13, literal B de la Ley General de la Industria Eléctrica; Artículo 4 del Reglamento a la Ley General de la Industria Eléctrica y al Artículo 4, numeral 1 del Reglamento Interno de la CREE, el Directorio de Comisionados de la CREE por unanimidad de los Comisionados presentes.

RESUELVE

- A) Aprobar en cada una de sus partes el Informe de Avance Número 1 de la sociedad Mercados Energéticos Consultores, amparado en el Contrato CREE-01-2018.
- B) Instruir a la Secretaría Ejecutiva para que una vez cumplidos los requisitos contractuales y legales, se proceda al pago de este producto.
- C) La presente resolución es de ejecución inmediata.
- D) Comuníquese.

OSCAR WALTHER GROSS CABRERA





GOBIERNO DE LA
REPUBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

GERARDO ANTONIO SALGADO OCHOA

MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES

Elaboración de Normas Técnicas de
Planificación de la Expansión de la Red de
Transmisión y Plan Indicativo de la
Expansión de la Generación y de las
Interconexiones Internacionales

INFORME DE AVANCE #1

Preparada para:



Gobierno de la
República de Honduras



COMISION REGULADORA
DE ENERGIA ELECTRICA
CREE

Abril, 2018

P 222-17



ELABORACIÓN DE NORMAS TÉCNICAS DE PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN Y PLAN INDICATIVO DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN Y DE LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

CONTENIDO

Sección I: Introducción	6
1. OBJETO	6
2. PRESENTACIÓN DEL GRUPO CONSULTOR	6
3. PLAZO DE EJECUCIÓN - CRONOGRAMA DEL PROYECTO	10
Sección II: plan de trabajo	11
1. ANTECEDENTES	11
1.1. <i>LA REFORMA DE 1994, SU IMPLEMENTACIÓN INCOMPLETA Y LAS CONSECUENCIAS PARA LAS REDES</i>	11
1.2. <i>REFORMA DEL MARCO REGULATORIO DEL SECTOR ELÉCTRICO HONDUREÑO</i>	12
1.3. <i>MERCADO ELÉCTRICO</i>	13
1.4. <i>MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL</i>	15
1.5. <i>EL SISTEMA FÍSICO</i>	17
1.6. <i>LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO</i>	19
1.7. <i>LA PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN REGIONAL</i>	24
2. OBJETIVOS DE LA CONSULTORÍA	29
3. ALCANCE DE LOS SERVICIOS	30
4. ACTIVIDADES Y PRODUCTOS	34
5. METODOLOGÍA DE PLANIFICACIÓN DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN	36
5.1. <i>REPRESENTACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LOS AGENTES DE MERCADO</i>	39
5.2. <i>VISIÓN GENERAL DEL PROCESO</i>	39
5.3. <i>ESTUDIOS ELÉCTRICOS</i>	41
6. DISEÑO BÁSICO DE LA METODOLOGÍA DE PLANIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN	46
6.1. <i>METODOLOGÍA DE PLANIFICACIÓN</i>	46
6.2. <i>ESCENARIOS DE EVALUACIÓN</i>	51
6.3. <i>REQUERIMIENTO DE INFORMACIÓN</i>	56
7. PROPUESTA DE INDICE PRELIMINAR DE LAS NORMAS TÉCNICAS	59



ELABORACIÓN DE NORMAS TÉCNICAS DE PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN Y PLAN INDICATIVO DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN Y DE LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

INFORME DE AVANCE #1

SECCIÓN I: INTRODUCCION

1. OBJETO

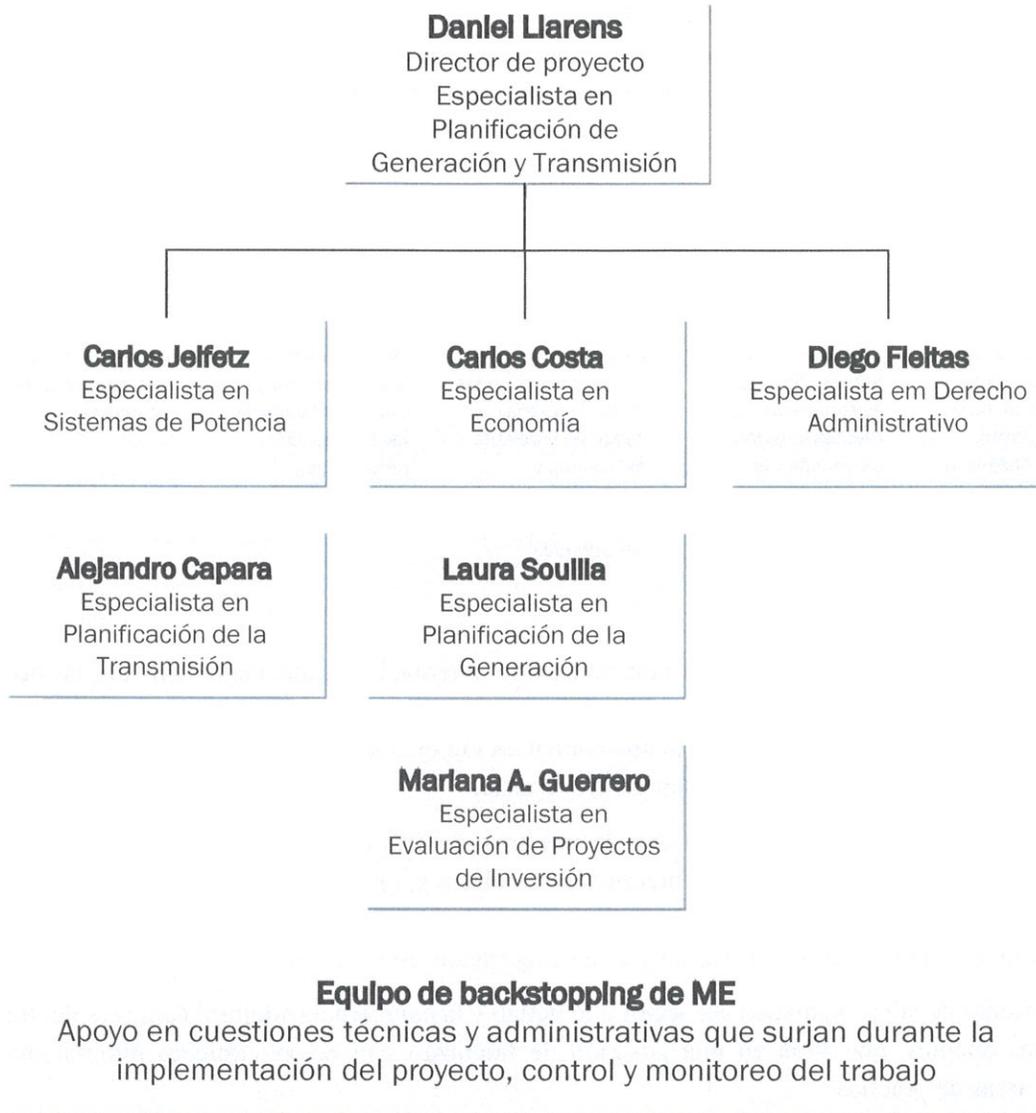
El presente informe documenta las tareas realizadas por Mercados Energéticos Consultores (**ME**) de Argentina para el Gobierno de la República de Honduras y la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (**CREE**) de Honduras en cumplimiento del **Contrato No. CREE-01-2018**. Los trabajos de consultoría se iniciaron el 22 de marzo de 2018, conforme a la Orden de Inicio recibida.

Este documento es el **INFORME DE AVANCE Nro 1** correspondiente al **PLAN DE TRABAJO Y ANÁLISIS INICIAL**, el cual detalla la totalidad de las tareas realizadas conforme a los alcances establecidos en el referido contrato.

2. PRESENTACIÓN DEL GRUPO CONSULTOR

Para este estudio **ME** ha convocado a un grupo de profesionales que aporta su experiencia multidisciplinaria en los aspectos que forman parte de los trabajos a realizar con una vasta experiencia mundial en la simulación de mercados competitivos de electricidad, en la evaluación de proyectos de inversión, y en estudios de funcionamiento de sistemas eléctricos de potencia.

El equipo estará constituido por los siguientes profesionales, quienes prestarán soporte técnico en los temas que se mencionan:



A continuación se describen los aspectos más destacados de la experiencia de **ME**.

Mercados Energéticos Consultores (ME) forma parte del Grupo Mercados Energéticos Consultores (GME), reuniendo un equipo de consultores internacionales de primer nivel, experimentados profesionales que comparten una misma vocación por la excelencia, ofreciendo soluciones al sector público y privado en la industria energética.

ME es una entidad jurídica independiente fundada en 1993, que provee servicios profesionales de consultoría y está vinculada a GME, que actúa como un ente coordinador de las firmas miembro y se centra en áreas clave como la estrategia, la marca, la gestión del riesgo y el control de calidad. GME desarrolla e implementa políticas e iniciativas para lograr un enfoque común y coordinado entre las empresas individuales.



ME fue fundada con el objetivo de ofrecer servicios de consultoría con un enfoque técnico-económico en el sector energético y *utilities*. Desde su creación, se han llevado a cabo más de 1.000 proyectos en 40 países con distintas condiciones de desarrollo con los siguientes atributos diferenciales:



CONOCIMIENTO

Resultante de un equipo de trabajo altamente calificado con habilidades, aptitudes distintivas y dominio de los instrumentos necesarios para el desarrollo de los proyectos.



EXPERIENCIA

Lograda a través de más de 20 años de asesoramiento a clientes alrededor del mundo y la trayectoria profesional de varias décadas de sus consultores clave.



CAPACIDAD

De generar soluciones centradas en la comprensión cabal del problema del cliente, y diseñadas a la medida de sus necesidades.



COMPROMISO

De largo plazo con los clientes, en la implementación de las soluciones propuestas.



CONFIABILIDAD

Ganada por honrar los compromisos asumidos.

Nuestra visión es ser reconocida como la consultora líder internacional, que mejor satisface las necesidades de sus clientes por la calidad de sus servicios, brindando soluciones integrales para el sector energético, con el objetivo de contribuir a que nuestros clientes tomen las mejores decisiones para incrementar la eficiencia, generar beneficios y promover el bienestar de la sociedad.

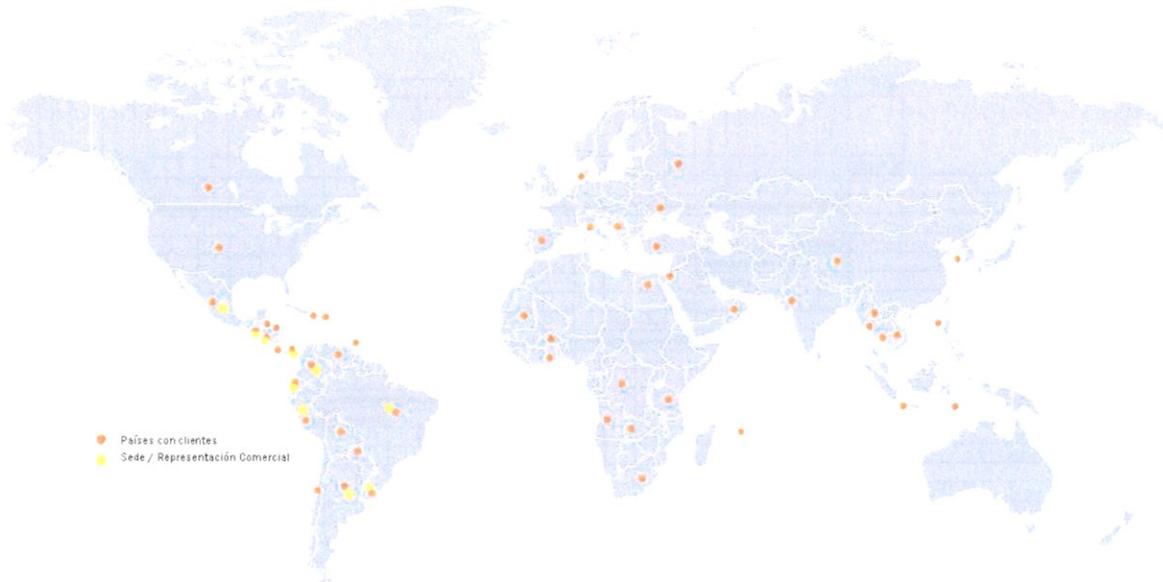
Nuestra misión es desarrollar con cada uno de nuestros clientes una relación de largo plazo, brindando soluciones innovadoras y de aplicación práctica, diseñadas a la medida de sus necesidades, integrando un sólido respaldo teórico con un enfoque pragmático. Para ello contamos con un reconocido equipo de trabajo multidisciplinario que combina formación y vasta experiencia en el sector.

El conocimiento de la problemática del sector energético y la experiencia adquirida a través del trabajo con los distintos clientes, nos sitúa en una posición de liderazgo con reconocimiento internacional en las siguientes áreas de práctica:





ME tiene sede central en Buenos Aires, Argentina, y cuenta con una red de asociaciones y contactos comerciales en toda la región. ME posee importantes antecedentes en todos los países de América y en varios países de África, Asia y Europa.



Los servicios de consultoría de ME cubren todo el espectro de temas estratégicos relevantes para las instituciones y empresas del sector eléctrico, gas y petróleo, y agua y saneamiento.

Nuestras capacidades centrales para el desarrollo del proyecto solicitado abarcan:



Asesoramiento estratégico a +50 empresas e instituciones del sector eléctrico en aspectos relacionados con la definición de objetivos de la planificación estratégica, estudios regulatorios, estudios técnicos especializados y de mercado.



Desarrollo de +200 estudios de operación de los sistemas de potencia, seguridad de operación y confiabilidad, estudios de acceso al sistema de transmisión, integración de mercado y protecciones.



Conocimiento y experiencia en el desarrollo de proyectos de reestructuración del sector energético, definiendo políticas y reglamentos así como estándares de calidad y la evaluación de su funcionamiento y regulación del sector.



Equipo de especialistas interdisciplinario integrando los aportes de las diferentes áreas de trabajo para desarrollar estudios técnico económicos con visión regulatoria para satisfacer las necesidades del sector energético.



Asesoramiento en el proceso de estudios de mercado y desarrollo de regulación para la penetración de energías renovables, y evaluaciones técnico-económicas.

Para mayor información visite www.me-consultores.com.



SECCIÓN II: PLAN DE TRABAJO

La presente Sección describe el Plan de Trabajo a realizar y la metodología de trabajo. Se incluye un análisis de la situación actual del sector eléctrico de Honduras.

1. ANTECEDENTES

1.1. LA REFORMA DE 1994, SU IMPLEMENTACIÓN INCOMPLETA Y LAS CONSECUENCIAS PARA LAS REDES

Honduras lanzó una primera reforma de la industria de la energía eléctrica en 1994, mediante la Ley Marco del Subsector Eléctrico, la cual ordenaba privatizar la distribución y abrir también la generación y la transmisión a la participación privada. Pero la apertura fue implementada solo parcialmente. No se privatizó la distribución ni se abrió la actividad de transmisión a la inversión privada; la ENEE continuó organizada como empresa verticalmente integrada. La apertura se hizo solo en generación. Desde 1994, casi toda la capacidad de generación nueva ha sido creada por empresas privadas que han instalado unos 1,800 MW con una inversión de entre 2,000 y 3000 millones de dólares de los EE. UU.

Aunque la Ley Marco no contemplaba esa figura, la ENEE ha actuado como Comprador Único. Muchos de los contratos de suministro (PPAs) usados por la ENEE establecen condiciones de entrada en vigencia del PPA que incluyen, por ejemplo, que el desarrollador obtenga la licencia ambiental. Como esa licencia la otorga la Secretaría de Ambiente en respuesta a una solicitud del desarrollador del proyecto, y con base en el estudio de impacto ambiental realizado por este, resulta que la disposición indicada deja en manos del desarrollador la fecha de entrada en vigencia del PPA. Todos los plazos, en particular para el inicio de la operación comercial de la central, se cuentan a partir de la entrada en vigencia del PPA. En consecuencia, hay contratos para proyectos de generación aún pendientes en los cuales no existe una fecha de entrada en servicio de la capacidad contratada, hecho que dificulta la planificación indicativa de la expansión de la generación.

En contraste con el caso de la generación, donde se ha producido una considerable inversión privada, en el caso de las redes de transmisión y de distribución, la ENEE no ha tenido la capacidad para invertir en su reforzamiento y expansión al ritmo exigido por el crecimiento de la demanda, lo que ha resultado en un fuerte atraso en el desarrollo de las mismas. Las congestiones que se producen en varios puntos de la red de transmisión en horas de alta demanda obligan a utilizar centrales caras en aquellas zonas a las que las líneas no tienen la capacidad de transportar toda la energía que demandan en esas horas, lo que encarece la operación del sistema. Los altos niveles de carga de líneas y transformadores causan pérdidas técnicas de energía mayores de lo normal. La red no satisface en ninguna de sus zonas el criterio de confiabilidad $n - 1$.

La ENEE tiene en cartera desde hace años ciertas obras de transmisión que ha identificado, pero que no ha podido construir por las restricciones financieras. La más importante de ellas es una línea de 230 kV de doble circuito de unos 250 km de longitud que saldría de la subestación de Amarateca, al norte de la ciudad capital, Tegucigalpa, en dirección noreste, hasta llegar a la subestación de Reguleto en el departamento de Colón, cerca de la costa del Caribe. Actualmente, de la subestación de Reguleto parte una línea de 138 kV que va a la subestación de Isletas y de allí parte otra línea de 138 kV hasta la subestación de Bonito Oriental,



cerca del puerto de Trujillo, subestación que es el extremo oriental de la red de transmisión. El proyecto incluye una subestación intermedia cerca de la ciudad de Juticalpa en el departamento de Olancho.

La falta de una expansión planificada de la red de transmisión es factor determinante en la situación anormal de las líneas de distribución rural de 34.5 kV que alcanzan longitudes excesivas, con el resultado de una muy mala calidad del servicio y elevadas pérdidas técnicas. Cuando esas líneas fueron inicialmente diseñadas y construidas tenían longitudes razonables, pero luego, por decisiones políticas sin consideración de criterios técnicos y económicos, se extendieron desmesuradamente para alcanzar a más y más pueblos, sin haber extendido la red de transmisión para crear nuevas subestaciones fuente como habría sido necesario. Aunque en menor grado, el mismo problema existe en las zonas urbanas: los circuitos de distribución están sobre-extendidos y tienen cargas que exceden las normas que la propia ENEE se había impuesto en los 1990s. También allí falta desarrollo de la red de transmisión para crear nuevas subestaciones fuente.

La zona norte del país está servida por líneas de 138 kV cuya capacidad se ha vuelto insuficiente con el crecimiento de la demanda. Un cuello de botella se produce en la subestación de El Progreso en la transformación de 230 a 138 kV. Las primeras líneas de transmisión del país, de 138 y 69 kV fueron puestas en servicio en 1964 y están aún en operación. Esas líneas no han sido objeto de ningún trabajo mayor de rehabilitación o de mejora, lo cual se debe considerar como una tarea pendiente.

Las Normas Técnicas objeto del presente servicio de consultoría deberán introducir metodologías modernas de planificación, al nivel del estado del arte, que conduzcan a la eliminación de las actuales congestiones en la red, que tomen en cuenta aspectos nuevos tales como el cambio climático y que, sobre la base de criterios objetivos, resulten en el desarrollo de mínimo costo de la red, favoreciendo así el desarrollo económico sostenible del país. Dichas Normas deben ser coherentes con el marco legal y reglamentario actual para la industria de la energía eléctrica y con la política energética del gobierno.

1.2. REFORMA DEL MARCO REGULATORIO DEL SECTOR ELÉCTRICO HONDUREÑO

El gobierno lanzó en 2013 un proyecto de reforma, el cual incluyó la aprobación por el Congreso Nacional de una Ley General de la Industria Eléctrica. Esa ley derogó la anterior Ley Marco del Subsector Eléctrico, de 1994, y creó una nueva entidad reguladora: la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, CREE.

La reforma de 1994 ordenaba la privatización de la distribución y la apertura de las demás actividades a la inversión privada. A la fecha dicha reforma no se implementó de manera completa, de modo que el sector eléctrico de Honduras está aún dominado por la estatal Empresa Nacional de Energía Eléctrica, ENEE, la cual es en particular la dueña de la red de transmisión de alta tensión y de las redes de distribución conectadas a la misma.

La nueva ley ordena a la ENEE escindirse en una empresa de generación, una de transmisión y una o más empresas de distribución, escisión que está todavía en proceso. Al completarse la misma, la ENEE-Transmisión será la empresa transmisora nacional. ENEE Generación será la dueña de las centrales propiedad de la ENEE, cuyos principales activos son cuatro centrales hidroeléctricas con una capacidad total de 430 MW.



A fecha la CREE han emitido los siguientes Reglamentos:

- Reglamento General de la Ley,
- Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista,
- Reglamento de Compras de Capacidad y Energía
- Reglamento provisional relativo al cálculo de las tarifas de la ENEE.

Las **Normas Técnicas** abordarán varios temas con un mayor nivel de detalle. Las Normas Técnicas corresponden a un tercer nivel, después de la Ley y de los Reglamentos.

1.3. MERCADO ELÉCTRICO

EL REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA establece los mecanismos que se utilizarán para determinar el despacho de generación, cálculo de precios y remuneraciones a los participantes del mercado.

1.3.1. DESPACHO ECONÓMICO

La producción de las centrales se obtiene como resultado del **despacho económico de generación** que cumple con la función objetivo de abastecer la totalidad de la demanda a mínimo costo. Las plantas hidráulicas y térmicas compiten todas ellas para abastecer la demanda en función de sus costos incrementales de producción. Para las plantas térmicas dichos costos son los correspondientes a combustibles más otros costos variables. Las plantas hidráulicas por su parte compiten con el denominado “valor del agua” el cual representa el costo de sustitución térmico futuro. Las plantas hidráulicas tipo “filo de agua” y las plantas tipo ERNC (eólicas, solares) tienen costos variables muy bajos por lo que tienen prioridad de despacho.

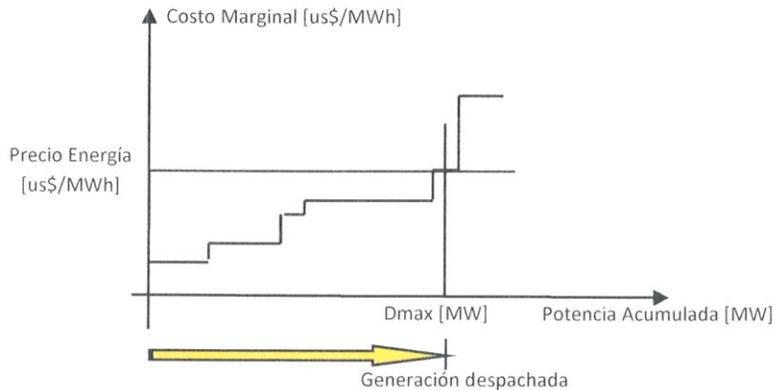
El despacho económico de generación ordena las unidades de generación disponibles en función de sus costos variables de producción / valor del agua. En cada hora resultan generando las máquinas de menor costo hasta totalizar una potencia igual a la demanda a abastecer.

Como resultado del despacho económico de generación se obtiene por lo tanto las máquinas que resultan generando en cada hora y su producción de energía.

1.3.2. PRECIOS DE LA ENERGÍA

El Precio de la Energía en el Mercado Spot queda definido por el Costo Variable de Producción / Valor del Agua más alto (Costo Marginal de Corto Plazo – **CMCP**) de las centrales despachadas. La Figura siguiente muestra el procedimiento (simplificado) utilizado para determinar el precio de la energía conforme lo antes indicado.

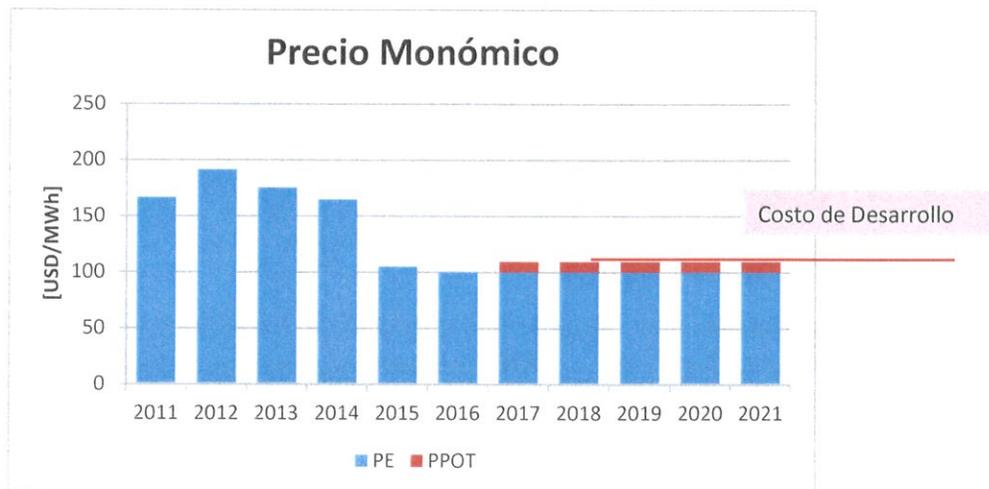
Precio de la Energía



El precio de la energía en el mercado spot es diferente en cada hora y a lo largo del año ya que depende:

- De la demanda
- De la oferta disponible de generación
- De los aportes hidrológicos a las centrales hidráulicas.
- De la producción de las centrales ERNC
- De los precios de los combustibles utilizados por la generación térmica
- De la importación / exportación de energía

Si el mercado está operando con un razonable nivel de competencia y demanda y oferta están económicamente adaptadas, el precio de la energía en promedio tenderá a un valor próximo al denominado Costo Marginal de Largo Plazo del mercado (CMLP). La figura siguiente muestra en ejemplo de esto. Las barras en azul indican el precio de la energía medio de cada año y en marrón la remuneración por Potencia.



Cuando los precios de energía son elevados la señal económica que esto produce incentiva a los inversores privados a realizar proyectos de generación lo que produce una reducción progresiva de los precios de la



energía los cuales tienden al CMLP en el mediano plazo, a partir de lo cual el mercado se considera que se encuentra adaptado. En cambio, precios de energía bajos hacen que se retrasen las inversiones hasta que los precios crezcan a valores compatibles con el CMLP.

El CMLP es igual a la retribución por unidad de energía producida que requiere una planta de generación más eficiente (de menor costo total suma de la inversión más operación) para ser un proyecto económicamente rentable.

Los CMCP son diferentes en cada nodo del sistema de transmisión por efecto agregado de las pérdidas marginales de transmisión y eventuales eventos de congestión.

En los nodos exportadores de energía los CMCP tienden a ser menores que los CMCP en nodos importadores de energía. La diferencia entre costos marginales de nodo se constituye en la señal económica para la expansión del sistema de transmisión.

1.3.3. CALIDAD DEL ABASTECIMIENTO

La ENS es dependiente del balance oferta / demanda resultante para cada estado operativo teniendo en cuenta las restricciones que impone el sistema de transporte. Es así que el plan de expansión promovido por las señales del mercado tendrá asociada una calidad del servicio. El marco regulatorio debería estar diseñado de forma tal que dicha calidad resulte adecuada.

En los mercados donde sólo se remuneran a los generadores por su producción de energía el precio de la energía en equilibrio económico debe cubrir la totalidad de los costos de la expansión eficiente del parque de generación. En sistema hidrotérmicos como el de Honduras esto implica que se incrementarán las situaciones operativas donde la reserva de generación se reduce ya que esto obliga al despacho de plantas menos eficientes (de mayor costos variables) haciendo que se incremente el precio de la energía. Puede así incrementarse el riesgo de no tener capacidad instalada suficiente para abastecer la demanda dando como resultado ENS y una reducción en la calidad del abastecimiento.

El mínimo costo de abastecimiento se da cuando el costo de la ENS más el de la reserva de generación que garantice un determinado nivel de ENS es mínimo. Es por ello que el mercado debe remunerar de alguna manera a la reserva de capacidad la cual tiene directa relación con el concepto Potencia Firme y la remuneración que se define para este concepto.

En Honduras, el REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA establece la metodología de cálculo de Potencia Firme. A tal efecto se establece un período crítico del sistema siendo en cada año el período de máxima generación térmica. La Potencia Firme de las unidades de generación es la que tiene alta probabilidad de estar disponible en el período crítico (potencia que tiene un 95% de probabilidad de excedencia para las centrales renovables, Potencia Media Disponible para las unidades térmicas).

1.4. MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL

El marco legal y regulatorio de la industria eléctrica de Honduras se complementa con el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central. Con base en el Tratado, los países gestionaron financiamiento para un proyecto que se denominó SIEPAC: Sistema de Interconexión Eléctrica Para América Central. El proyecto construyó líneas y subestaciones de 230 kV desde Panamá hasta Guatemala, reforzando la



integración de las redes de transmisión nacionales – ya interconectadas en 230 kV con base en tratados bilaterales – y creó las instituciones y las reglas del Mercado Eléctrico Regional, MER.

Todas las líneas del SIEPAC están construidas para doble circuito, pero inicialmente el proyecto instaló solamente uno de los circuitos. Además de la interconexión centroamericana, Guatemala está interconectada con México en 400 kV. A inicios de los 1990s, antes del proyecto SIEPAC, la red regional experimentó oscilaciones de baja frecuencia no amortiguadas. Ese problema fue resuelto por un equipo técnico de los países, con el apoyo de la Comisión Federal de Electricidad de México. Más recientemente, luego de la interconexión de Guatemala con México, el sistema nuevamente experimentó oscilaciones sostenidas, pero el problema está actualmente bajo control.

Las instituciones creadas por el SIEPAC incluyen un Operador de Sistema regional, el Ente Operador Regional, EOR, con sede en El Salvador, que administra el MER; una entidad reguladora, la Comisión Reguladora de Interconexión Eléctrica, CRIE, con sede en Guatemala; y una empresa dueña de las obras de transmisión construidas por el proyecto, la Empresa Propietaria de la Red, EPR, con sede en Costa Rica.

Posteriormente, se añadió un Consejo Director, en el cual están representados los ministerios de energía de los países, como órgano encargado de impulsar el desarrollo del MER hacia estados cada vez más competitivos.

El diseño del MER está concretizado en un Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, RMER. El Reglamento define la Red de Transmisión Regional, RTR, la cual está formada por (a) las líneas de interconexión internacional anteriores al proyecto SIEPAC; (b) las obras construidas por el proyecto, y (c) aquellos elementos de las redes nacionales que transportan una determinada proporción de flujos correspondientes a transacciones internacionales. El criterio para esta última determinación es bastante amplio, de modo que la mayor parte de las redes nacionales forma parte de la RTR. La empresa transmisora regional, EPR, es la encargada de planificar y ejecutar la expansión de la infraestructura de transmisión de su propiedad. El primer trabajo de expansión será la instalación del segundo circuito en las líneas construidas por el SIEPAC, que la EPR espera comenzar en 2018.

En el proceso de despacho diario, el EOR determina precios nodales horarios en los nodos de la RTR. El Reglamento hondureño de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista establece también que el Operador del Sistema nacional deberá calcular precios nodales horarios para la red hondureña. El RMER establece derechos de transmisión, que son derechos financieros los cuales se subastan periódicamente.

En el marco del proyecto SIEPAC, el EOR identificó dentro de cada uno de los países de la región ciertas obras de refuerzo de las redes de transmisión nacionales que eran necesarias para complementar las instalaciones que SIEPAC construiría y permitir así los flujos máximos de potencia que la red regional debía poder transmitir. Cada país se comprometió a ejecutar las obras que le correspondían. En el caso de Honduras, por causa de las estrecheces financieras de la ENEE, esos trabajos complementarios están aún pendientes.



1.5. EL SISTEMA FÍSICO

El sistema eléctrico interconectado de Honduras presenta en 2017 un requerimiento máximo de potencia de 1,500 MW y un requerimiento anual de energía de 9,400 GWh.

La capacidad instalada de generación es de 2,418 MW en 88 centrales. La siguiente tabla describe la composición del parque:

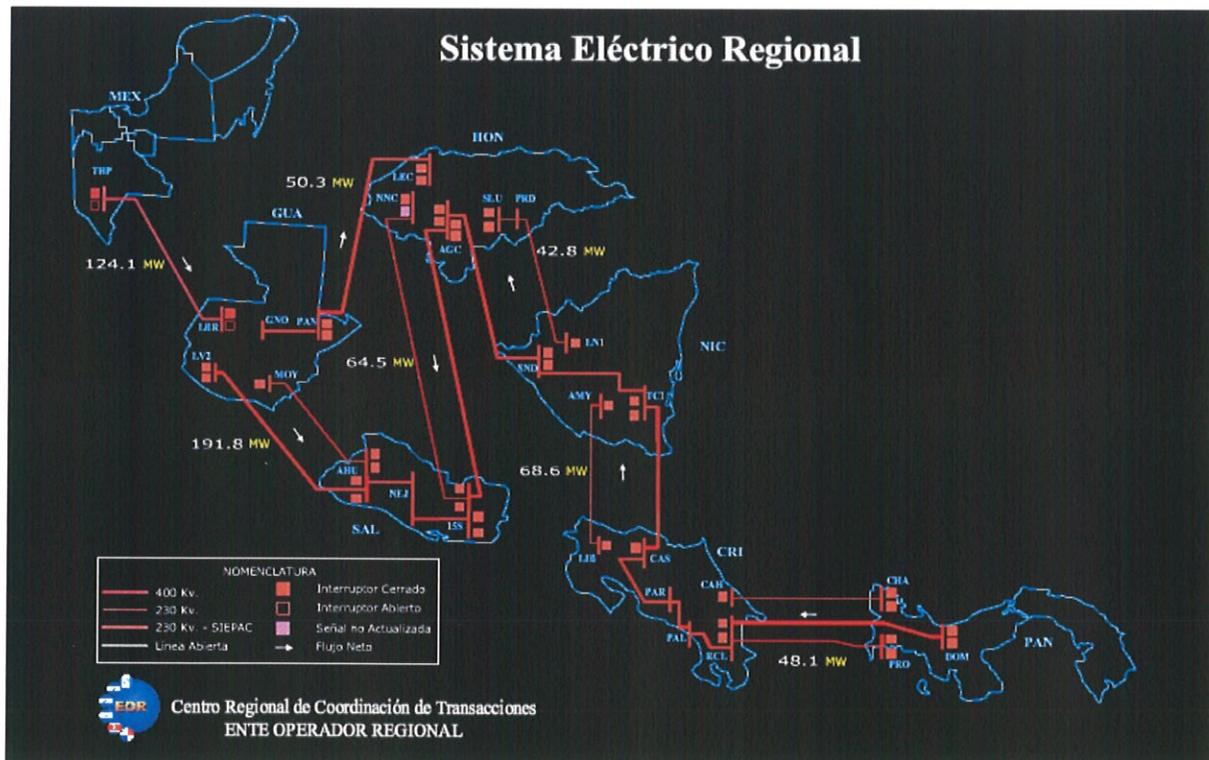
Parque de Generación. Capacidad Instalada [MW]

CENTRALES		Térmica			Hidroeléctrica		Eólica	Biomasa	Solar	TOTAL
		Carbón	Diesel	Turb Gas	Embalse	Filo Agua				
Propiedad Estatal	Numero	0	4	2	5	2	0	0	0	13
	MW	0	85	33	443.5	24	0	0	0	585.5
Propiedad Privada	Numero	1	8	1	1	34	2	16	12	75
	MW	21	802	39.5	38.5	174	175	194	388	1,832
Totales	Numero	1	12	3	6	36	2	16	12	88
	MW	21	887	72.5	482	198	175	194	388	2,417.5

Un 41% de la capacidad instalada de generación se halla en centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles, y un 59 por ciento en centrales que utilizan fuentes de energía renovables. En términos de la energía producida anualmente, en 2016, el 53% fue generada por las centrales que utilizan fuentes renovables. Con pocas excepciones, las pequeñas centrales hidroeléctricas de filo de agua están conectadas, no a la red de transmisión, sino a líneas de distribución rural de 34.5 kV.

Salvo por cuatro pequeños sistemas de distribución aislados, la red eléctrica de Honduras es propiedad de la ENEE. La red de transmisión utiliza tensiones de 230, 138, y 69 kV. La red comprende 869 km de líneas de 230 kV, 867 km de líneas de 138 kV y 686 km de líneas de 69 kV. La red de transmisión hondureña está conectada a la de Nicaragua por medio de dos líneas de 230 kV, la primera de ellas puesta en servicio en 1976 con base en un tratado bilateral, y la otra construida por SIEPAC. Como se dijo, esta última está construida para doble circuito pero tiene un solo circuito instalado. Hay también dos líneas de 230 kV de interconexión con El Salvador, una puesta en servicio en 2002 con base en un tratado bilateral y la otra construida por el SIEPAC, con solo uno de los circuitos instalado. Finalmente, SIEPAC construyó también una línea de doble circuito, con un solo circuito instalado inicialmente, entre Guatemala y Honduras.

La capacidad de transformación en la red de transmisión es de 675 MVA en transformadores de 230/138 kV y de 350 MVA en transformadores de 138/69 kV. En la interfase con las redes de distribución, el sistema cuenta con 2,190 MVA en transformadores que pasan de los voltajes de transmisión a los de 34.5 kV y 13.8 kV usados en la distribución.





1.5.1. GENERACIÓN CON FUENTES RENOVABLES

Desde 1998, Honduras ha contado con un régimen de incentivos a la generación eléctrica usando fuentes de energía renovables. En 2007, el Congreso Nacional reunió las disposiciones relativas a la generación renovable en una sola Ley de Promoción a la Generación Eléctrica con Recursos Naturales Renovables, posteriormente reformada en 2013. El esquema de incentivos comprendía: (a) la obligación de contratación por parte de la ENEE, aunque limitada por el criterio de evitar una sobre instalación de capacidad; (b) un precio calculado anualmente por la propia ENEE y publicado en el diario oficial La Gaceta en el mes de enero de cada año; y (c) varias exenciones fiscales.

La nueva Ley General vino a eliminar de hecho los primeros dos elementos de ese régimen al establecer que: (a) las empresas distribuidoras – incluyendo a la ENEE – deben comprar capacidad firme y energía siempre mediante licitación pública internacional; y (b) que en ocasión de cada licitación, la Secretaría de Estado responsable por el sector energía establecerá qué porcentaje de la energía deberá ser comprado a generadores que utilicen fuentes de energía renovables. De esa manera, los generadores renovables tendrán que ofertar precios, compitiendo con otros generadores renovables.

Como resultado de los cambios introducidos por la Ley General de la Industria Eléctrica, una gran cantidad de interesados se movilizó para lograr la suscripción de contratos de suministro (PPAs) con la ENEE antes de la entrada en vigencia de la misma. La ENEE firmó 92 contratos por una capacidad total de 1,622 MW, completando así un total de 2,728 MW renovables contratados, de los cuales 970 están ya en operación.

Una parte de los que consiguieron contratos fueron empresas recién creadas, sin experiencia en el campo de la energía, que buscarán vender sus proyectos a verdaderas empresas del sector energía.

Como consecuencia de las contrataciones indicadas, existe mucha incertidumbre sobre las fechas de entrada en servicio de la mayoría de esos proyectos, lo cual complica la tarea del Operador del Sistema para elaborar un plan indicativo de la expansión de la generación. El Operador del Sistema tendrá que llevar a cabo un estudio que produzca una serie con los valores esperados de capacidad que entrarán en servicio, por ejemplo cada semestre. Es seguro que las empresas interesadas en comprar los proyectos se informarán sobre las necesidades reales del sector eléctrico del país, por lo cual es muy probable que ejerzan una autoregulación de la entrada en servicio de la capacidad contratada.

1.6. LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

1.6.1. EXPANSIÓN DEL PARQUE DE GENERACIÓN

Teniendo en cuenta el crecimiento de la demanda se requiere la incorporación de nueva capacidad de generación a los efectos de abastecer la demanda en adecuadas condiciones de calidad ya que la capacidad instalada y la planeada instalar para el corto y mediano plazo en general resultarán insuficientes para cubrir el crecimiento de la demanda a mediano / largo plazo.

Si el mercado está operando en forma eficiente se puede asumir que los proyectos futuros de nueva generación se realizarán por inversores privados compitiendo unos con otros de lo cual resultarán los proyectos “ganadores” y la fechas de entrada en operación de los mismos. Tales proyectos deben ser económicamente convenientes es decir obtener una tasa de retorno razonable para la inversión basada en los réditos obtenidos de la venta de su producción en el mercado eléctrico.



Es así que, en los mercados competitivos donde la oferta y la demanda están económicamente adaptadas se cumplen los siguientes principios:

- Se abastece la demanda con un adecuado nivel de calidad. Este nivel es medido comparando la Energía No Suministra (ENS) por insuficiente generación con la energía efectivamente abastecida. Un índice de calidad razonable es tener una ENS del orden de 1/1000 a 1/10000 de la energía abastecida.
- Se tiene un razonable margen de reserva de generación de forma tal de cubrir las variaciones de oferta a que dan lugar las salidas de servicio programada o forzada de generación y la aleatoriedad de los aportes hidrológicos. Un margen de reserva razonable es en el entorno del 30% de la demanda máxima.
- Se incorpora nueva generación toda vez que el precio de la energía en promedio tiende a ser superior al CMLP del mercado.
- Los proyectos de generación que se incorporan al mercado son económicamente factibles valorizando la producción de energía a un precio igual o menor al CMLP.

La tecnología de planta de expansión que resulta óptima para cada mercado es dependiente principalmente de las características del mismo (tamaño, componentes hidráulica / térmica) y la disponibilidad y precios de combustibles. Para las condiciones del mercado eléctrico de la Honduras podrían ser por ejemplo una planta tipo CC a LNG de 200 MW de capacidad instalada.

La Visión de País 2010 – 2038 y el Plan de Nación 2010- 2022 incluyen lineamientos para la expansión del parque de Generación de Honduras. Al respecto se indica que se buscará elevar la participación de generación renovable al 80% en el año 2038. En 2016 la participación real de la generación renovable fue del 53%.

Una Honduras productiva, generadora de oportunidades y empleos dignos, que aprovecha de manera sostenible sus recursos y reduce la vulnerabilidad ambiental

- Meta 3.1: Reducir la tasa de desempleo abierto al 2% y la tasa de sub-empleo invisible al 5% de la población ocupada
- Meta 3.2: Elevar las exportaciones de Bienes y Servicios al 75% del PIB
- Meta 3.3: Elevar al 80% la tasa de participación de energía renovable en la matriz de generación eléctrica del país
- Meta 3.4: Alcanzar 400,000 hectáreas de tierras agrícola con sistemas de riego satisfaciendo 100% de seguridad alimentaria
- Meta 3.5: Elevar la Tasa de Aprovechamiento hídrico de 5 a 25%
- Meta 3.6: 1.5 millones de hectáreas de tierras de vocación forestal en proceso de restauración ecológica y 500,000 hectareas accediendo al mercado mundial de bonos de carbono
- Meta 3.7: Llevar la calificación de Honduras en el Índice Global de Riesgo Climático a un nivel superior a 50.

No.	INDICADOR	Línea Base 2009 (último dato disponible)	2013	2017	2022	2038
49	% de Energía Eléctrica Renovable participando en matriz de generación, (ENEE)	20%	40%	50%	60%	80%

El Plan Indicativo de Expansión de la Generación correspondiente al período 2018 – 2030 preparado por el Operador del Sistema (OdS) se presenta en la tabla siguiente



Plan de Expansión de Generación 2018-2030

TECNOLOGÍA	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Bunker	960.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Carbon/Coque	30.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GNL	0.0	0.0	0.0	350.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	350.0	0.0	0.0	0.0
Eólico	45.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Hidro	58.4	108.3	163.9	0.0	0.0	20.0	98.0	173.0	0.0	150.0	0.0	270.0	0.0
Solar	14.0	28.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	1107.4	136.3	163.9	350.0	0.0	20.0	98.0	173.0	0.0	500.0	0.0	270.0	0.0
Total Acu	1107.4	1243.7	1407.6	1757.6	1757.6	1777.6	1875.6	2048.6	2048.6	2548.6	2548.6	2818.6	2818.6

Se observa una expansión principalmente en base a generación térmica (59% del total de nueva capacidad, 75% del total de producción de energía). La expansión renovable es principalmente hidráulica. La expansión ERNC es mínima.

1.6.2. OPERADOR DEL SISTEMA Y SUS RESPONSABILIDADES EN LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

La nueva Ley asigna la función de operación del sistema eléctrico a un "Operador del Sistema" constituido como una entidad sin fines de lucro. La ley establece que "La organización del Operador del Sistema incluirá un Comité de Agentes del Mercado para proveerle evaluaciones periódicas de su desempeño y propuestas de medidas susceptibles de mejorar el funcionamiento del sistema eléctrico y del mercado.

El Comité está formado por representantes de las empresas generadoras, distribuidoras, comercializadoras y de los consumidores calificados. El Reglamento establecerá la composición y funciones del Comité. Este comité daría seguimiento, por lo tanto, también a la función de planificación asignada al EOR como se indica a continuación.

Entre otras, la ley, en su artículo 13 Sección B, le asigna al Operador del Sistema la responsabilidad de planificar la expansión de la red de transmisión: "El Operador del Sistema preparará cada dos años un plan de expansión de la red de transmisión para un horizonte de estudio de diez años. Para ello, elaborará un plan indicativo de la expansión de la generación y de las interconexiones internacionales, oyendo a los generadores existentes y a los interesados en desarrollar nuevos proyectos."

Es casi seguro que, en la mayoría de los casos, las obras contempladas en el plan de expansión de la red de transmisión nacional afectarán nodos de la RTR. En consecuencia, hay que prever que dichas obras requerirán de la aprobación de la CRIE para ser conectadas a la RTR, la cual se apoyará en el EOR para los análisis técnicos que considere necesarios. Por esa razón, es conveniente que el procedimiento de planificación nacional mantenga informado al EOR a lo largo del proceso.

1.6.3. SOLICITUDES DE ACCESO A LA RED DE TRANSMISIÓN

La ley incluye entre las funciones del Operador del Sistema la de "Otorgar el derecho de acceso a la red de transmisión con criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios, aplicando el procedimiento aprobado por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, CREE." La Comisión está actualmente trabajando, en colaboración con el Operador del Sistema, en la redacción de dicho procedimiento. El hecho de que los desarrolladores de generación deban solicitar al Operador del Sistema la conexión de sus



instalaciones a la red, le provee a éste una información clave para que pueda hacer la planificación indicativa de la expansión de la generación.

Se entiende que la conexión de nuevas instalaciones a la red de transmisión podría requerir refuerzos a la red más allá del punto de conexión. La Norma Técnica objeto del presente servicio de consultoría deberá establecer reglas para la adjudicación de los costos de tales refuerzos, una parte de los cuales tendría que ser pagado por el solicitante a cambio de derechos de transmisión.

Cada vez que una instalación nueva de generación, transmisión, distribución, o de gran consumo solicite conectarse a la red de transmisión en un nodo de la RTR, el solicitante deberá obtener, además de la aprobación del Operador del Sistema nacional, la autorización de la CRIE, que basará su decisión en los resultados de una evaluación técnica del Ente Operador Regional, EOR.

1.6.4. FINANCIAMIENTO DE LAS OBRAS DE TRANSMISIÓN

La idea detrás de los proyectos de reforma tanto de 1994 como de 2013 es que la expansión del sistema eléctrico se financie con inversión privada. El proyecto de reforma de 2013 proponía la privatización de las actividades de distribución y de transmisión eléctrica, aunque sin venta de las instalaciones de la ENEE.

En particular, el proyecto debía reclutar mediante licitación pública internacional a un Inversionista Operador privado para hacerse cargo de la transmisión. (Presumiblemente, esa empresa habría tenido que pagar a la ENEE-Transmisión una renta por el uso de la red existente.) El Inversionista-Operador debía asumir la responsabilidad de efectuar las inversiones para el reforzamiento y expansión de la red. Su remuneración se haría mediante los peajes regulados aprobados por la CREE.

La Ley General de la Industria Eléctrica dice que el Operador del Sistema someterá el plan de expansión de la transmisión a la aprobación de la CREE, "la cual en un plazo máximo de tres meses resolverá, indicando las obras que se deberán licitar de forma obligatoria." Luego añade que "El transmisor llevará a cabo las licitaciones competitivas respectivas para la construcción de las obras dentro de los plazos previstos en el plan." Por diversas razones, el reclutamiento del inversionista-operador para transmisión se encuentra actualmente en suspenso. La posición de la CREE es que, mientras esa situación persista, corresponderá a la ENEE-Transmisión licitar la construcción de las obras incluidas en el plan de expansión aprobado, bajo la forma de proyectos BOO o BOT.

1.6.5. RESUMEN DE NECESIDADES INMEDIATAS

La CREE considera que la Norma Técnica relativa a la expansión de la transmisión deberá considerar como caso especial ciertas necesidades urgentes, a saber:

1. La construcción de obras de transmisión ya identificadas, luego de una verificación rápida por el Operador del Sistema de que son necesarias y de que son económicamente justificadas. Eso incluye los refuerzos nacionales identificados por el EOR para complementar las obras construidas por el proyecto SIEPAC.
2. La extensión de la red de transmisión en las zonas rurales actualmente servidas mediante líneas de 34.5 kV, para crear nuevas subestaciones fuente y reducir las longitudes de los circuitos.
3. La evaluación de las obras de transmisión más antiguas y la definición de un plan para su mejora, así como la elaboración de un plan de adquisición de transformadores de reserva.



1.7. LA PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN REGIONAL

1.7.1. ANTECEDENTES

El Proyecto SIEPAC (Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central) consiste en la creación y puesta en marcha de un mercado eléctrico centroamericano mayorista (MER o Mercado Eléctrico Regional) y del desarrollo del primer sistema de transmisión regional (Línea SIEPAC), en donde cualquier agente calificado puede vender o comprar electricidad, independiente de su ubicación geográfica.

Para constituir el MER, los Estados de los seis países centroamericanos aprobaron y ratificaron un Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y un Primer Protocolo, que entraron en vigencia en enero de 1999, y que proveen el marco jurídico regional necesario. El Tratado Marco y sus Protocolos abren los mercados nacionales al ámbito regional, tanto en el acceso a la transmisión eléctrica como a las oportunidades de comprar y vender electricidad entre los participantes de los diferentes países. Asimismo, constituyó la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) que tiene la responsabilidad de cumplir y hacer cumplir la Regulación Regional compuesta por el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional de América Central, sus Protocolos, Reglamentos y sus Resoluciones, y el Ente Operador Regional (EOR) que es responsable de la operación técnica y de los aspectos comerciales del MER. Los entes regionales antes mencionados ya fueron constituidos formalmente desde el año 2000 y se encuentran en pleno funcionamiento.

El Segundo Protocolo al Tratado, suscrito en abril 2007, establece la creación por parte de los Gobiernos de un Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional (CDMER). El CDMER es el responsable de impulsar el desarrollo del MER y deberá adoptar las decisiones necesarias para lograr los objetivos y fines integrales del Tratado y sus Protocolos, para lo cual establecerá mecanismos de coordinación con la CRIE y el EOR en el ámbito de responsabilidad de cada uno.

En diciembre de 2005, la CRIE aprobó el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), en el cual se establece de manera detallada los diferentes conceptos, procesos, datos de entrada y resultados esperados de los estudios planificación indicativa de la expansión de la generación y transmisión regional del Sistema Eléctrico Regional (SER), que está compuesto por los sistemas eléctricos de los países signatarios del Tratado Marco. El MER comenzó la operación bajo el RMER el 1 de junio de 2013.

1.7.2. SISTEMA DE PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN REGIONAL

El RMER en el capítulo 10 y Anexo G del libro III, establece que los objetivos del Sistema de Planificación de la Transmisión Regional (SPTR) son realizar los siguientes estudios:

- a) Planificación a Largo Plazo de la Expansión Regional:
 - Identificar las ampliaciones de la RTR que maximicen el Beneficio Social de los Agentes que inyectan y Agentes que retiran, mejoren la confiabilidad a nivel regional y signifiquen el aumento de la competencia en el MER.
 - La Planificación a Largo Plazo se realizará con un horizonte de al menos diez (10) años, el cual podrá ser ampliado por el EOR si lo considera necesario.
 - El proceso de Planificación a Largo Plazo debe considerar la prevalencia del principio



fundamental de Libre Acceso a la RTR.

- El proceso de Planificación a Largo Plazo debe incluir como un dato externo los planes de expansión de corto plazo de cada país que informen los OS/OM;
- Se elaborara el Informe Anual de Planificación Regional que será presentado a la CRIE.

b) Diagnóstico a Mediano Plazo de la Red de Transmisión Regional (RTR):

- Revisar la capacidad de la RTR para transportar los flujos asociados a los escenarios previsibles de la generación y de demanda,
- Desarrollar las recomendaciones para un programa de ampliaciones menores y modificaciones de la topología de la RTR para mantener o mejorar su nivel de confiabilidad y calidad que permitan cumplir con los CCSD,
- Identificar adecuaciones de los sistemas de protección y control,
- Analizar la necesidad del cambio de equipos asociados a la RTR por otros de mayor capacidad.
- El Diagnóstico de Mediano Plazo se realizará con un horizonte de cinco (5) años;

c) Evaluación de las Ampliaciones a Riesgo en la RTR propuestas por Iniciadores, de acuerdo a las instrucciones que imparta en cada caso la CRIE; y

d) Definición y actualización de las instalaciones que conforman la RTR.

1.7.3. ALCANCE DEL ESTUDIO DE PLANIFICACIÓN A LARGO PLAZO DE LA EXPANSIÓN REGIONAL

El Estudio deberá procurar que en todo momento se mantenga una capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre cualquier par de Países Miembros. Esta capacidad será fijada por la CRIE mediante Resolución.

La Planificación de Largo Plazo tendrá como principal objetivo identificar las Ampliaciones de la Transmisión 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).

En el desarrollo de la Planificación de Largo Plazo de la Transmisión se deberá considerar la planificación indicativa de la generación.



Los lineamientos que seguirá la Planificación a Largo Plazo de la Transmisión, en relación con las ampliaciones de la generación informadas oficialmente por los Agentes de los Países Miembros serán los siguientes:

- No seleccionar como ampliaciones planificadas aquellas que unen plantas de generación o demandas con la RTR o aquellas cuyos beneficios estén concentrados en una única planta generadora o demanda,
- Adoptar un régimen operativo que asegure que las ampliaciones por mejoras de confiabilidad sean efectivas,
- Considerar: (1) la información de planificación de la generación en los países; (2) la información aportada por los diferentes Agentes a través de los OS/OM de cada país sobre futuras expansiones, y (3) las autorizaciones de ampliaciones,
- La información sobre cada nuevo proyecto de generación y transmisión, que envíen los Agentes incluirá:
 - i. El promotor del proyecto,
 - ii. La descripción del proyecto,
 - iii. Los datos necesarios para la Base de Datos Regional,
 - iv. Los estudios de impacto ambiental,
 - v. Los costos asociados al proyecto de transmisión, y
 - vi. El avance del financiamiento del proyecto.
- Determinar los criterios para estimar un porcentaje de incremento de los costos informados de un proyecto en concepto de imprevistos, en función del grado de avance del mismo;
- A fin de considerar horizontes de planificación prolongados, se utilizará un modelo de simulación que determine una secuencia óptima de desarrollo de la generación que permita cubrir la demanda del sistema regional en cada momento.

1.7.4. CONCEPTOS A CONSIDERAR EN LA PLANIFICACIÓN A LARGO PLAZO DE LA EXPANSIÓN REGIONAL

Los conceptos que se utilizaran en la planificación a largo plazo de la expansión de la transmisión y la generación regional son:

- a) El excedente del consumidor (numeral 10.4.1 del Libro III del RMER),
- b) El excedente del productor (numeral 10.4.2 del Libro III del RMER),
- c) El beneficio social (numeral 10.4.3 del Libro III del RMER),
- d) La energía no suministrada (numeral 10.4.4 del Libro III del RMER),
- e) La tasa de descuento para los cálculos de costos (numeral 10.4.5 del Libro III del RMER),
- f) Identificar los beneficios y los costos incrementales asociados a los planes de expansión de generación, o a obras individuales que propongan los Agentes dentro del concepto de Ampliaciones



a Riesgo.

Hasta tanto la CRIE desarrolle y apruebe la metodología de que trata el Numeral 10.8.1 del Libro III del RMER, los costos de la Energía no Suministrada serán los valores vigentes en cada país.

De acuerdo con lo establecido en el RMER, los procedimientos que se seguirán para la planificación se basan en los siguientes lineamientos:

- a) Se usará la información contenida en la Base de Datos Regional a ser conformada;
- b) Se solicitará a la CRIE el valor de la tasa de descuento a utilizarse;
- c) Se definirá un conjunto de escenarios, basándose en combinaciones probables de evolución de las variables y criterios siguientes:
 - i) Estrategias de expansión de la generación y transmisión, considerando como mínimo un escenario con autosuficiencia de los Países, y uno o varios con el desarrollo de proyectos a escala regional;
 - ii) Proyecciones de la demanda suministradas por los OS/OM;
 - iii) Tecnologías a considerarse para la expansión;
 - iv) Costos de inversión en nuevas instalaciones;
 - v) Proyecciones del precio de los combustibles usados en la región; y
 - vi) Nuevas instalaciones generadoras y de transmisión

Como parte de los escenarios que se deberán evaluar, se consideran la expansión del segundo circuito de la Línea SIEPAC y la interconexión Colombia – Panamá.

- d) Mediante el Modelo de Planificación se obtendrá la estrategia óptima de expansión para el sistema centroamericano, considerando simultáneamente los escenarios definidos por el EOR. Para cada escenario, el Modelo identificara las expansiones que maximicen el Beneficio Social o alternativamente las expansiones que minimicen los costos de inversión y operación;
- e) Se simulará el funcionamiento del MER para cada uno de los escenarios previstos operando sobre la estrategia de expansión seleccionada, con el Modelo de Simulación Operativa. Se verificará la factibilidad técnica y una razonable coincidencia entre los resultados del Modelo de Planificación y los resultados de las simulaciones;
- f) Se verificará la factibilidad económica de las inversiones, constatando que la tasa interna de retorno, sea mayor o igual a la tasa de descuento regional. De ser necesario efectuar correcciones a los parámetros del Modelo de Planificación y repetir el proceso descrito en este numeral;
- g) Se analizará el funcionamiento en estado estable y dinámico de la RTR con los Modelos de Estudios Eléctricos. Se definirá la Capacidad Operativa de Transmisión de las ampliaciones de la transmisión,
- h) Para la evaluación del comportamiento en estado estable y dinámico se analizará el cumplimiento de un conjunto de condiciones técnicas para verificar que en determinadas situaciones topológicas se cumplan los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD);
- i) En los estudios de estado estable y dinámico se partirá de un nivel de disponibilidad total (situación N); a continuación, se plantearán contingencias (indisponibilidades) simples de



líneas, transformadores (excepto aquellos que sirven exclusivamente carga) y generadores (N-1). El criterio a usarse es el de los CCSD.

Se determinará en cada caso el costo de la energía no suministrada en las situaciones de contingencia simple, y se la comparará con el costo de mantener el servicio en caso de ocurrir cada contingencia; (el costo de la energía no suministrada se determinada por medio de la metodología aprobada por CRIE)

- j) Se realizarán estudios de riesgos, tanto técnicos como económicos, y la evaluación de costos de arrepentimiento. Los estudios de riesgos técnicos deberán como mínimo determinar el valor esperado de la energía no suministrada en cada país. Los estudios de riesgos económicos deberán determinar el rango de incertidumbre de la tasa interna de retorno de cada expansión seleccionada. De resultar de estos estudios riesgos que se consideren elevados, se deberán corregir los escenarios de planificación y repetir el proceso; y
- k) Se calcularán los indicadores de evaluación económica de las expansiones de transmisión: tasa interna de retorno y Valor Presente Neto, asignación del pago entre los Agentes a través de los CURTR, rentabilidad y valor presente neto de los beneficios netos para los Agentes y el cálculo del valor presente neto del Beneficio Social por país.

En base al procedimiento antes descrito se preparará una lista de las ampliaciones de la transmisión que resultan seleccionadas en base a los indicadores de evaluación calculados según los requerimientos del Literal k) del numeral anterior y la estimación del riesgo que resulta del proceso descrito en el Literal j) del numeral anterior. Para elaborar esta lista se seguirán los siguientes lineamientos:

- a) Incluir en la lista las ampliaciones para las cuales el valor presente neto de los beneficios sociales descontados a la tasa informada por la CRIE es mayor que cero, y cuya construcción debería comenzar en los dos (2) años siguientes;
- b) Identificar dentro del grupo mencionado en el Literal a) a aquellas expansiones para las cuales los Beneficios Sociales están principalmente concentrados en un único país, usando con tal efecto un valor del 80% de los beneficios totales;
- c) Identificar dentro del grupo mencionado en el Literal a) a aquellas expansiones para las cuales los Beneficios Privados están principalmente concentrados en no más de tres (3) Agentes, excepto Transmisores, El criterio para esta clasificación será que un único Agente, excepto Transmisor, concentre más del 50% del beneficio, y tres (3) Agentes más del 80%;
- d) Identificar como candidatas a Ampliaciones Planificadas, a aquellas que fueron seleccionadas según los criterios definidos en el Literal a), salvo las luego identificadas en los Literales b) y c); y
- e) Preparar los informes con recomendaciones para la CRIE. Estos informes deberán incluir la lista de recomendaciones seleccionadas según el procedimiento descrito en el Literal d). Las ampliaciones identificadas según el procedimiento descrito en los Literales b) y c) serán incluidas en una lista de candidatas a Ampliaciones a Riesgo, siendo necesaria para su consideración que el País o los Agentes, excepto Transmisores, que concentran la mayor parte de los beneficios se hagan cargo de los costos de construcción en proporción al



porcentaje de beneficios que obtienen de la ampliación.

Se incluirán en el Informe de Planificación a Largo Plazo de la RTR y el Diagnóstico de Mediano Plazo la lista de las ampliaciones recomendadas mencionada en el Literal e) del numeral anterior. Para cada ampliación recomendada se deberá suministrar la siguiente información:

- a) Cronograma de trabajos, indicando fechas previstas de puesta en servicio.
- b) Costo estimado de la obra junto con una propuesta técnica y una evaluación económica que permita demostrar, a conformidad de la CRIE, la factibilidad de la ampliación con el costo propuesto. La tasa de retorno de la ampliación propuesta debe ser mayor o igual a la tasa de descuento que especifique la CRIE cada año;
- c) La evaluación que permita acreditar la conveniencia de la ampliación y los beneficios que la obra introducirá para los Agentes;
- d) El diseño general de las instalaciones propuestas que permita verificar el cumplimiento de los criterios de diseño de las instalaciones de transmisión establecidas en las regulaciones nacionales de los países donde se construirá la ampliación;
- e) Estudios técnicos que permitan verificar el cumplimiento en la RTR de los CCSD con las nuevas instalaciones propuestas;
- f) Estimación de los Cargos de Transmisión con y sin las nuevas instalaciones propuestas, conforme al Régimen Tarifario establecido en el Capítulo 9 de este Libro.
- g) Evaluación para cada Agente que inyecta y Agente que retira y para cada país, del beneficio obtenido con relación a los CURTR adicionales que debe asumir;
- h) Enumeración de las hipótesis sobre fechas de entrada en servicio de nueva generación, transmisión o evolución de la demanda que hacen conveniente la ampliación propuesta. Identificar bajo cuales condiciones de incumplimiento de las hipótesis, es decir, retrasos en la puesta en servicio de la generación o en alcanzarse los niveles de demanda previstos la ampliación podría dejar de ser conveniente; e
- i) Identificación del impacto ambiental de la ampliación, según los criterios fijados en los Capítulos 14 y 15 del Libro III del RMER.

2. OBJETIVOS DE LA CONSULTORÍA

El objetivo de los trabajos incluidos en el presente servicio de consultoría está dirigido a la elaboración de una Norma Técnica para la planificación de la expansión de la red de transmisión de Honduras y, como insumo para la misma, una planificación indicativa de la expansión de la generación. Dicha normativa se inserta dentro del esfuerzo del Gobierno de Honduras por completar un marco regulatorio moderno para la industria de la energía eléctrica del país.

En el marco antes indicado el objetivo de la consultoría es que Honduras cuente, para el desarrollo de la red de transmisión, con un proceso de planificación que (a) esté vinculado con la política energética del país, y con las políticas públicas de desarrollo social-económico, sobre todo en las áreas rurales; (b) sea transparente, participativo, y que prevea su propia evolución continua como resultado de la acumulación



de experiencias y de los aportes de todos los involucrados e interesados en el mismo; y (c) que sea un proceso conducente a una red de mínimo costo que satisfaga las necesidades de los generadores y de los consumidores y que permita el funcionamiento eficiente del mercado eléctrico tanto nacional como regional, favoreciendo la competencia.

3. ALCANCE DE LOS SERVICIOS

Las tareas a realizar para cumplir con los objetivos antes indicados son:

- #1. Familiarizarse con la situación de la transmisión eléctrica en Honduras tomado como referencia los siguientes documentos a ser suministrados por la CREE:
 - La Ley General de la Industria Eléctrica y su Reglamento General.
 - El Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista.
 - El Reglamento de Compras de Capacidad y Energía.
 - El diagrama unifilar de la red de transmisión y el mapa geográfico de la misma.
 - El Informe de la Debida Diligencia de la red de transmisión y el plan de inversiones elaborados por la empresa de ingeniería FICHTNER.
 - El Plan Indicativo de Expansión de la Generación y de la Transmisión elaborado por la ENEE.
 - El Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, RMER.
 - Borrador de reglas para la solicitud al Operador del Sistema de acceso a la red de transmisión de nuevas instalaciones de generación, de transmisión, o de gran consumo de electricidad.
 - Plan de Nación y Visión de País.
- #2. Propuesta de enfoque general e ideas directrices para cumplir con el objetivo del trabajo, estructura de las Normas, primer índice detallado de las mismas, presentación a la CREE para su posterior discusión a fin de llegar a una versión final.
- #3. Redactar una Norma Técnica de Planificación de la Expansión de la Transmisión y una Norma Técnica de Planificación Indicativa de la Expansión de la Generación adaptadas a la situación del sistema eléctrico de Honduras, teniendo en cuenta el hecho de que la red nacional está integrada dentro de la Red de Transmisión Regional, RTR, de América Central y que su expansión está, por lo tanto, sujeta en parte a reglamentaciones regionales.
- #4. Las Normas deberán incluir un cronograma de todo el proceso de planificación, desde su inicio hasta la aprobación del plan de expansión por la CREE, indicando las entidades responsables por cada actividad.
- #5. Las Normas deberán incluir un procedimiento para la evaluación inicial de la red actual dirigida a identificar necesidades y a establecer una línea base para la planificación. La evaluación se hará con respecto a la confiabilidad de la red, que incluirá los aspectos de su idoneidad (adequacy) y de su seguridad ante contingencias, y el costo económico de las eventuales restricciones a la implementación del plan óptimo de generación. El procedimiento deberá prever la actualización periódica de dicha evaluación.
- #6. Las Normas deberán también incluir un procedimiento para la evaluación del estado de las más antiguas instalaciones de transmisión y para producir un programa de adquisiciones de equipos de reserva, planes de reemplazo óptimo de equipos, o requerimientos de mejora de las mismas. (Ver *PJM's Aging Infrastructure Initiative: to evaluate appropriate spare transformer levels and optimum equipment replacement or upgrade requirements.*)



- #7. Las Normas deberán identificar a los sujetos que estarán obligados, en uno u otro sentido, por ella: la obligación de hacer la planificación o de contribuir de diversas maneras al proceso de planificación. La obligación de las varias entidades de la industria eléctrica de suministrar oportunamente al Operador del Sistema la información en su posesión que éste necesita para planificar la expansión de la generación y de la transmisión: transmisores, distribuidores, generadores, desarrolladores de proyectos de generación y de transmisión, empresas comercializadoras, Organizaciones no Gubernamentales, etc. Igualmente, la obligación del gobierno central y de las instituciones desconcentradas y descentralizadas, y de las municipalidades, de comunicar al Operador del Sistema sus planes para proyectos que afecten la red de alguna forma, por ejemplo, nueva generación o nuevas demandas asociadas a proyectos de desarrollo regional impulsados por el gobierno, proyectos de electrificación rural, etc..
- #8. Las Normas deberán especificar en particular la obligación de las empresas distribuidoras de comunicar al Operador del Sistema sus previsiones de demanda; los planes de expansión de las redes de distribución con énfasis en la eventual necesidad de nuevas subestaciones para la conexión de las redes de distribución a la red de transmisión; las solicitudes de conexión a la red de distribución que hayan recibido de parte de desarrolladores de generación; las previsiones de los distribuidores relativas a la penetración de generación instalada por los usuarios, particularmente en forma de paneles solares fotovoltaicos; etc.
- #9. Las Normas deberán especificar la información mínima que habrá de contener la base de datos que el Operador del Sistema deberá mantener actualizada como fundamento para la planificación de la expansión de la transmisión y para la planificación indicativa de la expansión de la generación.
- #10. La Norma de planificación de la transmisión deberá establecer criterios para el desarrollo de la red de transmisión en los aspectos de (a) su capacidad para satisfacer la demanda de los usuarios y conducir los flujos de potencia correspondientes al despacho óptimo en régimen permanente, incluyendo las situaciones de contingencia que el sistema deberá soportar, y (b) la seguridad de la operación que tiene que ver con la respuesta dinámica del sistema a perturbaciones imprevistas.
- Definición de las contingencias que el sistema eléctrico deberá ser capaz de soportar sin interrupción del servicio. La Norma deberá indicar el estudio de contingencias que se deberá realizar para determinar cuáles serán probadas simulando la operación del sistema, considerando tanto la pérdida de líneas y transformadores como de unidades generadoras. La Norma deberá indicar si, para casos especiales, se deberá considerar contingencias más graves, como por ejemplo la pérdida simultánea de dos líneas instaladas en doble circuito, o la pérdida de una central completa.
 - Indicación de los niveles de voltaje fuera del rango normal así como niveles de sobrecarga de elementos de la red que serán permitidos en situaciones de contingencia.
 - Criterios para determinar la posible necesidad de instalar compensadores de potencia reactiva.
 - Criterios para los estudios de estabilidad transitoria que el Operador del Sistema deberá realizar para evaluar la condición de la red de transmisión en sus estados futuros, luego de los refuerzos y expansiones que estén siendo considerados.
 - Criterios para los estudios de estabilidad dinámica que el Operador del Sistema deba realizar. Se deberá tener en cuenta la posibilidad de oscilaciones sostenidas entre sistemas nacionales de la región.
 - Criterios para los estudios de corrientes de falla y verificaciones en función de los resultados; por ejemplo para asegurar que los interruptores existentes tendrán la capacidad para cortar los nuevos valores de corriente de falla.
 - Criterios para los sistemas de protección.
 - Criterios para el manejo de la generación de fuentes de generación renovables intermitentes (solar, eólico) en función del riesgo que puedan crear para la transmisión en algunas situaciones ante la posibilidad de ciertas fallas.



- i. Criterios sobre cómo tratar las interconexiones internacionales en el proceso de planificación, por ejemplo en el estudio de situaciones de emergencia.
- #11. La Norma de planificación de la transmisión deberá proveer indicaciones sobre la opción de incrementar la capacidad de elementos de la red existente como alternativa a la construcción de nuevas líneas y subestaciones: posibilidad de cambio de conductores; conexión de condensadores serie; aumento de la tensión nominal de líneas; y la utilización de obras de transmisión secundaria.
- #12. La Norma de planificación de la transmisión deberá incluir criterios de mallado para modificaciones de la red existente. Por ejemplo, para la introducción de un nuevo nodo en la red de transmisión: criterios para decidir cuándo se deberá restringir o permitir el abrir una línea para conectar allí una instalación nueva. Reglas relativas a la posible apertura de una línea de interconexión internacional para conectar una nueva instalación.
- #13. La misma Norma deberá incluir reglas relativas a los niveles de tensión para conexión de la red de transmisión a redes de distribución. Voltaje en el lado de baja tensión en función del voltaje en el lado de alta tensión del transformador AT/MT. ¿Se deben establecer límites al salto de tensión?
- #14. La Norma de planificación de la transmisión deberá incluir referencias a otros estándares que sean necesarios para la expansión de la transmisión como por ejemplo estándares de confiabilidad (en los EE.UU., por ejemplo, esas referencias son a los estándares de la NERC); estándares de diseño de subestaciones; criterios y parámetros de diseño de líneas; etc. Los consultores podrán sugerir, si lo consideran adecuado, la adopción de estándares existentes en esos campos, al menos temporalmente.
- #15. La Norma de planificación de la transmisión deberá indicar el método que el Operador del Sistema utilizará para demostrar la justificación económica de las obras de transmisión que responden a las necesidades identificadas. Deberá establecer los criterios económicos para la comparación de alternativas de refuerzo y de expansión de la red. El costo de las instalaciones deberá incluir tanto los costos de inversión como los costos de operación y mantenimiento a lo largo de la vida útil de la instalación. Los costos de operación deberán incluir el costo de las pérdidas de potencia y de energía y las diferencias en los costos de generación que puedan surgir por restricciones al plan óptimo de generación.
- #16. Las Normas deberán proveer indicaciones para la evaluación del impacto ambiental de aquellas soluciones que satisfagan los criterios técnicos. Las Normas deberán decir cómo, una vez definido un plan indicativo de la expansión de la generación y un plan de expansión de la red de transmisión, el Operador del Sistema evaluará el impacto del plan propuesto sobre el cambio climático, así como la robustez del plan ante efectos extremos del cambio climático tales como cambios extraordinarios en los niveles de lluvia, sequía, temperaturas, etc.. La Norma deberá proveer criterios que permitan decidir si, con base en la evaluación del impacto ambiental, algunas obras deberán declararse no factibles.
- #17. Las Normas deberán incluir un procedimiento inicial acelerado que permita pasar en un tiempo breve a la construcción de obras de transmisión ya identificadas mediante estudios anteriores. Se podría designar esa sección como un capítulo transitorio.
- #18. La Norma de planificación de la transmisión deberá proponer reglas de adjudicación de costos ("Cost allocation rules") para el caso de las solicitudes de desarrolladores de proyectos de generación, de transmisión, de distribución, o de gran consumo para conectarse a la red de transmisión que requieran refuerzos a la red más allá del punto o puntos de conexión.
- #19. La Norma de planificación de la transmisión deberá procurar la armonización con las reglamentaciones que gobiernan la planificación de la expansión de la red de transmisión regional y proveer indicaciones para la coordinación del proceso de planificación de la transmisión nacional con el proceso de planificación de la expansión de la transmisión regional.
- #20. Las Normas deberán proponer un foro para la participación en el proceso de planificación de entidades y personas interesadas que puedan aportar al mismo. (Ver *PJM*, Modelo del *Transmission Expansion Advisory Committee*, *TEAC*)



#21.La Norma para la planificación indicativa de la expansión de la generación deberá proponer un proceso de planificación que se apoye en:

- a. Las previsiones de la evolución en el tiempo y en el espacio de la demanda que deberá ser satisfecha a partir de la red de transmisión, previsiones que el Operador del Sistema deberá elaborar a partir de las informaciones suministradas por los agentes del mercado, así como por el gobierno y sus agencias, incluyendo los gobiernos locales, municipalidades, etc., como parte de sus planes de desarrollo social y económico;
- b. Las previsiones de la capacidad de generación que se conectará a la red de transmisión o a las redes de distribución cada semestre, que el Operador del Sistema elaborará a partir de:
 - i. las solicitudes de conexión a las redes de transmisión y de distribución que presenten desarrolladores de generación para proyectos sin impedimentos tales como los que resultarían si se afecta áreas protegidas, zonas de asentamiento de poblaciones indígenas, etc.;
 - ii. la información que suministren los desarrolladores de generación que tienen PPAs con la ENEE, para proyectos aún pendientes de construcción, cuando el contrato no permita establecer una fecha de entrada en servicio de la central;
 - iii. los programas de licitaciones públicas internacionales para compra de capacidad firme y de energía de las empresas distribuidoras y, en su caso, de las empresas comercializadoras;
 - iv. la información que suministren las empresas distribuidoras sobre la penetración gradual de generación instalada por los usuarios del servicio eléctrico, especialmente en forma paneles solares;
 - v. la información que suministre el gobierno y sus agencias, así como las municipalidades, sobre proyectos de generación asociados a programas de desarrollo en determinadas regiones;
 - vi. la información que deberán proveer los grandes consumidores que tengan proyectos de auto generación;
 - vii. la información que suministren los generadores sobre programas de retiro de unidades generadoras que hayan llegado al final de su vida útil.
 - viii. información sobre capacidades disponibles y precios en el Mercado Eléctrico Regional.

#22.La Norma de planificación indicativa de la generación deberá indicar el método que el Operador del Sistema aplicará para estimar el valor esperado de capacidad que se conectará a la red cada semestre a partir de las informaciones sobre proyectos de generación en diferentes etapas de desarrollo y sobre planes para licitaciones de compra de capacidad y energía.

#23.La Norma de planificación indicativa de la generación proveerá criterios para establecer un valor límite a la penetración de generación renovable intermitente tal como la eólica o solar fotovoltaica.

#24.Las Normas podrán especificar servicios que el Operador del Sistema podría ofrecer a los desarrolladores de generación para contribuir al estudio de factibilidad de los proyectos proveyendo información de las inversiones necesarias para la conexión de la central a la red y sobre cómo serían despachados dados sus precios o sus costos variables. Esto como un medio para obtener de manera temprana información sobre los proyectos de generación que se estén preparando.

#25.Los consultores considerarán la posibilidad de que la Norma para la planificación indicativa de la generación tenga en cuenta medios de gestión de la demanda, en el sentido de bloques de carga que el Operador del Sistema pueda desconectar de manera instantánea o con un corto preaviso, y que se usen como recurso para balancear producción y demanda en la operación en tiempo real; por ejemplo en caso de pérdida de generación. Es decir, la posibilidad de considerar demanda interrumpible como un equivalente a la generación.



4. ACTIVIDADES Y PRODUCTOS

Forman parte del Plan de Trabajo el desarrollo de las siguientes actividades

I. Análisis de la situación de la transmisión eléctrica en Honduras

Se realizará el análisis en base a los siguientes documentos:

- La Ley General de la Industria Eléctrica y su Reglamento General.
- El Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista.
- El Reglamento de Compras de Capacidad y Energía.
- El diagrama unifilar de la red de transmisión y el mapa de la red superpuesto al mapa de Honduras.
- El Informe de la Debida Diligencia de la red de transmisión y el plan de inversiones elaborados por FICHTNER.
- El Plan Indicativo de Expansión de la Generación y de la Transmisión elaborado por la ENEE.
- El Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, RMER.
- El borrador de reglas para la solicitud al Operador del Sistema de acceso a la red de transmisión de nuevas instalaciones de generación, de transmisión, o de gran consumo de energía.
- El Plan de Nación y Visión de País.

II. Diseño conceptual de la metodología de la planificación regional

El Consultor preparara el Diseño Conceptual de la Metodología de Planificación Indicativa de la Expansión de la Generación y de la Metodología de Planificación la Transmisión.

En el desarrollo del diseño conceptual se tomarán en cuenta los lineamientos generales expuestos en el presente documento (punto 4), la información recibida y las experiencias relacionadas de otros mercados y la evaluación de alternativas metodológicas.

Como parte del diseño conceptual se establecerá el índice de las Normas Técnicas de Planificación Indicativa de la Expansión de la Generación y de la Planificación la Transmisión.

Se realizará una misión a Honduras donde se presentará la metodología propuesta con el objeto de discutir su contenido y obtener la retroalimentación necesaria. De acuerdo con lo indicado en los TDR, dicha presentación se realizará a CREE y un grupo de trabajo que ésta constituirá al efecto. En el grupo estarán representados el Operador del Sistema, el transmisor nacional ENEE-Transmisión, el transmisor regional, EPR, y de ser posible el Operador del Sistema regional, EOR. La Comisión invitará además a representantes del Consejo Nacional de Energía y de la Secretaría de Energía.

La agenda de la reunión será propuesta por el Consultor y enviada junto con el Informe #1: Diseño Conceptual.

III. Diseño Detallado de la metodología de la planificación

Desarrollar el Diseño Detallado de la metodología de planificación indicativa de la expansión de la generación y de la Metodología de Planificación la Transmisión incluyendo la metodología de cálculo de los insumos para la planificación (proyección de la demanda, proyección de precios de combustibles, proyectos de generación candidatos, etc, proponiendo valores o procedimientos en cada caso. Este diseño incluirá una guía paso a paso para la elaboración del plan de expansión de la generación y de la transmisión.

Se enviará a la CREE el Informe #2 correspondiente al Diseño Detallado antes indicado.



IV. Norma Técnica de Planificación de la Expansión Indicativa de la Generación

Tomando en cuenta el diseño detallado de las metodologías de Planificación se realizará una versión preliminar de la Norma Técnica de Planificación de la Expansión Indicativa de la Generación.

Se enviará a la CREE el Informe #3 correspondiente a la Norma Técnica antes indicada.

V. Norma Técnica de Planificación de la Transmisión

Tomando en cuenta el diseño detallado de las metodologías de Planificación se realizará una versión preliminar de la Norma Técnica de Planificación de la Transmisión.

Se enviará a la CREE el Informe #4 correspondiente a la Norma Técnica antes indicada.

VI. Reunión de Trabajo Final

Se realizará una 2da misión a Honduras donde se presentará a CREE las Normas Técnicas antes indicadas. La agenda de la reunión será propuesta por el Consultor y enviado junto con el Informe Final del servicio de consultoría.

Los informes se presentarán en idioma castellano, en forma electrónica, manteniendo los formatos editables de Microsoft u otros (Word, Excel, etc.) y en formato PDF. Se anexará la copia electrónica de los archivos de entrada y salida, base de datos utilizada en los trabajos y otras memorias de cálculo.

Todos los informes contendrán un resumen ejecutivo, índice general, de figuras, de tablas, abreviaturas, una presentación en Power Point, conclusiones y recomendaciones, de manera que faciliten su comprensión.

El Informe Final también será entregado impreso en tres copias.

VII. Reuniones de Trabajo Virtual

Se propone que personal profesional de la CREE y del Consultor realicen periódicamente conferencias virtuales para dar seguimiento a los trabajos en ejecución, detectar apartamientos en el cronograma del proyecto, requerir información necesaria y resolver los problemas que se detecten.

Se propone enviar a la CREE un total de cinco (5) informes con el siguiente contenido:

Informe #1: Revisión de Antecedentes, Propuesta preliminar de la metodología de Planificación de G&T, Propuesta de Índice de las Normas Técnicas



Informe #2: Metodología Detallada de Planificación de G&T

Informe #3: Norma Técnica para la Planificación Indicativa de Generación

Informe #4: Norma Técnica para la Planificación de Transmisión

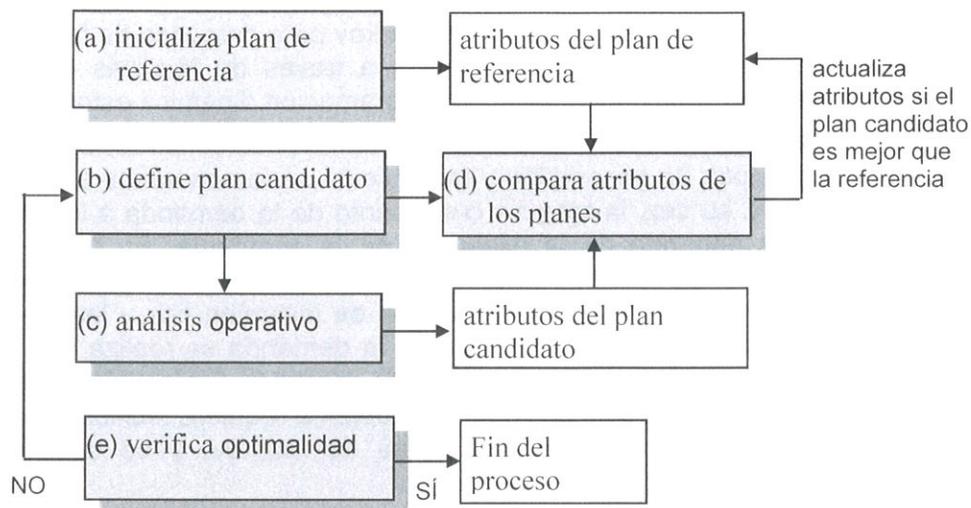
Informe #5: Informe Final conteniendo las versiones finales aprobadas por la CREE de las Normas Técnicas

La CREE y el grupo de trabajo definido a tal fin revisarán y harán comentarios a las propuestas que haga El Consultor. Los miembros del grupo pondrán sus comentarios por escrito; la CREE reunirá los comentarios, los discutirá con sus autores en una reunión del grupo completo, los editará y los enviará al Consultor. De esta interacción saldrán las decisiones en cuanto a las modificaciones o adiciones que el Consultor deberá hacerle a su borrador de Normas. El proceso se repetirá hasta completar las Normas.

5. METODOLOGÍA DE PLANIFICACIÓN DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

Previo a la redacción de Normas Técnicas que se aplicarán a la Planificación de Generación y Transmisión se requiere establece la metodología que se utilizará a tal fin. A continuación se analiza el problema de planificación y se proponen los lineamientos que junto con los temas indicados en el alcance de los trabajos se utilizarán para realizar las correspondientes Normas Técnicas.

El objetivo de la planificación es determinar el conjunto de refuerzos en la capacidad de producción de energía eléctrica y en la red de transmisión que permita un suministro económico y confiable de la demanda a lo largo del periodo de estudio (en general, de 5 hasta 20 años). La elaboración de un plan de expansión se puede representar por el proceso iterativo a continuación:



- a) *Definición de un plan inicial* – Un plan es un conjunto de fechas de inversión y de entrada en operación de equipos de generación y transmisión. El plan, además, debe cumplir *restricciones de inversión*, tales como fechas mínimas y máximas de entrada en operación, proyectos mutuamente exclusivos etc. El plan inicial se usa como una *referencia* (“benchmark”) para el proceso de planificación, y puede ser producido por estudios preliminares con modelos analíticos simplificados.
- b) *Selección de un plan candidato* – En este paso, el planificador usa su experiencia y/o un modelo analítico para seleccionar un *plan candidato*. Este plan candidato se envía al paso (c); los costos de inversión resultantes se envían al paso (d).
- c) *Análisis operativo del plan candidato* – En este paso, se simula la operación del sistema generación-transmisión (sistema ya existente más los refuerzos del plan candidato) y se calculan los *índices operativos*, por ejemplo el costo operativo de las plantas térmicas y la demanda no suministrada (ENS) debido a fallas de los equipos de generación y transmisión. Estos índices se envían al paso (d).
- d) *Comparación con el plan de referencia* –La comparación se basa en los *atributos* de los planes. Por ejemplo, un atributo podría ser el valor presente de los costos de inversión + operación (VPC); otro atributo podría ser la ENS; y así por adelante. Un *criterio de comparación* bastante utilizado es el *costo total para el consumidor* (CTC), dado por la suma de VPC + ENS × costo unitario de interrupción. En este caso, si el CTC del plan candidato es inferior al del plan de referencia, el plan candidato pasa a ser la referencia. En los capítulos a continuación se discuten otros criterios de comparación.
- e) *Condición de optimalidad* – Si esta condición se cumple el proceso de planeación está terminado. En caso contrario, se vuelve al paso (a) para una nueva iteración del proceso.

El proceso de planificación antes indicado presenta desafíos metodológicos importantes cuando es aplicado a sistemas reales, tales como:

- **Incertidumbre en la simulación operativa** – el cálculo de los índices operativos (costo, ENS etc.) debe tomar en cuenta la incertidumbre en los caudales afluentes a las plantas hidroeléctricas, de viento para las centrales eólicas, incidencia solar para las centrales solares, etc.; las fallas aleatorias de los equipos de generación y transmisión; y la incertidumbre tanto en los costos de combustible (líquidos, carbón y gas natural) como en su



disponibilidad. Esta incertidumbre se representan a través de procesos estocásticos (modelos estocásticos de caudales, cadenas de Markov para procesos de falla, “árboles” de escenarios para los costos, etc.) y se resuelven a través de técnicas de optimización estocástica con múltiples etapas, tales como la programación dinámica estocástica dual.

- **Incertidumbre en la demanda** – debido a los largos tiempos de construcción, las decisiones de inversión en los equipos de generación y transmisión se toman varios años antes de su entrada en operación. A su vez, la tasa de crecimiento de la demanda a lo largo de estos años es incierta, pues depende de la evolución de la economía. En otras palabras, la planificación es un proceso de *toma de decisión bajo incertidumbre*. El desafío es encontrar el “balance” adecuado entre el costo de la decisión de inversión hoy y las consecuencias económicas de esta decisión en el futuro, cuando la demanda se realiza. Por ejemplo, la capacidad decidida hoy puede exceder la demanda realizada (sobre-oferta); o puede ser inferior a la misma (escasez). La solución de este problema requiere técnicas de modelación estocástica de la demanda (por ejemplo, cadena de Markov) y de optimización bajo incertidumbre.
- **Estrategia de expansión** – el problema de decisión bajo incertidumbre planteado en el ítem anterior resulta aún más complejo cuando se toma en cuenta el hecho que las decisiones de inversión en cada etapa son *condicionadas* a los valores realizados de la demanda en las etapas anteriores. En otras palabras, las decisiones de inversión en un año futuro van ser diferente si el crecimiento de la demanda en los años anteriores fue alta o si fue baja. Esto significa que el concepto de “plan de expansión” como un cronograma de inversión “prefijado” de hoy hasta el fin del periodo del estudio no representa el verdadero proceso de planificación. Lo que se desea representar es una *estrategia de expansión*, donde las decisiones de inversión se actualizan a cada año, en función de los valores observados en los años anteriores.
- **Criterio de decisión** – el desafío en este caso es como comparar planes con distintos atributos, por ejemplo: (i) un plan candidato con plantas térmicas, que puede tener un costo total *promedio* bajo, pero una gran *variancia* (pues los costos operativos son afectados por el precio del petróleo); y (ii) un plan basado en recursos renovables, cuyo costo promedio es más alto, pero con menor variancia en los costos totales. Este proceso de decisión requiere técnicas de comparación de múltiples atributos.
- **Coherencia con el modelo de mercado** – en las primeras reformas de los sectores eléctricos en el mundo, existía una percepción generalizada que los estudios de planificación ya no serían necesarios. Como consecuencia, muchos países disminuyeron sustancialmente o hasta eliminaron sus equipos de planeación. Con la ocurrencia de más de una docena de eventos de racionamiento en países que habían implementado las reformas, hubo un reconocimiento que la planeación tendría un papel relevante en los ambientes de mercado. Este papel es especialmente importante en los países emergentes, que presentan altas tasas de crecimiento de la demanda (y alta volatilidad en las mismas tasas); tienen poca reserva de capacidad; y necesitan inversiones privadas. Para estos países, los planes de expansión indicativos tienen como objetivos:
 - (i) señalar para los inversionistas las oportunidades de inversión;
 - (ii) señalar los costos marginales de referencia;
 - (iii) dar al gobierno una visión estratégica del desarrollo de la capacidad y del “mix” de fuentes de producción; y
 - (iv) servir de referencia (“benchmark”) para los reguladores en el monitoreo de distorsiones en el mercado.



5.1. REPRESENTACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LOS AGENTES DE MERCADO

Desde mediados de la década de 1990 están en operación en Centroamérica y los países de la región mercados eléctricos competitivos en donde la expansión de la capacidad de generación surge por decisión de los agentes del mercado. El driver para la toma de decisión son los precios del mercado, cuando la expectativas de precios futuros es a la suba se considera que existe una señal económica para la instalación de nueva capacidad de generación, siendo la tecnología de expansión la de menor costo total (inversión + operación).

La expansión de la transmisión está también asociada a los precios de la energía en los mercados, en este caso vía la existencia de precios diferentes en los diferentes nodos del sistema de transmisión por el efecto combinado de pérdidas y congestión.

La planificación de la expansión de transmisión debería garantizar un costo asociado a pérdidas y congestión menor al costo de expansión del sistema de transmisión.

Bajo condiciones de un mercado operando en forma competitiva, es decir sin posición dominante de un conjunto pequeño de agentes, la expansión de generación / transmisión resultante del libre juego de los agentes del mercado da como resultado un plan de expansión similar al obtenido de una planificación centralizada siempre que en el procedimiento de planificación se consideren los costos reales que perciben los agentes del mercado al desarrollar sus proyectos. Es clave en tal sentido conocer con precisión los costos de inversión y de operación de cada tipo de proyectos candidatos para el plan de expansión. Para poder comparar costos de inversión y de operación se requiere definir una tasa de retorno de los proyectos que permita calcular una anualidad equivalente de las inversiones. Esta tasa debe ser representativa del mercado y sus riesgos e incertidumbres.

5.2. VISIÓN GENERAL DEL PROCESO

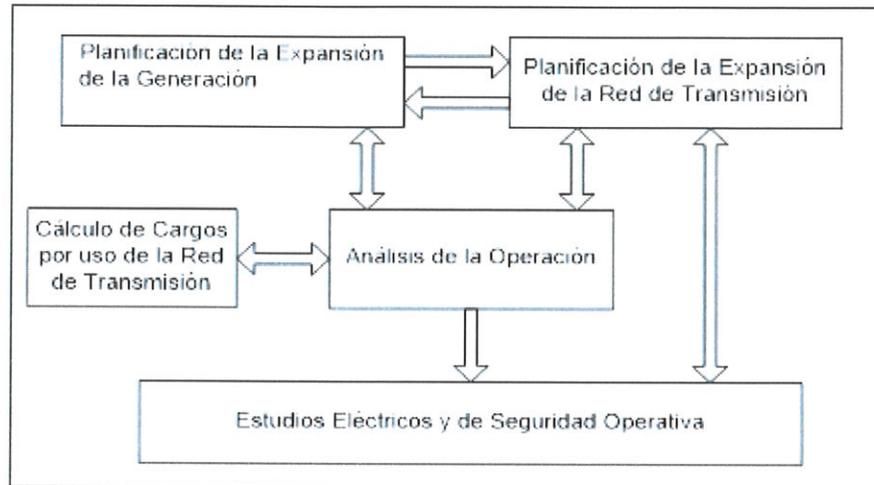
El problema completo de planificación de la expansión generación-transmisión se resuelve en general de una forma iterativa, a través de la solución de una serie de problemas menores que se comunican entre sí, como por ejemplo:

- Expansión del sistema de generación donde el objetivo es determinar la expansión óptima del sistema de generación que satisface la demanda a mínimo costo total.
- Expansión de la red de transmisión troncal donde se busca determinar el cronograma óptimo de expansión de la red de transmisión troncal de forma tal de minimizar pérdidas y evitar congestión en la red de transmisión.
- Expansión de la red de sub-transmisión para evitar restricciones aguas debajo de la red troncal y lograr índices de calidad de servicio.
- Plan de Expansión de corto y largo plazo. La división temporal permite tomar decisiones en un marco de incertidumbre definiendo las obras requeridas en el corto plazo y estableciendo mecanismos de revisión para decidir las obras de largo plazo.



Para determinar el Plan de Expansión óptimo son necesarias herramientas computacionales para simulación y evaluación de la operación, así como para el desarrollo de estudios eléctricos con la finalidad de garantizar los niveles de confiabilidad y calidad que permitan el cumplimiento de los criterios de desempeño mínimo.

Tomándose en consideración todos esos aspectos, el problema de expansión de sistemas eléctricos se puede descomponer en los siguientes procesos, como se ilustra en la Figura a continuación.



La comunicación entre los procesos de planificación (el proceso de expansión del sistema de generación y el proceso con el cual se evalúa la expansión de la red de transmisión) se caracteriza por las decisiones de inversión de cada proceso.

Esto significa que el proceso de planificación de la expansión de generación debe producir el cronograma de entrada en operación de las nuevas unidades generadoras. A su vez, las decisiones de expansión en el sistema de transmisión deben ser consideradas en los estudios de expansión óptima del sistema de generación. Esto se ilustra en la Figura anterior por el enlace entre el proceso de planificación de la expansión de la generación y el proceso de planificación de la red de transmisión.

También como muestra la Figura anterior, los dos procesos de planificación de la expansión deben comunicarse con el modelo de análisis operativo, con el objetivo de calcular la política óptima de operación del sistema. A su vez, el modelo de análisis operativo, que evalúa la operación de los embalses, generación de las centrales térmicas, hidroeléctricas y ERNC, costos marginales y otros indicadores, se comunica con los procesos de planificación de la expansión pues es utilizado para validar los resultados (cronogramas de expansión) de los estudios de expansión. Además, el modelo de análisis operativo evalúa escenarios de despacho operativos que son utilizados en el proceso de expansión de la red de transmisión.

Una vez determinado los planes de expansión se deben hacer un conjunto de análisis / verificaciones de donde eventualmente podrían surgir ajustes a los planes.

Verificación de la optimalidad del refuerzo en el plan

Si el plan es óptimo, el perjuicio resultante de la no-construcción de cada refuerzo de generación y/o transmisión es mayor do que el costo de inversión y operación asociado al mismo.

Cálculo de los beneficiarios por la construcción del refuerzo



La misma simulación operativa sin-y-con el refuerzo permite identificar cuales agentes de generación y consumo son los beneficiarios de la construcción del mismo. Un generador es un beneficiario si su remuneración marginal (producto de la energía producida por el costo marginal de corto plazo) aumenta después de la construcción del refuerzo, y viceversa: una demanda es beneficiaria si sus gastos marginales (producto del consumo por el costo marginal de corto plazo) disminuyen. Por ejemplo, los beneficiarios de la construcción de una línea de transmisión son típicamente los generadores del área exportadora y las demandas del área importadora.

Verificación de la tasa de retorno de la expansión de generación.

La simulación operativa permite calcular el ingreso marginal de cada generador. Estos ingresos marginales junto con la información financiera del proyecto (estructura de costos del mismo, condiciones del financiamiento etc.) permite construir el flujo de caja neto y calcular a tasa interna de retorno (TIR) y/o del valor presente neto (VPN) del proyecto.

Índice de desempeño económico-financiero del proyecto

Estos índices permiten verificar si el proyecto sería viable bajo el punto de vista del inversionista. Los índices a verificar incluyen: (i) probabilidad de una TIR inferior una *tasa de referencia* (dato de entrada) o de un VPN negativo (cuando se utiliza la tasa de referencia como tasa de descuento); (ii) valor mínimo de TIR para un nivel de confianza (*Value at Risk*, VaR de la TIR); y (iii) valor esperado de la TIR para los escenarios más desfavorables (*Conditioned Value at Risk*, CVaR_α)

Cálculo de la remuneración de los proyectos de transmisión.

En la gran mayoría de los países, la generación es competitiva, pero la transmisión es regulada. Esto significa que la remuneración de los refuerzos de transmisión estaría, en principio, asegurada a través de las tarifas por uso del sistema de transmisión.

Existen a nivel internacionales diferentes métodos de asignación de los costos de transmisión a los agentes del mercado: i) estampilla; ii) por beneficios; iii) por flujos medios, iv) otros.

5.3. ESTUDIOS ELÉCTRICOS

Dentro del proceso iterativo de resolución del problema de planificación de la expansión generación-transmisión, resulta imprescindible evaluar el desempeño de las diferentes soluciones que se propongan en cada instancia, utilizando herramientas de simulación de la operación eléctrica que posibiliten realizar todos los estudios eléctricos requeridos para garantizar los niveles de confiabilidad y calidad para el cumplimiento de los criterios de desempeño mínimo (CCSD).

Para realizar los Estudios Eléctricos se deben establecer un conjunto de premisas tales como:

- Para cada tipo de falla aplicada: duración, extremo de línea fallada, modalidad de cálculo del equivalente para fallas asimétricas, secuencia temporal de las distintas acciones simuladas:
 - Desconexión Automática de Generación (DAG),
 - Desconexión Automática de Carga (DAC),
 - Conexión y/o desconexión automática de equipos,
 - Separación de Sistemas (Disparos Directos o Transferidos de Líneas o Generadores),



- Transmisión de señales,
- etc.
- Detalle de los recursos de control de voltaje en post-falla disponibles, con sus lógicas y tiempos de actuación.
- Identificación de las unidades (existentes) candidatas a participar en cada uno de los esquemas de DAG o en otros mecanismos de reducción rápida de generación, si existieran.
- Conformación del programa de desconexión automática de cargas por baja frecuencia y/o bajo voltaje para cada una de las áreas. Filosofía a respetar en los escenarios futuros acompañando el incremento de demanda.

En general los estudios eléctricos parten de una primera evaluación expeditiva del desempeño frente a situaciones de operación extremas del sistema de transporte y la contribución efectiva que realizan para el abastecimiento de la demanda y funcionamiento del mercado en los distintos escenarios.

Si se detectara que alguna de las alternativas consideradas no contribuye a satisfacer las necesidades de abastecimiento de la demanda, de evacuación de producción de las nuevas centrales de generación, del transporte entre nodos del sistema eléctrico, o presentara problemas insalvables en la operación que aconsejan no implementarla, podrá ser descartada de las evaluaciones a realizar, generando una nueva instancia en el proceso iterativo de planificación.

Posteriormente, para las alternativas potencialmente más firmes, se profundizan los análisis mediante la realización de los estudios eléctricos que permitan:

- Revisar la capacidad de la red de transmisión para transportar los flujos asociados a los escenarios resultantes para la alternativa de expansión bajo análisis.
- Desarrollar las recomendaciones para un programa de ampliaciones menores para mantener o mejorar su nivel de confiabilidad y calidad que permitan cumplir con los CCSD,
- Identificar adecuaciones necesarias de los sistemas de protección y control, en particular los esquemas de Controles Suplementarios.
- Analizar la necesidad del cambio de equipos por otros de mayor capacidad, particularmente en lo que se refiere a capacidad de transformación o equipos de compensación.
- Consideraciones sobre los análisis de confiabilidad: Se deben establecer procedimientos sistematizados a seguir para realizar el análisis de las contingencias, con la correspondiente determinación de los modos de falla, las combinaciones de eventos y/o estados que generan cortes.
- Los estudios eléctricos incluirán como mínimo:
 - Análisis en Estado Estable (Flujos de potencia).
 - Análisis de Contingencias y Confiabilidad.
 - Análisis de Estabilidad de Voltaje.
 - Estudios de Funcionamiento Dinámico.



5.3.1. ESTUDIOS DE FUNCIONAMIENTO ESTÁTICO

Para cada alternativa de expansión analizada, y para las instancias críticas o años de corte claves dentro del período de estudio, se realizan estudios de flujos de carga analizando los estados de carga máxima, media y/o mínima (según los que determinen las mayores exigencias), para las diferentes hipótesis de proyección de demanda. Estas evaluaciones estarán orientadas a calificar las alternativas de expansión en función de sus atributos operativos.

En estos escenarios, denominados críticos, se verificarán los estados de carga en los elementos componentes de la red, como así también el cumplimiento de los requerimientos de calidad, en cuanto al comportamiento del perfil de voltajes de los nodos componentes del Sistema de Transmisión.

5.3.2. ESTUDIOS DE CONTINGENCIAS Y CONFIABILIDAD

Estos estudios tienen por objeto determinar la incidencia que tendrá cada una de las alternativas de expansión en la probabilidad de no abastecer la demanda o de incurrir en la violación de los niveles mínimos de calidad exigidos por la normativa de aplicación.

Las evaluaciones deberán ser realizadas teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- Sujeción a los objetivos de calidad de servicio. Se deberán tener en cuenta todos los aspectos que corresponda, como por ejemplo los valores límites y tolerancias de los indicadores de calidad.
- Sujeción a los criterios de planificación adoptados.
- Calidad de Servicio: los estudios deberán tener en cuenta los parámetros de frecuencia y tiempo de interrupciones típicos de los componentes del sistema de transmisión.
- Calidad de Producto: El estudios deberán tener en cuenta los valores de tensión de las barras de alta y media tensión, en condiciones de carga normal y contingencias, respetándose los límites de la regulación vigente.
- Factor de Potencia: se deberá verificar el factor de potencia en los puntos de alimentación, según los límites establecidos para el sistema eléctrico, incorporando, de ser necesario, la compensación requerida para un correcto funcionamiento.

Los tipos de contingencias a considerar serán los siguientes:

- Contingencias en la red de transmisión (líneas y transformadores).
- Contingencias de generadores.

Los estudios eléctricos estarán focalizados en aquellas alternativas que hayan demostrado cumplir con los criterios de desempeño mínimo en los estudios de operación estática descriptos en el punto anterior. Serán planteados para todos los años del período de análisis, con excepción de aquellos años intermedios, si lo hubiera, en los que según el plan de desarrollo no se registren incorporaciones de obras que modifiquen la distribución de flujos, siempre que resulte posible realizar una interpolación con suficiente grado de precisión. Como resultado se obtendrán, para la alternativa analizada, valores de ENS para cada año del período de análisis.



5.3.3. ESTUDIOS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE

Para cada alternativa de expansión analizada, se realiza una selección de escenarios base en condiciones N para los cuales se estime que determinadas contingencias podrían comprometer la estabilidad de tensión. Estos escenarios base contemplarán condiciones de demanda máxima, media y/o mínima, para época de mínima o máxima hidraulicidad.

Posteriormente, se seleccionarán las contingencias críticas que podrían comprometer la estabilidad de voltaje.

Para el análisis de Estabilidad de Voltaje, se utilizarán modelos de simulación que permitan construir las curvas QV de un sistema.

Del análisis de las curvas Q-V en los distintos nodos de interés del sistema resultará una indicación de la reserva de potencia reactiva disponible en dichos nodos. Estos márgenes de reserva de reactivo serán utilizados como parámetro para indicar los márgenes de estabilidad de tensión.

5.3.4. ESTUDIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA, OSCILATORIA Y DE FRECUENCIA

Determinadas las contingencias simples y múltiples de mayor severidad para el Sistema de Transmisión, se procede a realizar las simulaciones dinámicas necesarias. Para ello, se modelará el sistema con la base de datos de modelos dinámicos, la cual deberá contener los parámetros de los modelos matemáticos que representan a los generadores, como así también sus sistemas de control de voltaje y frecuencia, estabilizadores y limitadores de excitación.

Los escenarios a evaluar son conformados de modo de representar las situaciones de operación elegidas para verificar la respuesta dinámica, acorde con los CCSD, para las condiciones más críticas de funcionamiento con relación a cada problema analizado.

El hecho de no poder cumplir con las condiciones de estabilidad transitoria y/o dinámica mediante el uso de los volúmenes de DAG admitidos, dará origen a una reevaluación del límite de transporte analizado, el que deberá ser reducido en el escenario de partida hasta alcanzar un nivel para el que una nueva simulación de la falla permita corroborar el cumplimiento de todas las condiciones y criterios de desempeño establecidos.

Estabilidad Transitoria:

Una vez estudiadas las contingencias elegidas a través del Estudio de Estabilidad Transitoria se determinarán los límites de transporte para los elementos serie del Sistema de Transmisión por estabilidad transitoria considerando un margen de seguridad en la excursión del ángulo del rotor en la primera oscilación para aquellas unidades generadoras que estén más exigidas, respecto del valor de excursión angular que activa la protección de pérdida de sincronismo y desconecta la unidad, con el fin de determinar el margen de estabilidad sincrónica.

Estabilidad Oscilatoria:



Se verificará además, cuando los resultados indiquen la necesidad, que luego de ocurrida una Contingencia Simple, el factor de amortiguación (ζ) de las oscilaciones electromecánicas, medido sobre las oscilaciones de potencia activa en la línea de transmisión que transporta mayor potencia y cuya localización sea la más cercana al lugar de ocurrencia de la contingencia, deberá tener un valor mínimo definido para oscilaciones dominantes entre áreas y para oscilaciones locales.

Estabilidad de Frecuencia:

Finalmente, el margen de Estabilidad de Frecuencia necesario para garantizar la estabilidad de la frecuencia en Estado Normal o de Estado de Falla Simple, estará dado por la magnitud de la máxima desconexión de potencia de generación que admite el SER, tal que permita cumplir con las exigencias de recuperación dinámica establecidas en la normativa vigente. En la determinación del margen señalado, se considerarán los efectos de la reserva y Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) de las unidades generadoras que cuenten con sistemas de control de velocidad/frecuencia, la Reserva en Giro disponible, la dependencia de la carga con la variación de frecuencia y los esquemas de DAC por subfrecuencia que estén disponibles.

El aporte de la RPF no debe violar la curva de capacidad de las máquinas, y puede o no ser suficiente para sostener las contingencias simuladas. En caso que no alcance, deberán operar los esquemas de control suplementarios ya mencionados.

Si una vez simulada una contingencia en particular, y luego de comprobar la correcta actuación de la totalidad de controles suplementarios, se detecta que no se cumplen con alguno de los CCSD, se procederá a modificar los que sean necesarios para poder obtener un escenario post contingencia que cumpla con las mínimas condiciones de operación. Esto podría, por ejemplo, estar vinculado a una modificación en el esquema de corte de carga por baja frecuencia y/o bajo voltaje, o de los parámetros asociados a otros esquemas de control suplementarios.

Con el fin de determinar las contingencias críticas que pueden dar lugar a pérdida de la estabilidad de la frecuencia, se tendrán en cuenta aquellos eventos de falla que pueden impactar de manera adversa, tales como:

- La pérdida de vínculos simples y múltiples del sistema de 138kV / 230 kV que conducen al aislamiento de una o más áreas.
- La desconexión de grandes módulos de generación o la pérdida de centrales completas en forma intempestiva o por acción del esquema de protección de sistema.
- Pérdida de un gran centro de carga, o pérdida de una interconexión internacional, que requieran la intervención de recursos de control de emergencia para restablecer lo más rápidamente posible el desequilibrio entre generación y demanda.

Las simulaciones en el dominio del tiempo tendrán la duración necesaria hasta que el sistema demuestre haber alcanzado un nuevo estado de equilibrio, estimándose a priori una ventana de tiempo comprendida entre 20 y 30 segundos. Los criterios de aceptación o rechazo de los casos de simulación estarán basados en el cumplimiento estricto de los Criterios de Desempeño Mínimo.



Determinación de la máxima transferencia:

La máxima transferencia de potencia por las líneas del Sistema de Transmisión será el menor valor resultante de aplicar las siguientes restricciones en forma simultánea:

- a) Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente, determinada por el menor valor que surge de la comparación de los valores de Potencia límite que resultan de satisfacer las condiciones establecidas de la determinación del límite de estabilidad transitoria, oscilatoria y de frecuencia.
- b) Riesgo de salida en cascada, a partir del cual se determina la máxima potencia transmisible por un Elemento Serie.

En aquellos casos en los cuales el límite de transporte de una línea esté determinado por bajo amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas (no por estabilidad transitoria, de voltaje, etc.) se analizará que equipamiento adicional resulta necesario para eliminar esta restricción del transporte.

6. DISEÑO BÁSICO DE LA METODOLOGÍA DE PLANIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

6.1. METODOLOGÍA DE PLANIFICACIÓN

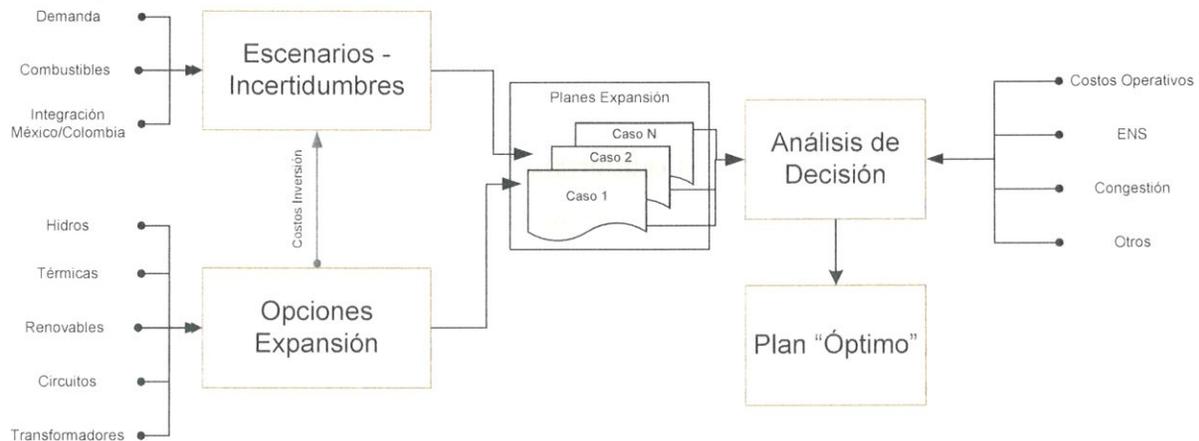
A continuación se describen los criterios que se proponen utilizar para realizar los estudios de expansión de los sistemas de Generación y Transmisión (G & T).

La planificación óptima de G & T del sistema eléctrico de Honduras debería asegurar que la capacidad de generación acompañe el crecimiento de la demanda de forma que pueda ser abastecida a mínimo costo y que al mismo tiempo exista una capacidad de transmisión para intercambios de energía entre Honduras y los países vecinos (Guatemala, El Salvador, Nicaragua) de al menos 300 MW en forma permanente.

Una cuestión fundamental en el proceso de planificación de sistemas eléctricos es la forma como tratar las incertidumbres inherentes al proceso de planificación. El objetivo buscar un plan que sea robusto ante diferentes escenarios minimizando, de esta forma, los riesgos asociados al plan de expansión. Por ejemplo, es probable que si se considera un escenario en que el precio de combustible es bajo, el plan óptimo sea la construcción de plantas térmicas, utilizando combustibles fósiles. En cambio si el precio de combustible a futuro es elevado los costos operativos de las plantas térmicas será elevado siendo en tal caso conveniente el desarrollo de generación renovable.

Por lo tanto, un punto clave de la metodología de planificación es buscar el trade-off adecuando entre el objetivo de determinar un plan que minimiza los costos de inversión, operación y confiabilidad para un determinado escenario, y el objetivo de que el plan de expansión sea robusto ante a diferentes escenarios de evolución del mercado.

La metodología propuesta para determinar el plan de expansión se muestra de forma conceptual en la figura siguiente:



Para lograr este objetivo se propone realizar el proceso de planificación de G & T en etapas, buscando la minimización de los costos y riesgos asociados a las incertezas:

- **Etapa I:** Determinación del plan de expansión de generación;
- **Etapa II:** Determinación de los refuerzos requeridos en la red de transmisión;
- **Etapa III:** Verificación del funcionamiento del sistema de potencia;
- **Etapa IV:** Determinación del Plan Óptimo de G & T.

A continuación se describen conceptualmente los análisis a realizar en cada una de las etapas antes indicadas

Etapa I: Determinación del plan de expansión de generación

La **Etapa I** tiene por objeto determinar un conjunto representativo de planes de expansión de generación que demuestren ser robustos frente a las incertidumbres existentes en el proceso de planificación. A tal fin el sistema de transmisión de Honduras como un nodo único en donde se encuentre la totalidad de la demanda y plantas existentes y futuras.

El proceso de optimización de la **Etapa I** se realizará utilizando un software de optimización lineal/entero. Como resultado se obtendrá, para cada uno de los escenarios evaluados, el plan de expansión óptimo de la capacidad de generación que cumple con la función objetivo de abastecer la demanda a mínimo costo.

Las principales incertidumbres consideradas durante el proceso de planificación de la generación son en el crecimiento de la demanda, costos de combustibles, integración con sistemas vecinos y costos de inversión.

Se determinarán y analizarán los atributos de los planes de expansión de generación obtenidos para cada escenario evaluado por medio de *simulaciones operativas* utilizando modelos de simulación del despacho económico de generación. De dicho análisis se obtendrán un conjunto limitado de planes de expansión de generación (como máximo cinco), que se consideren robustos frente a las incertidumbres existentes en el proceso de planificación.

El Plan de Expansión de Generación deberá considerar las restricciones impuestas al proceso de planificación como por ejemplo la participación deseada de generación renovable hidráulica y ERNC



(Solar, Eólica), la participación de tecnologías contaminantes (ej Carbón) y la participación de generación localizada en otros países que venden energía a Honduras vía el MER.

Etapa II: Determinación de los refuerzos requeridos en la red de transmisión

Tal como en la etapa anterior, la **Etapa II** tiene por objeto identificar los refuerzos que se requieren en la red de transmisión eléctrica de Honduras que muestren ser robustos frente a las incertidumbres existentes en el proceso de planificación.

Las **Incertidumbres** consideradas en la planificación de la transmisión incluyen, además de las variables consideradas en la etapa anterior, los parámetros asociados a la expansión de la oferta (representados por los planes de expansión de la generación determinados en la etapa anterior).

Los **Planes Candidatos** de expansión de la transmisión se componen de un conjunto específico de proyectos de ampliación de la red de transmisión (refuerzos) que permiten resolver los problemas de congestión/pérdidas/calidad del servicio que se observen en la red existente. Un plan puede también tener **Opciones** que permiten resolver el mismo problema pero que tienen diferentes atributos.

La metodología de planificación se basa en el *análisis del desempeño* de cada Plan Candidato con respecto los diferentes escenarios que representan las incertidumbres del proceso de planificación. Tal como en la etapa anterior, el desempeño de los planes de expansión deberá ser analizado por medio de *simulaciones operativas* realizadas con programas de despacho económico de generación. Estas simulaciones producen diversos tipos de resultados, conocidos como **Atributos**: por ejemplo, el incremento del costo operativo resultante de la congestión en los circuitos, la confiabilidad de suministro (números de horas donde la demanda fue interrumpida).

Tal metodología permite determinar un plan de expansión, que comprende los sistemas de generación y transmisión, mezclando aspectos relacionados con la minimización de los costos (inversión, operación y confiabilidad), con aspectos relacionados a robustez de la solución propuesta.

A los efectos de determinar las **Opciones** de refuerzo se deberá realizar una primera simulación de la operación económica considerando que los circuitos que componen de las redes actualmente existentes tienen una capacidad de transmisión que no introducen restricciones al despacho óptimo de generación que abastece la demanda a mínimo costo en todo el periodo de evaluación, es decir, calculando el despacho ideal del sistema de generación.

De esta simulación resultarán los circuitos que presentan sobrecargas, es decir aquellos en los que el flujo de potencia activa resultante del despacho económico de generación resulta mayor a la capacidad de transporte de dichos circuitos, el número de veces que esto ocurre, y el porcentaje de sobrecarga resultantes de los escenarios evaluados considerando las incertidumbres existentes en el proceso de planificación.

En función del nivel de sobrecarga de los circuitos y la frecuencia y duración de las mismas se determinará para el año horizonte (t0+10) una primera lista de refuerzos (**Opciones**) de la red de transmisión con los siguientes criterios:

- Sobrecargas pequeñas se considerará que se resuelven por medio de una repotenciación de los circuitos afectados (cambio de conductor).
- Sobrecargas mayores se considerará que se resuelven incorporando un nuevo circuito de



similares características al existente (duplicación) o bien por medio de nuevos circuitos cuyas características serán identificadas oportunamente evaluando los resultados de las simulaciones.

Identificadas las opciones de expansión, el proceso de optimización de la **Etapa II** será realizada utilizando programas de optimización, y el resultado será para cada uno de los escenarios evaluados un plan de expansión para el sistema de transmisión que cumple con el objetivo de suministrar la demanda futura y minimizar el costo de inversión en nuevos proyectos de transmisión.

Como restricciones al proceso de planificación se incluirá mantener una capacidad de transmisión de 300 MW entre los sistemas eléctricos de Honduras y los países vecinos para dar cumplimiento a lo establecido en el MER.

Etapa III: Verificación del funcionamiento del sistema de potencia

Dentro del proceso de planificación de G & T resulta imprescindible evaluar el desempeño del **Plan de Transmisión Inicial** utilizando herramientas de simulación de la operación eléctrica del sistema de potencia que posibiliten realizar todos los estudios eléctricos requeridos para garantizar los niveles de confiabilidad y calidad para el cumplimiento de los criterios de desempeño mínimo (CCSD).

La NT deberá indicar los detalles relativos a la ejecución de las simulaciones, tales como:

- Para cada tipo de falla aplicada: duración, extremo de línea fallada, modalidad de cálculo del equivalente para fallas asimétricas, secuencia temporal de las distintas acciones simuladas:
 - Desconexión Automática de Generación (DAG),
 - Desconexión Automática de Carga (DAC),
 - Conexión y/o desconexión automática de equipos,
 - Separación de Sistemas (Disparos Directos o Transferidos de Líneas o Generadores),
 - Transmisión de señales,
 - etc.
- Detalle de los recursos de control de voltaje en post-falla disponibles, con sus lógicas y tiempos de actuación.
- Identificación de las unidades candidatas a participar en cada uno de los esquemas de DAG o en otros mecanismos de reducción rápida de generación.
- Conformación del programa de desconexión automática de cargas por baja frecuencia y/o bajo voltaje para cada una de las áreas.

Para cada una de las alternativas de expansión de G & T que surjan de las Etapas I y II se realizará una primera evaluación expeditiva del desempeño que presentan frente a situaciones de operación extremas del sistema de transmisión y la contribución efectiva que realizan para el abastecimiento de la demanda y funcionamiento del mercado en los distintos escenarios.

Si se detectara que alguna de las alternativas consideradas no contribuye a satisfacer las necesidades de abastecimiento de la demanda y/o de evacuación de producción de las nuevas fuentes de generación, de la



transmisión entre los países vecinos, o presentara problemas insalvables en la operación que aconsejan no implementarla, podrá ser descartada de las evaluaciones a realizar.

Posteriormente, para las alternativas potencialmente más firmes, se profundizará el análisis mediante la realización de los estudios eléctricos que permitan:

- Revisar la capacidad de la Red de Transporte Regional (RTR) para transportar los flujos asociados a los escenarios resultantes para la alternativa de expansión bajo análisis. Esto implica la verificación de que en todo momento se mantenga una capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre Honduras y los Países vecinos.

La capacidad operativa del intercambio internacional mínima se refiere a la capacidad de transmisión entre dos nodos de la Red de Transmisión Regional que se encuentren en distintas áreas de control. Esta capacidad involucra simultáneamente los conceptos de porteo como de capacidad de exportar e importar de los países de América Central.

- Desarrollar las recomendaciones para un programa de ampliaciones menores y modificaciones de la topología de la red para mantener o mejorar su nivel de confiabilidad y calidad que permitan cumplir con los CCSD,
- Identificar adecuaciones necesarias de los sistemas de protección y control, en particular los esquemas de Controles Suplementarios (CCSS). En relación con estos últimos, para el análisis del desempeño de las distintas alternativas de expansión, se anticipa que será necesario definir nuevos esquemas de CCSS, particularmente para permitir mantener las capacidades de intercambio internacional establecidas como objetivo. Dichos esquemas serán planteados a nivel de un diseño conceptual, no de detalle.
- Analizar la necesidad del cambio de equipos que forman parte de la red de transmisión por otros de mayor capacidad, particularmente en lo que se refiere a capacidad de transformación o equipos de compensación.
- Consideraciones sobre los análisis de confiabilidad: Se establecerá el procedimiento sistematizado a seguir para realizar los análisis de las contingencias, con la correspondiente determinación de los modos de falla, las combinaciones de eventos y/o estados que generan cortes.
- Los estudios eléctricos incluirán como mínimo:
 - Análisis en Estado Estable (Flujos de potencia).
 - Análisis de Contingencias y Confiabilidad.
 - Análisis de Estabilidad de Voltaje.
 - Estudios de Funcionamiento Dinámico.

Etapas IV: Determinación del Plan Óptimo de G & T

Los resultados de las etapas anteriores serán integrados como una propuesta de Plan de Expansión de G & T que abarque un periodo de 10 años. Dicho plan identificará los proyectos y sus características relevantes, costos, fecha de entrada en operación y condicionantes identificados que pueden modificar la inclusión del proyecto en el Plan de Expansión propuesto.

El Plan propuesto mostrará el conjunto de proyectos de G & T que se consideran robustos teniendo en cuenta las incertidumbres existentes en el proceso de planificación y aquellos que son dependientes de la efectiva verificación de uno o más de los futuros evaluados.



Se deberán determinar los atributos del Plan de Expansión propuesto tales como costos de inversión, costos de operación, calidad del servicio, etc.

6.2. ESCENARIOS DE EVALUACIÓN

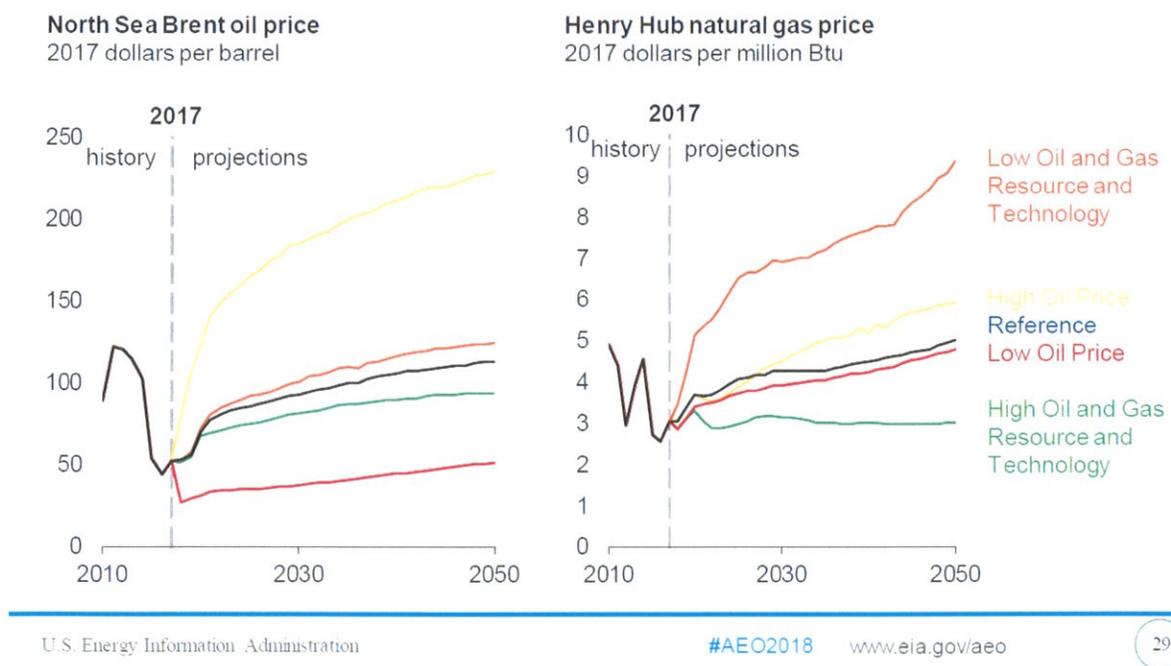
6.2.1. PRECIOS DE COMBUSTIBLE

En Honduras y en general en todos los países de Centroamérica las decisiones de expansión de G & T serán fuertemente dependientes de las hipótesis adoptadas de precios de combustibles. La región importa combustibles por lo que los precios de los mismos son precios en el mercado internacional de combustibles más costos asociados de transporte hasta la central que incluyen flete marítimo y costos de internación hasta la localización de las centrales.

Los combustibles utilizados por la generación térmica pueden ser en principio algunas de las siguientes opciones: i) carbón, ii) LNG, iii) bunker, iv) diésel. A futuro también podría llegar a ser posible el uso de Gas Natural que llegue a Honduras vía gasoductos desde el sur de México.

Los precios históricos de los combustibles muestran en general una fuerte correlación con el precio del petróleo (WTI, Brent). Los precios del LNG históricos son dependientes del mercado en donde se comercialicen mostrando una fuerte correlación con el precio del petróleo Brent.

La proyección a futuro de precios de combustible tiene una fuerte incertidumbre reconocida por los propios organismos de referencia. A modo de ejemplo la figura siguiente presenta la proyección de precios del petróleo Brent realizadas por el EIA de USA (2018).





Siendo que en el proceso de optimización de la expansión de G & T se comparan costos de inversión y de operación la proyección a mediano/largo plazo de precios de combustible resulta fundamental para poder seleccionar un plan de G & T óptimo.

Esto implica que existe una incertidumbre adicional a considerar en los precios de combustible que son función del escenario de precios que se considere en el mediano / largo plazo.

6.2.2. GENERACIÓN RENOVABLE

Los países de la región incluyen en sus respectivos planes de expansión de generación una participación significativa de generación renovable (hidráulica, eólica, solar, etc.) como una forma de mitigar la dependencia de combustibles de origen fósil por sus altos costos de compra, fuerte volatilidad de precios y elevados costos ambientales.

Los proyectos renovables son caracterizados por elevados costos de capital, bajos costos operativos e incertidumbre en su capacidad de producir energía en todo momento (baja energía firme) por efectos meteorológicos.

Los proyectos hidráulicos con posibilidades de desarrollo en general se conocen por lo que es posible incluirlos como proyectos candidatos para la determinación del plan de expansión óptimo de G & T.

El resto de los proyectos de energía renovable no convencionales (ERNC) (eólicos, solares, biomasa, etc.) por sus características modulares resulta posible definir únicamente sus costos unitarios de inversión / de operación, siendo la potencia de cada proyecto indefinida a priori y por lo tanto también sus costos totales de inversión / operación. Por otra parte los proyectos de ERNC no tienen definida a priori una localización específica dentro del territorio de cada país por lo cual no se conoce el nodo del sistema de transmisión al cual serán vinculados.

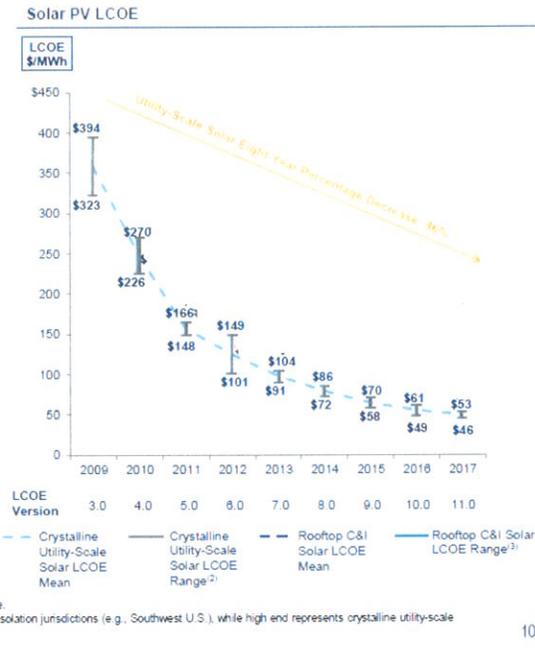
Para salvar este problema a los efectos de determinar el plan de expansión óptimo de G & T se deberán asumir características constructivas típicas de proyectos de ERNC con una potencia instalada máxima a definir por proyecto localizados en el baricentro del área con mejores condiciones climáticas disponibles para la generación de energía.

Cabe destacar que los costos de inversión de proyectos ERNC han experimentado en los últimos años una reducción significativa de sus costos de capital. A modo de referencia la figura siguiente muestra la evolución de los costos de desarrollo de generación eólica y solar. Se observan valores tendiendo a 50 USD/MWh.



Unsubsidized Levelized Cost of Energy—Wind & Solar PV (Historical)

Over the last eight years, wind and solar PV have become increasingly cost-competitive with conventional generation technologies, on an unsubsidized basis, in light of material declines in the pricing of system components (e.g., panels, inverters, racking, turbines, etc.), and dramatic improvements in efficiency, among other factors



Estos valores de costos de desarrollo de la generación ERNC hacen a estas tecnologías competitivas respecto a la generación térmica. Sin embargo para decidir sobre su inclusión en el plan de expansión se deberán además considerar los costos de reserva requeridos para garantizar el abastecimiento de la demanda ante la intermitencia de la generación renovable.

6.2.3. RESERVAS DE GENERACIÓN

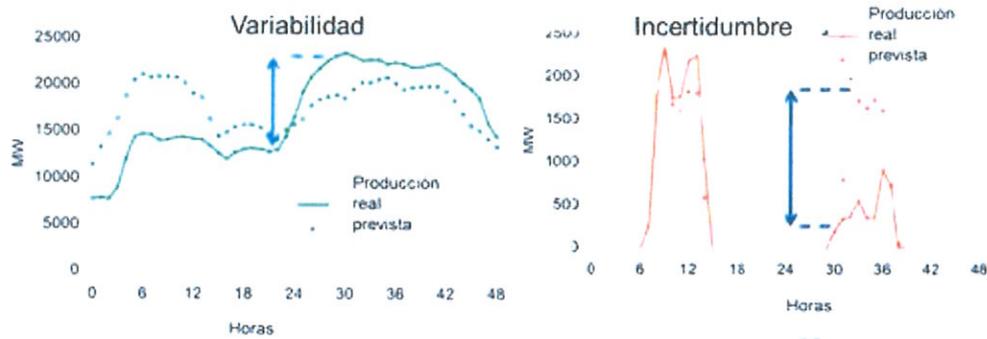
La reserva de generación tiene por objeto asegurar el abastecimiento de la demanda cuando, debido a las variabilidades e incertidumbres propias del comportamiento de la demanda y otros factores aleatorios, la oferta de energía difiere de la demanda total. La manera en que esto se ejecuta y, especialmente, en cómo se planifica, puede impactar notablemente sobre la confiabilidad, la eficiencia en la operación y el costo de un sistema de potencia.

Los estudios de integración de energías renovables (ERNC) están revelando que los sistemas deben encontrar diferentes maneras de dimensionar y, luego, poner en juego las reservas operativas.

El agregado de generación renovable incrementa la variabilidad e incertidumbre del sistema, sumada a la que tiene, de por sí, por la carga y la salida de servicio intempestiva de unidades generadoras. Como antes comentado, el aumento de reservas es una de las opciones disponibles para corregir los posibles desvíos instantáneos entre la oferta disponible y la demanda a abastecer.

En sistemas con generación variable (ERNC) es necesario considerar las siguientes características:

- **Variabilidad:** La reserva debe estar dimensionada para lidiar permanentemente con las variaciones aleatorias de demanda y generación. El seguimiento de la variabilidad puede exigir más flexibilidad operativa y despachos con mayor frecuencia. Una mayor reserva operativa (primaria / secundaria) implica un despacho fuera del óptimo del sistema y por lo tanto un incremento de costos.
- **Incertidumbre:** Son los cambios inesperados en las variables del sistema eléctrico asociado al aporte de renovables diferentes a los esperados al preparar los pre-despachos. Requieren reservas operativas dado que obligan a modificar rápidamente la forma en que se abastece la demanda.



Es de resaltar que los costos de las reservas necesarias para soportar las variaciones más importante son, por último, asignados a la demanda incrementando el costo de abastecimiento.

Los impactos en voltaje asociados a plantas de ERNC tienen un alcance limitado al área inmediata de influencia del proyecto (impactos locales). Las exigencias regulatorias existentes en la mayoría de los países en los que se han instalado estos recursos determinan que estos impactos son los que pueden establecer el primer limitante a la capacidad posible de instalar en un sitio dado, o determinar la necesidad de incurrir en mayores costos de capital para viabilizar el proyecto.

El costo fijo por operación del sistema con importante participación de ERNC toma en cuenta los costos relacionados con el proceso operativo de despacho y coordinación para proporcionar el servicio. Los costos incluyen:

- El análisis de las previsiones de generación.
- Los costos de centros de control.
- La administración de gran cantidad de información estadística de renovables, que podrá recibir tratamiento diferencial en función del nivel de penetración¹.

Estos costos tienden a incrementarse cuanto mayor es la participación de ERNC debiendo tenerlos en cuenta para dimensionar correctamente los beneficios de estas tecnologías.

Para limitar el impacto de proyectos de ERNC sobre los costos de operación del sistema principalmente por efecto de reservas adicionales y de control del sistema se requiere definir, como una restricción al proceso de planificación, un límite a la participación de generación en base a ERNC.

¹ En España se ha llegado a instalar un Centro de Control especial para renovables.



6.2.4. TASA DE DESCUENTO

En un proceso de planificación de expansión de G & T la Tasa de Descuento tiene por objeto determinar la anualidad de costos de inversión de cada proyecto que permite cubrir sus costos de inversión y de operación teniendo en cuenta la vida útil de cada proyecto.

En un contexto de planificación centralizada donde la expansión de generación la hace el estado, el valor adoptado como Tasa de Descuento tiene como segundo objetivo establecer un orden de prioridades para las inversiones que realiza el Estado debiendo en tal caso no incluir el efecto de los impuestos.

En cambio, en un contexto donde la expansión de generación se realiza por agentes del mercado, la Tasa de Descuento puede también ser interpretada como el retorno esperado por los inversionistas sobre el capital invertido. En este caso la Tasa de Descuento tiene un valor mínimo que refleja el costo de oportunidad del dinero (WACC) después de impuestos.

6.2.5. COSTO DE ENS – COSTO MARGINAL DE LARGO PLAZO – PRECIO DE POTENCIA

La capacidad de generación instalada tiene conceptualmente un límite técnico práctico de capacidad más allá del cual, si la demanda que esta abastece crece se reduce la calidad de servicio y se incrementan fuertemente los costos de generación.

La planificación del sistema garantiza que la capacidad disponible acompañe el crecimiento de la demanda de forma tal de mantener en el tiempo una adecuada calidad de servicio y mínimo costo total de suministro.

Con tal fin, para reflejar este límite desde el punto de vista económico, se penaliza el costo total de suministro valorizándolo al costo de la energía no suministrada (CENS) cuando la demanda a abastecer excede la capacidad de generación disponible y resulta por lo tanto necesario restringir el consumo para mantener balanceado el sistema (oferta igual a demanda).

El CENS es en general mucho mayor al costo unitario de producción haciendo crecer rápidamente la función de costo de producción en la medida en que se restringe progresivamente la demanda.

El costo del capital invertido para la implantación de toda la infraestructura de generación y el costo de mantenimiento imprescindible para que esta capacidad esté disponible en condiciones operativas, aunque no preste servicio en un determinado momento (no resulte generando), constituyen un costo *fijo* anual. A este costo se sumará anualmente un costo de operación *variable* (suma de costos de combustible, O&M, ENS), cuyo monto está asociado a la magnitud de la demanda abastecida en el año.

La condición de adaptación de capacidad de generación y demanda implica que el costo de adicionar nueva capacidad de generación coincide con la suma de los costos operativos evitados por la necesidad de un mayor uso de la capacidad de generación existente y de los costos de ENS evitados.

La planificación de la expansión de la generación realizada cumpliendo con la función objetivo de minimizar los costos totales en que incurre el sistema (asociados a inversión, operación y ENS) en el periodo de planificación permite asumir que para cualquier condición en que se encuentre el sistema en la actualidad ($t=0$), este evolucionará hacia una condición de adaptación entre capacidad de generación disponible y demanda abastecer, pudiéndose suponer que tal condición en principio será alcanzada recién cuando entren



en servicio las unidades generadoras que producen la adaptación, debido a los tiempos necesarios para la toma de decisión y su posterior construcción y puesta en servicio..

La teoría económica establece que la remuneración en base a un precio de la energía igual al costo marginal de corto plazo (CMCP) promueve la eficiencia en un mercado competitivo de muchos productores y consumidores² en que ninguno de ellos ejerce poder de mercado. El nuevo marco regulatorio de Honduras establece que los CMCP determinan el precio de mercado spot de la energía. Lo mismo sucede en la mayoría de los mercados eléctricos surgidos en los años 90 en todo el mundo y es el utilizado como señal económica en los mercados eléctricos de Panamá, Guatemala, El Salvador y Nicaragua.

El Costo Marginal del Largo Plazo (CMLP) es el valor promedio al cual tiende el CMCP en condiciones de un mercado adaptado. Para un parque generador adaptado, la producción de energía valorizada al CMCP remunera adecuadamente, en un período suficientemente largo, los costos fijos y variables de las unidades de generación más económicas tecnológicamente disponibles para abastecer la demanda. El CMLP por lo tanto coincide con el costo de desarrollo de la expansión óptima del sistema eléctrico.

En los mercados en donde la remuneración de la generación está basada en costos marginales, incluido el mercado mayorista de Honduras, se incluye como remuneración a los generadores un concepto asociado con la Potencia Firme que aporta cada central para asegurar el abastecimiento de la demanda máxima del sistema. Este concepto remuneratorio permite que las unidades de generación de punta que resultan de la planificación óptima de expansión de generación cubran la totalidad de sus costos fijos (inversión, O&M fijos).

La remuneración adicional que reciben los generadores por concepto de Potencia produce además un adelanto de inversiones lo que tiene a mejorar la calidad de servicio y una reducción de los CMCP en condiciones de equilibrio de mercado.

La remuneración por potencia se determina en general por medio de un procedimiento regulado en base al cual se determina la Potencia Firme de las unidades generadoras y el Precio de la Potencia en base al cual se determina la remuneración. De este procedimiento resulta en general un Precio de Potencia igual a la anualidad de costos fijos de una unidad de generación tipo TG que utiliza como combustible el Diesel.

Los conceptos antes indicados muestran que en condiciones de equilibrio de mercado existe una correlación entre los CMCP, CENS, PPOT y CMLP del mercado.

6.3. REQUERIMIENTO DE INFORMACIÓN

Para realizar las tareas antes indicadas se requiere de información que permita caracterizar el sistema existente y las alternativas disponibles para la adición de nueva capacidad de generación y nuevos circuitos de transmisión.

La información requerida se resume a continuación:

1. Bases de Datos (BDD) de simulación actualizadas a la fecha más reciente disponible. La BDD utilizada para estudios de despacho económico debe ser consistente con la BDD

² Las condiciones necesarias para lograr lo que en economía se llama "competencia perfecta" y por lo tanto costos marginales que reflejen competencia son: i) muchos compradores y vendedores; ii) homogeneidad en el producto; iii) información perfecta; iv) no existencia de barreras de ingreso.



utilizada para los estudios eléctricos (generadores, barras, circuitos, etc.)

2. Restricciones impuestas al proceso de planificación: Participación de Energía Renovables, límites a la ERNC, limitaciones a la participación de generación en base a combustibles fósiles
3. Base de Datos de Generación (para estudios energéticos):
 - Parque de generación existente.
 - Proyectos de generación que estén en proceso de construcción y/o cuya construcción resulte con alta probabilidad de ocurrencia. Fecha de entrada en operación más probable (temprana / tardía).
 - Proyectos de generación que tienen compromisos de entrega de energía resultantes de licitaciones adjudicadas. Fecha de inicio del suministro de acuerdo con el contrato firmado (temprana / tardía).
 - Fechas y características de licitaciones futuras previstas: potencia / energía contratada, tecnologías habilitadas a participar, fecha de entrega de la energía / potencia contratada (temprana / tardía).
 - Listado de proyectos de generación renovable (hidráulica / geotérmica / ingenios / eólico / solar) y generación Térmica (Ciclos Combinados, TV, TG, Motores) que serán considerados como proyectos candidatos para la expansión del parque de generación.
 - Para todos los proyectos se deberán indicar sus características técnicas y la fecha más temprana en que podrían entrar en operación si la decisión de construcción se toma en el año siguiente a la publicación del Plan de Expansión indicativo de Generación. Para los proyectos candidatos se deberán además indicar los costos de inversión estimados y costos de O&M típicos.
 - Ubicación (latitud y longitud, nodo del sistema de transmisión más cercano) de las centrales de generación existente y proyectos de generación (principalmente renovables).
4. Base de Datos de Demanda
 - Datos demográficos y su evolución (nro de habitantes, nivel de electrificación, PIB por habitante) (últimos 15 años).
 - Evolución histórica de la demanda de energía total país y la demanda máxima anual de potencia (últimos 15 años). La demanda debe corresponder a retiros de la red de transmisión.
 - Porcentaje de demanda correspondiente a grandes consumidores (> 1MW) y su localización en la red de transmisión.
 - Proyectos mineros/electro-intensivos con alta probabilidad de concreción y la fecha probable de inicio de operación (temprana / tardía). Indicar si está prevista la autogeneración y/o tomaran energía desde la red de transmisión.
 - Demanda total horaria, en cada nodo del sistema de transmisión, correspondientes a los dos años previos a la realización del Plan de Expansión.



5. Base de Datos del Sistema de Transmisión

- Descripción del sistema de transmisión existente. Diagrama unifilar geográfico.
- Proyectos de transmisión (incluidas sus características técnicas) que estén en proceso de construcción y/o cuya construcción resulte con alta probabilidad de ocurrencia. Indicar la fecha de entrada en operación más probable (temprana / tardía).
- Ubicación (latitud y longitud) de las barras existentes y previstas para entrar en operación.
- Restricciones ambientales y otras a considerar para la construcción de líneas de transmisión.



7. PROPUESTA DE INDICE PRELIMINAR DE LAS NORMAS TÉCNICAS

INDICE

NORMA TÉCNICA DE LA EXPANSIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN –NTT-

TITULO I DISPOSICIONES GENERALES

CAPITULO I DEFINICIONES

CAPITULO II GENERALIDADES

Artículo 2. Objeto

Artículo 3. Empresa Responsable

Artículo 4. Lineamientos generales.

Artículo 5. Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión de la Red de Transmisión.

Artículo 6. Requerimientos y Envío de información

Artículo 7. Responsables

Artículo 8. Plazos

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

CAPITULO I GENERALIDADES

Artículo 1. Procedimiento

Artículo 2. Proyección de la Demanda

Artículo 3. Plan de Expansión de Generación de Referencia

Artículo 4. Proyectos Candidatos para la expansión de la Red de Transmisión. Características, Costos de Inversión

Artículo 5. Tasa de Descuento

Artículo 6. Costo de la Energía No Servida (CENS)

CAPITULO II ESTUDIOS ENERGÉTICOS. PLAN DE EXPANSIÓN PRELIMINAR

Artículo 7. Definición de Escenarios Futuros

Artículo 8. Estudios de Operación. Diagnóstico de Corto Plazo. Identificación de Restricciones Operativas en la Red de Transmisión que afectan al despacho económico de generación

Artículo 9. Procedimiento para la identificación de un Plan de Expansión preliminar de la Red de Transmisión que permite abastecer la demanda a mínimo costo.

Artículo 10. Determinación de Atributos del Plan de Expansión Preliminar.

CAPITULO III ESTUDIOS ELECTRICOS. PLAN DE EXPANSIÓN DEFINITIVO

Artículo 10. Criterios de Desempeño Mínimo de la Red de Transmisión. Criterios de calidad y seguridad de la operación.

Artículo 11. Estudios de funcionamiento en estado estable y dinámico de la Red de Transmisión

Artículo 12. Estudios de Cortocircuito

Artículo 13. Identificación de Ajustes al Plan de Expansión Preliminar.

Artículo 14. Identificación de Ajustes al Plan de Expansión de Generación Indicativo.

TITULO III RESULTADOS,

CAPITULO I. PLAN DE EXPANSIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN

Artículo 1. Identificación de Obras que forman parte del Plan de Expansión de la Red de Transmisión.

Características Técnicas. Fecha temprana – tardía requerida para la entrada en operación. Costos de Inversión.

Artículo 2. Plan de Expansión de Corto Plazo. Identificación de Obras de ejecución obligatoria

Artículo 3. Plan de Expansión de Mediano/largo Plazo. Identificación de Obras de ejecución condicionadas a la evolución real del mercado y que serán revisadas en los siguientes estudios de planificación.

Artículo 4. Identificación de Beneficiarios del Plan de Expansión y Porcentaje de Participación en los beneficios.

CAPITULO II. APROBACIÓN Y PUBLICACIÓN

Artículo 5. Procedimiento de Consulta Pública



Artículo 6. Procedimiento de aprobación del Plan de Expansión por parte de la CREE
Artículo 7. Publicación del Plan de Expansión



INDICE

NORMA TÉCNICA DE LA EXPANSIÓN INDICATIVA DE LA GENERACIÓN Y DE LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES – NTGII -

TITULO I DISPOSICIONES GENERALES

CAPITULO I DEFINICIONES

CAPITULO II GENERALIDADES

Artículo 2. Objeto

Artículo 3. Empresa Responsable

Artículo 4. Lineamientos generales.

Artículo 5. Definición de Política y Criterios para la determinación del Plan de Expansión de Generación Indicativo.

Artículo 6. Requerimientos y Envío de información

Artículo 7. Responsables

Artículo 8. Plazos

TITULO II CRITERIOS, PROCEDIMIENTO Y METODOLOGÍA A CONSIDERAR PARA LA ELABORACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN

CAPITULO I GENERALIDADES

Artículo 1. Procedimiento

Artículo 2. Proyección de la Demanda.

Artículo 3. Contratos de Exportación de Energía en firme. Características, Plazos

Artículo 4. Proyectos de Generación que tienen alta factibilidad de concreción (en construcción y/o con contratos de construcción / venta de energía). Características Técnicas. Localización. Fechas de Entrada en Operación.

Artículo 5. Contratos Firmes de Importación de Energía. Características. Plazos.

Artículo 6. Proyectos Candidatos para la expansión de la Generación. Características Técnicas, Costos de Inversión, Costos de O&M, Patrón de Producción correspondiente a proyectos ERNC. Tiempos mínimos para la construcción.

Artículo 7. Proyección de Precios de Combustibles

Artículo 8. Estudios de Seguridad Operativa. Restricciones a la inserción de ERNC

Artículo 9. Tasa de Descuento

Artículo 10. Costo de la Energía No Servida (CENS)

CAPITULO II PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN PRELIMINAR

Artículo 11. Definición de Escenarios Futuros

Artículo 12. Determinación del Plan de Expansión de generación que minimiza el costo futuro de inversión más operación y mantenimiento.

Artículo 13. Determinación de los Atributos del Plan de Expansión de generación.

Artículo 14. Análisis del efecto de las incertidumbres.

Artículo 15. Plan Robusto.

TITULO III INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

CAPITULO I GENERALIDADES

Artículo 1. Objeto

Artículo 2. Criterios de Planificación

Artículo 3. Requerimientos y Envío de información

Artículo 4. Responsables

Artículo 5. Plazos

CAPITULO II VERIFICACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LOS CRITERIOS DE OPERACIÓN ESTABLECIDOS EN EL RMER

Artículo 6. Estudios Estáticos

Artículo 7. Estudios Dinámicos

Artículo 8. Determinación de límites de transmisión entre Honduras y los países vecinos

CAPITULO III REFUERZOS REQUERIDOS EN LA RED DE TRANSMISIÓN DE HONDURAS



Artículo 9. Procedimiento

Artículo 10. Determinación de Proyectos Candidatos. Características, Costos de Inversión

Artículo 11. Determinación de los ajustes requeridos en el Plan de Expansión de la red de transmisión.

TITULO IV RESULTADOS,

CAPITULO I PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN INDICATIVO

Artículo 1. Detalle de la nueva generación que forma parte del Plan de Expansión. Características Técnicas, Fecha de Entrada en Operación.

Artículo 2. Atributos Técnicos del Plan de Expansión. Calidad de Servicio resultante

Artículo 3. Justificación de las obras: En Construcción, Con Contrato, Importación, Calidad / Seguridad de Servicio, Genérica.

Artículo 4. Costos del Plan de Expansión.

CAPITULO II PLAN DE EXPANSIÓN DE LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

Artículo 5. Detalle de las obras que forma parte del Plan de Expansión de las Conexiones Internacionales. Características Técnicas, Fecha de Entrada en Operación.

Artículo 6. Atributos Técnicos del Plan de Expansión.

Artículo 7. Justificación de las obras.

Artículo 8. Costos del Plan de Expansión.

CAPITULO III. APROBACIÓN Y PUBLICACIÓN

Artículo 9. Procedimiento de aprobación del Plan de Expansión por parte de la CREE

Artículo 10. Publicación del Plan de Expansión