



**ENTE OPERADOR REGIONAL**  
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

# **GUÍA PARA LA CONFORMACIÓN Y ACTUALIZACIÓN DE LA BASE DE DATOS PARA LOS PROCESOS DE LA PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN Y DE LA TRANSMISIÓN REGIONAL**

**COMITÉ TÉCNICO DE PLANIFICACIÓN DE LA  
EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN  
(CTPET)**

**COMITÉ TÉCNICO DE PLANIFICACIÓN DE LA  
EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN REGIONAL  
(CTPEG)**

**Diciembre 2024**

**Área Responsable:** Coordinación de la Planificación del Sistema



## CONTENIDO

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>BASE REGULATORIA</b>	<b>1</b>
<b>3</b>	<b>OBJETIVO DE LA GUÍA PARA CONFORMACIÓN Y ACTUALIZACIÓN DE LA “BASE DE DATOS REGIONAL”</b>	<b>2</b>
<b>4</b>	<b>REQUERIMIENTOS DE INFORMACIÓN PARA EL MODELO DE PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN Y LA TRANSMISIÓN REGIONAL</b>	<b>2</b>
4.1	HORIZONTE DE TIEMPO PARA LA INFORMACIÓN	2
4.2	INFORMACIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN	2
4.2.1	Centrales Hidroeléctricas	3
4.2.2	Centrales Térmicas	3
4.2.3	Centrales de Energía Renovable	4
4.2.4	Energía Solar Concentrada (CSP por sus siglas en inglés)	4
4.2.5	Sistemas de Almacenamiento de Energía Con Baterías	5
4.2.6	Índices de Disponibilidad de Centrales de Generación	5
4.3	INFORMACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	5
4.3.1	Subestaciones	5
4.3.2	Barras	5
4.3.3	Líneas de Transmisión y Transformadores de Dos Devanados	5
4.3.4	Transformadores de Tres Devanados	6
4.4	INFORMACIÓN DE LA DEMANDA POR SISTEMA	7
4.5	SIMPLIFICACIONES Y EQUIVALENCIAS DE REDES, CARGAS Y CENTRALES DE GENERACIÓN	8
4.6	PLANES DE EXPANSIÓN NACIONALES	8
4.7	NOMENCLATURA PARA LA IDENTIFICACIÓN DE ELEMENTOS EN EL SPGTR	8
<b>5</b>	<b>REQUERIMIENTOS DE INFORMACIÓN LA BASE DE DATOS REGIONAL PARA ESTUDIOS ELÉCTRICOS</b>	<b>11</b>
5.1	RESPONSABILIDAD EN LA CONFORMACIÓN DE LA BASE DE DATOS PARA ESTUDIOS ELÉCTRICOS DE CADA PAÍS	11
5.2	ASPECTOS GENERALES DE LA BASE DE DATOS PARA ESTUDIOS ELÉCTRICOS	12
5.2.1	Años y Escenarios	12
5.2.2	Archivos	12
5.3	CONTENIDO Y REQUERIMIENTOS DE LOS ARCHIVOS DE RED *.SAV O *.RAW	12
5.3.1	Contenido Validado con los Planes de Expansión	12
5.3.2	Proyectos decididos de la Expansión del Sistema de Transmisión	13
5.3.3	Estructura normalizada del nombre de los archivos	13
5.3.4	Demanda nacional congruente con la proyección oficial	13
5.3.5	Red limitada al área de control propia	13
5.3.6	Nodos frontera	13



5.3.7	Balance Carga-Generación .....	13
5.3.8	Capacidad de líneas y transformadores.....	14
5.3.9	Convergencia.....	14
5.3.10	Contenido depurado.....	14
5.3.11	Asignación exclusiva de números de identificación de nodos.....	14
5.3.12	Congruencia de red y parámetros entre escenarios .....	15
5.4	REQUERIMIENTOS DE LOS ARCHIVOS DE SECUENCIA *.SEQ.....	15
5.5	REQUERIMIENTOS DE LOS ARCHIVOS DE MODELOS DINÁMICOS *.DYP: .....	15
5.6	INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA .....	16
5.6.1	Información del Orden de Mérito del Despacho de Generación .....	16
<b>6</b>	<b>HOMOLOGACIÓN DE LA INFORMACIÓN PARA LA BASE DE DATOS DEL MODELO SPGTR Y DEL MODELO PARA ESTUDIOS ELÉCTRICOS .....</b>	<b>17</b>
6.1	RED DE REFERENCIA PARA MODELOS SPGTR Y DE ESTUDIOS ELÉCTRICOS .....	17
6.2	GENERACIÓN DE REFERENCIA PARA MODELOS SPGTR Y DE ESTUDIOS ELÉCTRICOS .....	17
6.3	HOMOLOGACIÓN DE LAS DEMANDAS.....	18
<b>7</b>	<b>PROCEDIMIENTOS DE INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN PARA LA CONFORMACIÓN DE LA BASE DE DATOS .....</b>	<b>19</b>
7.1	COORDINACIÓN .....	19
7.2	PROCEDIMIENTO.....	20
<b>8</b>	<b>PROCEDIMIENTO DE REVISIÓN Y OBJECIONES A LA INFORMACIÓN SUMINISTRADA AL EOR.....</b>	<b>21</b>



# 1 Introducción

Este documento presenta la *Guía para la conformación y actualización de las bases de datos que serán utilizadas por el Sistema de Planificación de la Generación y la Transmisión Regional (SPGTR)*, que contiene los requerimientos, premisas y criterios de la información que deben proporcionar los OS/OM y entidades planificadoras nacionales al EOR, para conformar la Base de Datos Regional que se actualiza cada año para uso en los procesos de la Planificación de la Generación y la Transmisión Regional, identificación de la RTR de 5 años, Planeamiento Operativo y suministro de información a los agentes para los estudios de acceso a la RTR.

## 2 Base regulatoria

En el numeral 10.3.5.3 del Libro III del RMER se establece que el EOR conformará la Base De Datos para la elaboración del Plan de Expansión Indicativo de Generación y Transmisión Regional, de conformidad con lo establecido en el apartado 5.1 del Libro III.

Entre otros aspectos, el RMER establece lo siguiente:

- El EOR desarrollará, mantendrá y administrará una Base de Datos Regional estructurada según un modelo integrado de datos, que contendrá toda la información necesaria para la operación técnica del SER y la operación comercial del MER (Libro III, 5.1.1);
- La Base de Datos Regional Operativa contendrá como mínimo todos los datos técnicos y la información necesaria para la planeación y operación coordinada del SER por parte del EOR, debiendo estructurarse de tal forma que permita el almacenamiento, procesamiento, uso e intercambio de la información relevante para la ejecución de al menos la Operación del SER en Tiempo Real, Planeamiento Operativo y Seguridad Operativa, y Planificación de la Generación y la Transmisión Regional (Libro III, 5.1.3);
- La Base de Datos Regional Operativa deberá actualizarse principalmente con información producida por el EOR y con la información suministrada por los OS/OM y los Agentes (Libro III, 5.1.4);
- La Base de Datos Regional Operativa deberá mantenerse y actualizarse, sin limitarse, con información técnica y operativa de las unidades y/o centrales generadoras, datos de la red de transmisión, datos de demanda información de enlaces extra-regionales, entre otra información (Libro III, 5.1.10)
- El EOR definirá los formatos para el suministro de la información de la Base de Datos Regional Operativa y mantener informados a los OS/OM de los mismos (Libro III, 5.1.12.1).



- Esta Base de Datos incluirá los planes de expansión de la generación y la transmisión nacional vigentes y aprobados por las entidades nacionales correspondientes. En el caso que los OS/OMS no remitan la información necesaria para la conformación de la referida Base de Datos, el EOR deberá requerirla de manera directa a las entidades nacionales correspondientes, estimando los datos faltantes e informándolo al respectivo OS/OMS (Libro III, 10.3.5.3).
- La Base de Datos para la elaboración del Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional, deberá estar conformada por el EOR, **antes del último día hábil de febrero del año de elaboración de los estudios**, plazo que podrá extenderse, a consideración del EOR, por quince (15) días hábiles adicionales. Esta Base de Datos deberá ser considerada como definitiva, para realizar el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional correspondiente.

### **3 Objetivo de la Guía para Conformación y Actualización de la “Base de Datos Regional”**

Establecer los requerimientos, premisas y criterios de la información que deben proporcionar los OS/OM y entidades planificadoras nacionales al EOR, para conformar la Base de Datos Regional que se actualiza cada año para uso en los procesos de la Planificación de la Generación y la Transmisión Regional, identificación de la RTR de 5 años, Planeamiento Operativo y suministro de información a los agentes para los estudios de acceso a la RTR.

### **4 Requerimientos de Información para el Modelo de Planificación de la Generación y la Transmisión Regional**

#### **4.1 Horizonte de tiempo para la información**

Los OS/OM deberán remitir al EOR la información correspondiente a quince (15) años, contados a partir del año siguiente en que se inicia el estudio, tomando en consideración el horizonte que abarca la planificación de la generación y la transmisión regional (Libro III, 10.3.5.4).

#### **4.2 Información del Sistema de Generación**

A continuación, se describe la información indispensable para modelar los sistemas de generación en la base de datos regional que gestiona y mantiene el EOR para el desarrollo de los estudios de planificación de la generación y transmisión regional.



#### **4.2.1 Centrales Hidroeléctricas**

1. Para modelar una central hidroeléctrica se debe informar los parámetros técnicos y operativos de la central, siendo los mínimos requeridos los siguientes:
  - Potencia instalada,
  - número de unidades,
  - caudales turbinables mínimo y máximo,
  - defluencia total,
  - coeficiente de producción,
  - factores de indisponibilidad.
  - costo de operación y mantenimiento,
  - costo de vertimiento.
2. Para todas las centrales hidroeléctricas debe declararse la estación hidrológica que contiene los datos de caudales afluentes a la planta, así como la información topológica correspondiente.
3. La base histórica de caudales que se envíe al EOR para cada central hidroeléctrica debe incluir, como mínimo, datos cronológicos completos de 25 años. El EOR evaluará la conveniencia de complementar los registros de caudales de los años restantes, aclarando que esto no implicará ninguna responsabilidad para el EOR. Para llevar a cabo esta tarea, se utilizará una herramienta adecuada.
4. Para todos los embalses de regulación, deben declararse los datos de volumen, área y factor de producción para 5 niveles del volumen útil, en los que el nivel 1 corresponde al nivel mínimo de almacenamiento y el nivel 5 al máximo. Adicionalmente deberá informarse el nivel de agua disponible en el embalse para la etapa inicial del estudio.
5. La operación de los embalses de regulación será determinada por el modelo. No obstante, los OS/OM y los planificadores nacionales deberán comunicar al EOR las restricciones operativas, junto con las justificaciones pertinentes para facilitar una mejor comprensión de dichas limitaciones.

#### **4.2.2 Centrales Térmicas**

1. Para modelar adecuadamente las centrales térmicas, es fundamental que los OS/OM proporcionen todos los parámetros técnicos y operativos que reflejen la condición actual de las unidades y/o centrales. Para lo anterior, es necesario que se reporte la generación mínima y máxima, el número de unidades operativas, los factores de indisponibilidad, el tipo de operación y la eficiencia del combustible, entre otros datos relevantes.
2. Para la representación de los costos variables de las centrales, los OS/OM deberán informar lo siguiente: i) un combustible, cuyo costo declarado refleje el costo unitario del combustible puesto en planta, ii) el consumo específico de la central y iii) el costo de operación y mantenimiento.





3. Los precios de los combustibles deberán estar expresados en dólares de Estados Unidos de Norteamérica por unidad de combustible; barriles (bbl) o galones (gal) para el caso de combustibles líquidos y millones de BTU (MMBTU) para el caso de los combustibles carbón y gas natural.

#### **4.2.3 Centrales de Energía Renovable**

1. Las centrales de generación eólica y fotovoltaica se modelarán como fuentes renovables, con parámetros que representen la producción típica de energía por bloque de demanda, con base en su despacho histórico o según la mejor estimativa que cada OS/OM considere.
2. Para representar una fuente renovable es necesario informar lo siguiente:
  - i) Potencia instalada,
  - ii) número de unidades,
  - iii) factor de operación,
  - iv) probabilidad de falla),
  - v) al menos definir un escenario de generación.

Adicionalmente, se deberá reportar la ubicación geográfica, latitud y longitud en grados decimales, de todas las centrales eólicas y fotovoltaicas, tanto existentes como futuras.

3. Los escenarios de generación de cada central renovable, deberá ser consistente con la configuración de bloques de demanda definida en la Base de Datos.
4. Todas las centrales renovables deben tener el mismo número de escenarios de generación. El EOR podrá implementar una metodología adecuada para homologar el número de escenarios requeridos para cada central, si fuera necesario.
5. Las centrales de generación geotérmicas y de biomasa podrán modelarse como fuentes renovables o como centrales térmicas, conforme a los criterios nacionales. Para ello, es esencial proporcionar los parámetros mínimos necesarios que permitan una modelación adecuada de este tipo de centrales.

#### **4.2.4 Energía Solar Concentrada (CSP por sus siglas en inglés)**

Para modelar adecuadamente una planta CSP, es necesario que los OS/OM informen al menos los datos de técnicos y operativos siguientes:

- i) Potencia instalada,
- ii) múltiplo solar,
- iii) eficiencia,
- iv) almacenamiento máximo, y
- v) sus escenarios de generación que representen la producción típica de energía por bloque de demanda, de forma similar a las fuentes renovables.



#### **4.2.5 Sistemas de Almacenamiento de Energía Con Baterías**

Los sistemas de almacenamiento deberán modelarse por medio de parámetros que representen adecuadamente su funcionamiento, siendo estos como mínimo los siguientes:

- i) Capacidades de almacenamiento mínimo, máximo e inicial,
- ii) potencia máxima,
- iii) tiempo de regulación,
- iv) eficiencias y rampas de carga y descarga.

#### **4.2.6 Índices de Indisponibilidad de Centrales de Generación**

Los índices de indisponibilidad, ICP e IH, para centrales hidroeléctricas y termoeléctricas existentes debe provenir de datos de al menos los últimos 12 meses conforme a índices estadísticos; mientras que para centrales planificadas y candidatas estos valores serán definidos de acuerdo con los criterios nacionales de planificación. En caso de ausencia de esta información, se utilizará una tasa por indisponibilidad de corto plazo (ICP) del 1% y una tasa por indisponibilidad histórica (IH) del 10%, que considera una tasa de salida programada de 1% más un mantenimiento de un mes por año.

### **4.3 Información del Sistema de Transmisión**

El modelo de planificación utilizado por el EOR incluye entre otros aspectos la representación de líneas y transformadores de transmisión, pérdidas eléctricas y restricciones de flujo, así como la interconexión entre regiones o países con límites de intercambio de energía. A continuación, se describe la información indispensable para modelar los sistemas de transmisión en la base de datos regional que gestiona y mantiene el EOR para el desarrollo de los estudios de planificación de la generación y transmisión regional.

#### **4.3.1 Subestaciones**

Estos elementos se utilizan para agrupar barras y transformadores para cambiar niveles de tensión en el sistema eléctrico. Para modelar estos elementos se requiere al menos la información siguiente: i) identificación (nombre y nemotécnico), ii) área eléctrica y país al que pertenece.

#### **4.3.2 Barras**

Para representar las barras en el modelo se requiere la siguiente información: i) identificación (código numérico y nemotécnico), ii) nivel de tensión de servicio, iii) subestación y área eléctrica a la que pertenecen, así como los elementos de generación conectados a la misma. Otra información que es de utilidad es la ubicación geográfica, latitud y longitud, en grados decimales.

#### **4.3.3 Líneas de Transmisión y Transformadores de Dos Devanados**

Para representar las líneas de transmisión y transformadores de dos devanados, se requiere como mínimo los datos siguientes: i) identificación (nombre y nemotécnico), ii) datos de las





barras que conecta (barra origen – barra destino), iii) parámetros eléctricos (reactancia y resistencia, límite de flujo normal y de emergencia).

**Notas:**

- No deben modelarse enlaces de impedancia nula. En el caso que existan elementos de impedancia cero, el EOR asignará un valor de impedancia mínimo para modelar estos elementos.
- La potencia base que se debe considerar para el cálculo de las resistencias y reactancias de líneas y transformadores en % debe ser de 100 MVA.

**4.3.4 Transformadores de Tres Devanados**

Para representar los transformadores de tres devanados, se requiere como mínimo los datos siguientes: i) identificación (nombre y nemotécnico), ii) datos de las barras que conecta (barra primaria – barra secundaria – barra terciaria), iii) parámetros eléctricos (reactancia y resistencia, límite de flujo normal y de emergencia para cada uno de los 3 devanados).

Es importante destacar que las impedancias de los transformadores de tres devanados que los OS/OM deben reportar al EOR están dadas en términos de los resultados obtenidos de las pruebas de cortocircuito entre par de terminales o barras, las cuales son proporcionados por el fabricante. Entonces, para obtener el modelo en "T" del transformador de tres devanados, el EOR procederá de la siguiente manera:

1. Datos necesarios:
  - a)  $\mathbf{Z}_{12}$ : Impedancia ( $\mathbf{R}_{12} + j \mathbf{X}_{12}$ ) de cortocircuito entre las terminales o barras 1 y 2.
  - b)  $\mathbf{Z}_{13}$ : Impedancia ( $\mathbf{R}_{13} + j \mathbf{X}_{13}$ ) de cortocircuito entre las terminales o barras 1 y 3.
  - c)  $\mathbf{Z}_{23}$ : Impedancia ( $\mathbf{R}_{23} + j \mathbf{X}_{23}$ ) de cortocircuito entre las terminales o barras 2 y 3.

Donde  $\mathbf{R}_{ij}$  y  $\mathbf{X}_{ij}$  se refiere a los valores de resistencia y reactancia entre las terminales o barras i y j.
2. El EOR aplicará las fórmulas siguientes para calcular las impedancias de los tres ramales del modelo "T" que serán utilizadas para modelar cada transformador de tres devanados en el SPGTR:
  - a)  $\mathbf{Z}_1 = (\mathbf{Z}_{12} + \mathbf{Z}_{13} - \mathbf{Z}_{23})/2$ , Impedancia de la rama que conecta el nodo común con el devanado primario o devanado 1.
  - b)  $\mathbf{Z}_2 = (\mathbf{Z}_{12} + \mathbf{Z}_{23} - \mathbf{Z}_{13})/2$ , Impedancia de la rama que conecta el nodo común con el devanado secundario o devanado 2.
  - c)  $\mathbf{Z}_3 = (\mathbf{Z}_{13} + \mathbf{Z}_{23} - \mathbf{Z}_{12})/2$ , Impedancia de la rama que conecta el nodo común con el devanado terciario o devanado 3.
3. Es importante verificar que las impedancias obtenidas satisfacen las relaciones iniciales de las pruebas de cortocircuito:

- a)  $Z_{12} = Z_1 + Z_2$
- b)  $Z_{13} = Z_1 + Z_3$
- c)  $Z_{23} = Z_2 + Z_3$

En la figura siguiente, se muestra el modelo "T" de un transformador de tres devanados.

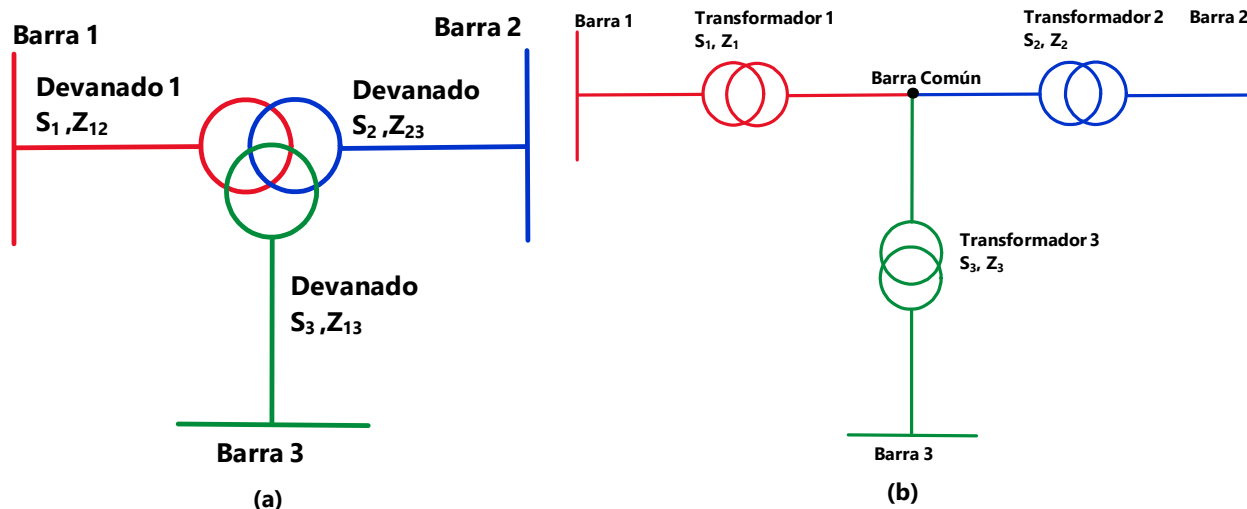


Figura 1. (a) Transformador Tres Devanados, (b) Modelo "T" del Transformador Tres Devanados

## 4.4 Información de la Demanda por Sistema

- El EOR utilizará las proyecciones de demanda que le informen los OS/OM de cada País Miembro (10.3.5.4, Libro III del RMER). Los OS/OM deberán enviar al EOR la siguiente información de la Demanda nacional:
  - El registro histórico de demanda horaria del último año calendario previo al año de realización del estudio de la planificación de la generación y la transmisión regional.
  - La proyección anual de energía para todos los años del horizonte de estudio.
  - La proyección anual de demanda máxima de potencia para todos los años del horizonte de estudio.
  - La distribución de demanda en las barras del sistema deberá estar representada con el mismo nivel de detalle que en el modelo de estudios eléctricos, o en los casos que se considere necesario simplificar su representación, podrá hacerse a nivel de barras de alta tensión, de acuerdo con la práctica utilizada en el proceso de planificación nacional.
- El EOR definirá el número de bloques horarios de demanda de energía a ser considerados en la modelación para la planificación de la expansión y simulación del MER e informará el resultado a los OS/OM para su consideración.
- Con base en la proyección de demanda informada por los OS/OM, el EOR realizará la proyección de la demanda regional.



4. Deberán informarse las demandas que no sean escalables.

## 4.5 Simplificaciones y Equivalencias de Redes, Cargas y Centrales de Generación

1. En la base de datos podrán hacerse simplificaciones de red bajo el criterio que las mismas no distorsionen los flujos resultantes en las redes malladas con tensiones igual o mayores a 115 kV.
2. La modelación de los generadores y/o cargas se podrá realizar conectándolos directamente a las barras de alta tensión, omitiendo la necesidad de modelar los transformadores de distribución y elevadores.
3. La base de datos no contemplará la modelación de generadores o cargas ficticios que representen contratos de exportación o importación. Se podrán exceptuar los casos de conexiones extra-regionales, como el caso de la interconexión existente entre los sistemas de Guatemala y México.

## 4.6 Planes de Expansión Nacionales

1. **Expansión decidida:** Serán considerados los proyectos reportados con fecha de entrada definida los cuales son considerados como proyectos decididos; es decir, proyectos que se encuentran en construcción o cuentan con financiamiento aprobado. Estos proyectos no serán objeto de optimización en la planificación regional.
2. **Expansión de largo plazo:** Consiste en los proyectos de expansión incluidos en el Plan de expansión de la transmisión y en el Plan de expansión de la generación que resultan identificados o recomendados en el escenario de expansión base o de referencia.
3. Para modelar los proyectos contenidos en los planes de expansión nacionales, los OS/OM y las entidades planificadoras nacionales deben reportar la información descrita en las secciones 4.2 y 4.3.

## 4.7 Nomenclatura para la identificación de elementos en el SPGTR

Para definir la nomenclatura y códigos para identificar los elementos que conforman la base de datos del SPGTR, se respetará la siguiente estructura de nomenclatura:

1. **Nemotécnico identificador de centrales hidroeléctricas:** Las unidades o centrales hidroeléctricas deberán identificarse por medio del siguiente código de nomenclatura: **#-NombreAbrev-H**. Donde:
  - a. **#:** Es el número asignado como identificador del país al que pertenece la central, siendo: 1 Guatemala, 2 El Salvador, 3 Honduras, 4 Nicaragua, 5 Costa Rica y 6 Panamá.
  - b. **NombreAbrev:** Es una abreviación del nombre de la central o de una unidad generadora que puede tener una longitud de hasta 8 caracteres.



- c. **H:** Carácter que identifica a unidades o centrales hidroeléctricas.
2. **Nemotécnico identificador de estaciones hidrológicas:** Las estaciones hidrológicas del sistema deberán ser identificadas por medio del siguiente código de nomenclatura: **#-NombreAbrev**. Donde:
- a. **#:** Es el número asignado como identificador del país al que pertenece la estación hidrológica.
  - b. **NombreAbrev:** Es una abreviación del nombre de la estación que puede tener una longitud de hasta 10 caracteres.
3. **Nemotécnico identificador de centrales térmicas, renovables y sistemas de baterías:** Estos elementos deberán identificarse por medio del siguiente código de nomenclatura: **#-NombreAbrev-XX**. Donde:
- a. **#:** Es el número asignado como identificador del país al que pertenece la central.
  - b. **NombreAbrev:** Es una abreviación del nombre del elemento que puede tener una longitud de hasta 7 caracteres.
  - c. **XX:** Dos caracteres para identificar el tipo de tecnología a la que pertenece la central:
    - i. TG: Turbina de gas
    - ii. CC: Ciclo combinado
    - iii. MT: Motor de media velocidad
    - iv. TV: Turbina de vapor
    - v. GT: Geotérmica
    - vi. EO: Eólica
    - vii. SL: Solar fotovoltaico
    - viii. CS: Sistema de Concentración Solar
    - ix. BT: Sistemas de almacenamiento con baterías
4. **Nemotécnico identificador de las barras:** Las barras del sistema deberán ser identificadas con el número identificador del país, nombres abreviados, incluyendo al final la tensión de la barra, pudiendo tener una longitud de hasta 12 caracteres. Por ejemplo: una barra con tensión de 138 kV podría tener como nombre **#-NombreAbrev-138**.
5. **Código identificador de las centrales:** Las centrales o generadores deberán identificarse por medio de un código numérico de hasta 4 dígitos, siguiendo la convención que el primer dígito corresponde al código de identificación del país al que pertenece la central.



6. **Código identificador de estaciones hidrológicas:** Las estaciones hidrológicas deberán identificarse por medio de un código numérico de hasta 4 dígitos, siguiendo la convención que el primer dígito corresponde al código de identificación del país al que pertenece la estación hidrológica.
7. **Código identificador de las barras:** Las barras del sistema deberán identificarse por medio de un código numérico de hasta 5 dígitos, siguiendo la convención de que el primer dígito corresponde al código de identificación del país al que pertenece la barra.

**Nota:** Los códigos numéricos de centrales, estaciones o barras que hayan sido declaradas como “retiros” en el sistema no deberán utilizarse nuevamente para identificar a futuros elementos del mismo tipo debido a que causarían incongruencias en la base de datos.



## **5 Requerimientos de información para la Base de Datos Regional para Estudios Eléctricos**

La información de la red de transmisión en la Base de Datos Regional para la planificación se actualizará a partir de las bases de datos nacionales para estudios eléctricos, utilizando la información proporcionada por los agentes transmisores, generadores y los planes nacionales de expansión de generación y transmisión.

Los OS/OM enviarán las bases de datos al EOR, quién las integrará para conformar la "Base de Datos Regional para Estudios Eléctricos" que será utilizada en los siguientes procesos:

1. Desarrollo de los análisis eléctricos relacionados al Diagnóstico de mediano plazo establecido en el apartado 10.2.2 del Libro III del RMER.
2. Desarrollo de los análisis establecidos en el numeral 10.3.5.5 del Libro III del RMER.
3. Identificación de la Red de Transmisión Regional de acuerdo con lo establecido en el Capítulo 2 del Libro III del RMER.
4. Estudios técnicos que deber de realizar los agentes para las solicitudes de conexión a la RTR, conforme al Capítulo 4 del Libro III del RMER.

### **5.1 Responsabilidad en la Conformación de la Base de Datos para Estudios Eléctricos de Cada País**

De conformidad con lo que establece el RMER (Libro III, numeral 5.1.11.1), los OS/OM son responsables de organizar y mantener las bases de datos de los sistemas nacionales, con las características del sistema de transmisión, topología de la red de transmisión, características y parámetros de equipos asociados a la transmisión, características y parámetros de generadores, características, perfiles y proyecciones de la demanda nacional. Asimismo, establece que el EOR solicitará a los OS/OMS, la información que utilizará para desarrollar la Planificación de la Generación y la Transmisión Regional y en el caso que los OS/OMS no remitan lo solicitado, el EOR deberá requerirla de manera directa a las entidades nacionales correspondientes (Libro III, numeral 10.3.5.2). Las acciones para conformar y validar la información que solicita el EOR es coordinada por los miembros delegados en el Comité Técnico de Planificación de la Expansión de la Transmisión (CTPET), y en el comité técnico de planificación de la Generación (CTPEG). La Base de Datos conformada o sus actualizaciones serán enviadas al EOR a través del OS/OM nacional, el cual será responsable de validar la información que remita al EOR.





## 5.2 Aspectos Generales de la Base de Datos para Estudios Eléctricos

### 5.2.1 Años y Escenarios:

Según indique el EOR, deberán remitirse los archivos que con la modelación representativa de los escenarios y condiciones operativas correspondientes a un horizonte de diez (10) años, considerando lo siguiente:

1. **Escenarios de demanda regional:** demanda máxima, media y mínima. Los horarios de referencia que serán considerados para los tres escenarios de demanda regional son los siguientes:
  - a) Demanda máxima: de las 17:00 horas a las 21:59 horas.
  - b) Demanda media: de las 06:00 horas a las 16:59 horas.
  - c) Demanda mínima: de las 00:00 horas a las 05:59 horas y de las 22:00 a las 23:59.
2. **Condiciones estacionales:** verano (época seca) e invierno (época lluviosa). Respecto a la estacionalidad se entenderá lo siguiente:
  - a) Las condiciones de verano corresponden a la modelación de despachos que represente la condición más probable del mes de marzo de cada año.
  - b) Las condiciones de invierno corresponden a la modelación de despachos que represente la condición más probable del mes de septiembre de cada año.

### 5.2.2 Archivos

Deberán remitirse los siguientes archivos en formato PSSE versión 35.0 o en la versión que el EOR indique, para cada uno de los años, condiciones de demanda y estacionalidades que se indican a continuación:

1. Archivos \*.SAV o \*.RAW: 1 archivo por escenario de demanda y estación (3 escenarios de demanda, 2 escenarios condición estacional, 6 archivos por año).
2. Archivos \*.SEQ: 1 archivo por condición estacional (2 archivos por año).
3. Archivos \*.DYR: 1 archivo por condición estacional (2 archivos por año) incluyendo todos los archivos de modelos de usuario \*.DLL que el OS/OM disponga.
4. Archivos \*.SLD: al menos 1 archivo por condición estacional correspondiente al primer año del horizonte de la base de datos.

## 5.3 Contenido y Requerimientos de los Archivos de Red \*.SAV o \*.RAW

### 5.3.1 Contenido Validado con los Planes de Expansión

La información de los sistemas de transmisión y generación debe contener la modelación de los elementos de la red eléctrica existente, considerar sus modificaciones futuras y los elementos que forman parte de los planes nacionales de expansión de transmisión y



generación. Esta información debe haber sido revisada y validada por las entidades planificadoras correspondientes y el OS/OM del respectivo país.

### 5.3.2 Proyectos decididos de la Expansión del Sistema de Transmisión

Únicamente se incluirán como cambios en la red los proyectos decididos, es decir que esté decida su ejecución ya sea que estén aprobados por el regulador nacional, o sean desarrollos privados de los agentes nacionales.

### 5.3.3 Estructura normalizada del nombre de los archivos:

Los nombres de los archivos deben mantener la siguiente estructura: **PP\_DDD\_EEE\_AAAA**. Donde:

1. **PP:** Dos letras del país: **GU** para Guatemala, **ES** para El Salvador, **HO** para Honduras, **NI** para Nicaragua, **CR** para Costa Rica y **PA** para Panamá.
2. **DDD:** Condición de demanda representada en el caso: MAX, MED MIN.
3. **EEE:** Escenario estacional del caso: **VER** para verano, **INV** para invierno.
4. **AAAA:** Año al cual pertenece el caso.

**Nota:** Debe informarse los horarios típicos en que ocurre la demanda máxima, demanda media, y demanda mínima en el área de control particular. Esto es necesario para que el EOR pueda realizar una integración de los casos manteniendo congruencia en las condiciones de demanda y horarios en todos los sistemas.

### 5.3.4 Demanda nacional congruente con la proyección oficial

La demanda nacional modelada en cada caso .SAV debe ser congruente con la proyección oficial de demanda hecha por la entidad nacional que se encarga de dicha tarea.

### 5.3.5 Red limitada al área de control propia

Los casos remitidos al EOR por cada OS/OM, solamente deben contener la red propia del área de control hasta los nodos frontera que ya están definidos (aunque el nodo frontera pertenezca al área vecina).

### 5.3.6 Nodos frontera

Los tramos de las líneas de interconexión deben definirse entre el nodo frontera y la subestación de interconexión que pertenece a la red propia del área de control, sin incluir el tramo de la línea perteneciente al área de control vecina. Al solicitar información para actualizar la base de datos regional, el EOR indicará a los OS/OM los nodos frontera actualizados que deben incluirse en las bases de datos nacionales.

### 5.3.7 Balance Carga-Generación

Todas las áreas de control deben mantener el balance entre la demanda y la generación nacional, sin depender de intercambios de potencia con áreas de control vecinas.



### **5.3.8 Capacidad de líneas y transformadores**

1. La capacidad técnica igual al límite térmico continuo de líneas y transformadores deberá declararse en los RATES A y B de la base de datos.
2. El límite térmico de emergencia o temporal de líneas y transformadores deberá declararse en el RATE C de la base de datos.

### **5.3.9 Convergencia**

El OS/OM debe verificar que el flujo de carga de cada archivo \*.SAV o \*.RAW cumpla con lo siguiente:

1. Converger con un error máximo (mismatch máximo) de 0.5 MVA;
2. El área de control particular debe estar en balance carga-generación sin depender de intercambios de potencia con áreas de control vecinas;
3. Corregir previamente las violaciones de voltaje, en caso de que las acciones aplicables y la disponibilidad de potencia reactiva lo permitan.
4. Verificar que ningún generador se encuentre despachado fuera de sus límites técnicos tanto en potencia activa como en potencia reactiva.

### **5.3.10 Contenido depurado**

El OS/OM debe depurar el contenido de la base de datos para estudios eléctricos, teniendo especial cuidado en los siguientes aspectos:

1. Eliminar de la base de datos todos aquellos generadores que salen de servicio de manera definitiva.
2. Cuando una línea de transmisión es seccionada en tramos al conectar una nueva subestación, la línea de transmisión original debe eliminarse de la BD, no debe quedar con estatus fuera de servicio en la base de datos.
3. No incluir elementos que pertenecen a proyectos futuros en escenarios que no corresponde su inclusión.
4. La base de datos no deberá contener generadores o cargas ficticias que sean utilizados para modelar intercambios de potencia con áreas de control vecinas.

### **5.3.11 Asignación exclusiva de números de identificación de nodos**

Debe mantenerse la coherencia de la base de datos mediante el cumplimiento de lo siguiente:

1. No se debe reasignarse números de identificación de nodos entre escenarios estacionales.
2. Si una subestación es retirada de la base de datos, no debe reutilizar los números de identificación de nodos que estaban asociados a dicha subestación.
3. Para cada nodo debe mantenerse el mismo número de identificación de en todos los escenarios estacionales de la Base de Datos.
4. No deben usarse los números de identificación de los nodos frontera para identificar nodos de las redes internas de los países.



### 5.3.12 Congruencia de red y parámetros entre escenarios

Previo al envío de la Base de Datos al EOR deberá verificarse lo siguiente:

1. No debe existir diferencias en la topología de la red de transmisión entre los casos de demanda máxima, media y mínima pertenecientes a un mismo escenario estacional.
2. Los parámetros de los elementos de transmisión deben mantenerse sin cambio en todos los escenarios, a menos que esté programada una intervención en el elemento de transmisión (sustitución del equipo o repotenciación de líneas de transmisión).

## 5.4 Requerimientos de los Archivos de Secuencia \*.seq

1. **Modelación completa:** Deben estar modelados los parámetros de secuencia positiva, negativa y cero de todos los elementos de transmisión y generadores contenidos en los casos .SAV.
2. **Validación de archivos \*.seq:** Los archivos de parámetros de secuencia deben ser leídos correctamente sin arrojar mensaje de error. Todos los archivos \*.seq deben haber sido revisados y validados por el OS/OM previo al envío de la base de datos nacional al EOR.

Al remitir al EOR las bases de datos para estudios eléctricos del modelo PSS/E los OS/OM deberán adjuntar el reporte de verificación de archivos de secuencia

## 5.5 Requerimientos de los archivos de modelos dinámicos \*.dyr:

1. **Modelación completa:** modelarlos archivos \*.Dyr deberán contener la modelación completa de todos los generadores, sistemas de excitación, estabilizadores de potencia, gobernadores y demás sistemas de control de las centrales de generación de energía representadas en los casos .SAV. Así como también, debe incluirse la modelación de los sistemas de control de los equipos que funcionan a base de electrónica de potencia (por ejemplo, sistemas FACTS) y sistemas de almacenamiento de energía eléctrica por baterías.
2. **Inclusión de los EDACBF y EDACBV:** El OS/OM debe incluir en los archivos \*.dyr los modelos dinámicos de los esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia y por bajo voltaje que estén implementados en su área de control.
3. **Validación de archivos \*.dyr:** Antes de remitir la base de datos, el OS/OM debe haber comprobado que al inicializar las simulaciones dinámicas de su sistema, en forma aislada y sin aplicar fallas, se obtengan condiciones iniciales correctas mostrándose el sistema estable. Adicionalmente, el OS/OM debe verificar lo siguiente:
  - a) No deben de reportarse incongruencias en los parámetros declarados en los archivos de red \*.SAV y en los modelos dinámicos \*.Dyr (por ejemplo, el valor de Zsource).
  - b) No deben reportarse generadores ni controles inicializados fuera de sus límites técnicos.



- c) Los valores de los parámetros y constantes utilizados en los modelos dinámicos de los controles de los generadores se ajusten a los rangos y relaciones recomendados por el PSSE.

Al remitir al EOR las bases de datos para estudios eléctricos en el modelo PSS/E los OS/OM deberán adjuntar el reporte de verificación de las simulaciones dinámicas.

## **5.6 Información complementaria**

### **5.6.1 Información del Orden de Mérito del Despacho de Generación**

Como parte de la información necesaria para realizar estudios eléctricos, deberá remitirse al EOR un (1) archivo por condición estacional (2 archivos por año) con la información del orden de mérito del despacho de generación que se debe seguirse en la modificación de las condiciones de despacho para crear casos con diversas condiciones de intercambio de las áreas de control. La información del orden de mérito deberá reportarse en el formato **F2: Orden de Mérito de Despacho** que será proporcionado por el EOR.



## **6 Homologación de la información de la Base de Datos del modelo SPGTR y del modelo para Estudios Eléctricos**

El contenido de la Base de Datos del modelo SPGTR y de la Base de datos para estudios eléctricos deberán estar homologadas con respecto al sistema de generación, la red de transmisión y la demanda. Este requisito es necesario para que exista congruencia en los flujos de carga resultantes en los elementos de transmisión y despachos de generación producto de las simulaciones que se realicen con ambos modelos computacionales. A continuación, se indican los criterios de homologación.

### **6.1 Red de Referencia para modelos SPGTR y de Estudios Eléctricos**

1. Las bases de datos del SPGTR deberá incluir la red de transmisión de cada país.
2. La red de referencia para el modelo SPGTR debe ser la contenida en la base de datos del modelo de estudios eléctricos.
3. La red de transmisión deberá incluir los proyectos de transmisión contenidos en el Plan de Expansión de Transmisión de cada país.
4. La red de transmisión modelada en las bases de datos deberá ser congruente considerando lo siguiente:
  - a) Los códigos de identificación de los nodos (barras) manteniendo la convención del identificador de país.
  - b) Los identificadores de los elementos de transmisión.
  - c) Los parámetros eléctricos de nodos (barras), líneas, y transformadores.
  - d) El año de entrada en operación de cada nuevo elemento.

### **6.2 Generación de Referencia para modelos SPGTR y de Estudios Eléctricos**

1. La base de datos del modelo de estudios eléctricos deberán incluir las centrales o unidades generadoras existentes, las centrales o unidades generadoras a ser integradas en el futuro de acuerdo con el plan de expansión de la generación de cada país.
2. La generación de referencia para el modelo de estudios eléctricos debe ser la contenida en la base de datos del SPGTR.
3. La generación modelada en las bases de datos deberá ser congruente considerando lo siguiente:
  - a. Los identificadores de los elementos de generación.
  - b. El año de entrada en operación de nueva cada central o nueva unidad generadora y sus características técnicas.
4. Los despachos de la generación de cada escenario de la base de datos para estudios eléctricos deben ser congruentes con los despachos de generación de la siguiente





manera (conservando correspondencia de los meses típicos estacionales de marzo para época seca y septiembre para época húmeda):

- a) Despacho de demanda máxima coincidiendo con el despacho de generación del bloque 1, que representa demanda máxima nacional en el modelo SPGTR.
- b) Despacho de demanda media coincidiendo con el despacho de generación del bloque que represente demanda media nacional en el modelo SPGTR.
- c) Despacho de demanda mínima coincidiendo con el despacho de generación del bloque que represente la demanda mínima nacional en el modelo SPGTR.
- d) El despacho de la generación que se debe considerar en todos los casos referidos debe ser consistente con el despacho óptimo obtenido de la ejecución del modelo SPGTR con red de transmisión de acuerdo con la práctica que se sigue a nivel nacional.

### **6.3 Homologación de las Demandas**

1. La demanda total de cada escenario de la base de datos para estudios eléctricos debe ser congruente con un bloque de demanda específico de la base de datos del SPGTR y en correspondencia con los meses típicos estacionales de marzo para época seca y septiembre para época húmeda):
  - a) Demanda máxima coincidiendo con la demanda nacional del bloque 1, que representa demanda máxima en el modelo SPGTR.
  - b) Demanda media coincidiendo con la demanda del bloque que represente demanda media nacional en el modelo SPGTR.
  - c) Demanda mínima coincidiendo con la demanda del bloque que represente la demanda mínima nacional en el modelo SPGTR.
2. Para cada caso de la base de datos para estudios eléctricos, la demanda o carga en cada nodo debe ser equivalente a la correspondiente barra en la base de datos del modelo SPGTR. Debe tenerse presente que las demandas (cargas) pueden estar representadas (conectadas) en el nodo de alta tensión (si es que en la modelación fueron obviados los transformadores de distribución).



## 7 Procedimientos de intercambio de información para la conformación y actualización de la Base de Datos

En este apartado se definen los procedimientos para el intercambio de información con los OS/OM, planificadores nacionales y los agentes del mercado, especificando el tipo de datos, formato y plazos en que deberá suministrarse la información para los estudios de planificación regional de mediano y largo plazo que desarrolla el EOR.

### 7.1 Coordinación

El EOR coordinará la actualización y conformación de las bases de datos para los procesos de planificación con los Grupos de Trabajo en apoyo al EOR denominados *Comité Técnico de Planificación de la Expansión de la Generación (CTPEG)* y del *Comité Técnico de Planificación de la Expansión de la Transmisión (CTPET)*, integrados por delegados de los OS/OM y de las entidades planificadoras nacionales, de la siguiente manera:

1. El EOR coordinará la actualización y conformación de las bases de datos para estudios energéticos y simulación operativa del Mercado Eléctrico Regional con el Comité Técnico de Planificación de la Expansión de la Generación (CTPEG).
2. A nivel nacional, la conformación y actualización de las bases de datos para estudios energéticos, simulación del mercado eléctrico y bases de datos para estudios eléctricos estarán a cargo de los representantes del país en el Comité Técnico de Planificación de la Expansión de la Generación (CTPEG) y el Comité Técnico de Planificación de la Expansión de la Transmisión (CTPET). Estos comités deberán trabajar de manera coordinada, siendo responsabilidad del OS/OM la revisión y actualización de la información al EOR.
3. Los modelos, parámetros eléctricos y equipos de control de los generadores incluidos en el plan de expansión nacional deben ser representados por los OS/OM de acuerdo con las mejores prácticas de cada país.
4. La información proporcionada por los agentes de mercado será enviada al EOR a través de su OS/OM, quién la verificará y validará previamente a ser incorporada en la base de datos nacional.
5. Cada OS/OM estará obligado, como mínimo, a actualizar una vez al año la información para la Base de Datos Regional o cuando exista un cambio significativo en la configuración de su sistema.
6. Los OS/OM y los agentes del mercado serán responsables de la información suministrada al EOR (RMER, Libro I, 2.4.6).



## 7.2 Procedimiento

1. El EOR solicitará a los OS/OM cada año, en el mes de septiembre la actualización de las bases de datos con la información necesaria para los modelos de planificación de la expansión de la transmisión y la generación regional, incluyendo toda la información complementaria que se requiera. Dicha información será solicitada para un horizonte de al menos 15 años, siendo el EOR el responsable de especificar los formatos en los cuales el OS/OM y planificadores nacionales deberán remitir dicha información. La solicitud se hará por medio de los canales oficiales.
2. Los OS/OM serán los encargados, en cada país, de coordinar con las entidades nacionales responsables de la planificación de la generación y la transmisión la conformación de las bases de datos para estudios eléctricos, las actualizaciones para la Base de Datos del modelo SPGTR y resto de información necesaria para la planificación, a fin de garantizar la homologación, coherencia y congruencia de toda la información que será suministrada por ellos al EOR.
3. Los OS/OM se encargarán de recibir y validar la información proveniente de los agentes, y de las entidades encargadas de la planificación de la generación y la transmisión nacional, previamente a que dicha información sea integrada a la base de datos nacional.



## **8 Procedimiento de revisión y objeciones a la información suministrada al EOR**

En atención a lo indicado en el numeral 2.4.6 del Libro I del RMER, se define el siguiente procedimiento de revisión y objeciones de la información suministrada al EOR con destino a la Base de Datos Regional.

1. El EOR revisará las bases de datos e información complementaria de cada país, remitidas por los respectivos OS/OM. El plazo para finalizar la revisión será de 15 días hábiles posteriores a la recepción de la información de parte de los OS/OM.
2. En caso de que, durante el proceso de revisión, el EOR encuentre inconsistencias, errores o incongruencias en la información recibida, el EOR requerirá al OS/OM correspondiente hacer los ajustes necesarios o brindar las explicaciones suficientes para aclarar las inconsistencias encontradas.
3. El OS/OM en coordinación con la Entidad Planificadora nacional correspondiente realizarán las correcciones y ajustes a la información en coordinación con los representantes nacionales al Comité Técnico de Planificación de la Transmisión (CTPET) y el Comité Técnico de Planificación de la Generación (CTPEG) y remitirla corregida **a más tardar 3 días hábiles** después de haber recibido la solicitud de ajuste de parte del EOR.
4. En el caso de no tener respuesta en el plazo indicado para las correcciones y ajustes requeridos, el EOR basado en las mejores prácticas de ingeniería, podrá asumir la información bajo sustentos adecuados para completar y dar coherencia a la información recibida, sin que esto signifique responsabilidad para el EOR.