

ANEXO A
Resolución AN No. 10803 –Elec
de 23 de diciembre de 2016

42

(MOM.1.5) Herramienta para la planificación. La herramienta utilizada para la planificación de la operación será un modelo que calcule la política operativa estocástica de mínimo costo de un sistema predominantemente hidrotérmico, tomando en cuenta:

- a) Descripción operativa de las plantas hidroeléctricas (capacidad, balance hídrico, límites de turbinamiento y almacenamiento, volúmenes de seguridad, vertimiento, evaporación, filtración y restricciones aguas abajo).
- b) Descripción de las plantas térmicas (capacidad máxima y mínima, "unit commitment", restricciones de generación por grupo, curvas de costo, mantenimiento, consumo de combustible, con uno o más combustibles, consumos auxiliares).
- c) Proyección de los precios de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica.
- d) Descripción de otro tipo de planta y ofertas de autogeneradores, cogeneradores e interconexiones internacionales, con todos los parámetros, variables y características que describan las mismas y que sirvan para su representación.
- e) Aspectos de incertidumbre hidrológica: El modelo permitirá utilizar un modelo estocástico de caudales que represente las características hidrológicas del sistema (estacionalidad, dependencia temporal y espacial de los caudales, sequías, etc.), o unas secuencias históricas, de caudales, o secuencias hidrológicas específicas para condiciones particulares.
- f) Descripción del sistema de transmisión: que tengan en cuenta, entre otras cosas, topología, límites de flujo de potencia en cada circuito, pérdidas, restricciones de seguridad, límites de exportación e importación por área eléctrica.
- g) La proyección de la demanda por bloque y por barra del sistema a lo largo de las etapas del horizonte de la planificación.
- h) Descripción operativa de las plantas eólicas que incluyan como mínimo la capacidad, curva de potencia (velocidad del viento vs potencia generada), representatividad de la estacionalidad de los vientos, así como otros parámetros, variables y características que describan la misma y que sirvan para su representación.
- i) Descripción operativa de las centrales solares o centrales solares con tecnología fotovoltaica (cantidad de paneles, eficiencia de cada panel solar, eficiencia de la planta) sin limitarse a la siguiente información: la capacidad, curva de potencia (irradiación solar vs potencia generada), condiciones de operación y otros parámetros, variables y características que describan la misma y sirvan para su representación, nodo en donde se vinculará a la red. Proporcionar las coordenadas geográficas de la ubicación de la central de generación.

(MDP.2.18) El CND calculará la potencia firme de largo plazo de cada central hidroeléctrica, eólica y fotovoltaica con los modelos y metodologías que a continuación se definen.

(MDP.2.19) La potencia firme de largo plazo de una central hidroeléctrica, eólica o fotovoltaica se define como aquella potencia cuya entrega puede ser garantizada por la central durante el periodo de máximo requerimiento del sistema, correspondiente a las horas de demanda máxima diaria, con una

probabilidad de excedencia de 95%, dado el régimen hidrológico, de viento o de radiación solar de la central.

(MDP.2.23) En el caso de una central fotovoltaica, la potencia firme de largo plazo se calcula utilizando un modelo de simulación que reproduce la operación de la misma en un periodo meteorológico de un mínimo de 20 años. La estimación de dicha potencia se basará en las curvas de duración horaria de las potencias, la cual corresponderá al 95% de probabilidad de ocurrencia.

El valor calculado de la potencia firme de largo plazo de la central fotovoltaica será revisado para que este valor refleje las condiciones inherentes a la operación real de las unidades, la forma de cómo afectará dicho valor será establecida en la correspondiente Metodología de Detalle.

Los Agentes Productores Fotovoltaicos deberán realizar un estudio para cubrir un registro de la radiación solar a largo plazo, para un horizonte histórico de por lo menos 20 años, utilizando los datos reales de por lo menos los cinco años más recientes de medición climatológicas tomados del lugar del proyecto que influyen en el comportamiento de la radiación solar. Para lo cual utilizará modelos estadísticos aplicados a información meteorológica cuyos resultados deberán incluir las características del recurso solar disponible, tales como: latitud y longitud del instrumento de medición, horas luz o brillo solar, densidad de nubes, temperatura del aire, porcentaje de humedad, orientación e inclinación (seguidor) por mencionar algunos a considerar. Esta Base de datos deberá ser entregada a la Dirección de Hidrometeorología de ETESA para su validación y posteriormente entregada al CND.

(NII.1.4) Para que el CND preste debidamente el servicio de operación integrada a través de la **UTR** más cercana existente en la subestación, los agentes Generadores, Generadores Renovables No Convencionales, Autogeneradores, Cogeneradores sujetos a despacho, deben contar con los medios adecuados para llevar a cabo el control, supervisión y suministrar todos los parámetros relacionados, tales como:

1. Control

- Operación Automática o AGC del sistema SCADA, cumpliendo con lo indicado en el artículo MOM.1.29 y MOM.1.30.
- Operación Esclavo, en el que se define un punto de operación deseado a la central de generación desde el sistema SCADA, para las centrales hidroeléctricas que no operen bajo AGC para la regulación secundaria. Esto aplicará siempre y cuando la Planta posea los equipos para tal operación.
- Control Conjunto (subir y bajar carga en MW/minuto) de las unidades generadoras que lo posean.

2. Información de Estatus

- Estatus de posición de cada una de las compuertas de los embalses, y en la descarga según sea el caso.
- Estatus de los interruptores del lado de alta y baja de los transformadores.
- Estatus de los interruptores de las subestaciones de conexión de las centrales de generación y/o recerradores en los puntos de conexión a una línea existente.
- Estatus de los interruptores asociados a las unidades de generación.

- Estatus de los conmutadores “Local – Remoto” de las unidades de generación habilitadas para participar en el Control Automático de Generación.
3. Medición de tiempo real
- Potencia activa (MW) y reactiva (MVAR), para cada unidad.
 - Medición de voltaje de fase a fase preferiblemente o fase a neutro en su defecto, y frecuencia de cada uno de los Generadores de la Planta de Generación.
 - Mediciones de voltaje en el lado de alta del transformador.
 - Alarmas generales, condiciones críticas y no críticas de los transformadores y subestaciones.
 - Contadores de Energía entrando y saliendo de la planta: MWh, MVARh.
4. Mediciones de tiempo real adicionales para centrales hidroeléctricas:
- Mediciones de niveles de embalse, desarenador, tanque de presión o cámara de carga, en metros sobre el nivel del mar (msnm), en los casos en los que la central cuenta con una regulación horaria.
 - Mediciones de niveles, nivel de descarga, nivel canal de conducción y cota de descarga (aguas abajo) en metros sobre el nivel del mar (msnm).
 - Mediciones de flujo canal conducción (m³/s) y flujo turbinado por unidad (m³/s).

En los casos en los que no se cuente con dichas mediciones el Agente debe proporcionar las ecuaciones de cálculo de dichos parámetros con el informe de validación.

5. Mediciones de tiempo real adicionales para las centrales basadas en Energías Renovables No Convencionales:

Además de los puntos que anteceden y les apliquen, deben enviar la medición en tiempo real de la lectura de su recurso primario (de acuerdo a su tecnología: la irradiación solar, la temperatura, la velocidad del viento y otros).

La medición de las señales en tiempo real deberá ser por unidad o en casos especiales por grupo de unidades dependiendo de la necesidad para la operación de tiempo real, planificación y/o programación de esta central, para lo cual el CND deberá dar su aval.

(NII.3.8) Dentro de los plazos establecidos para el envío de los datos para la Programación Semestral, los Generadores para cada mes del semestre deben informar al **CND** lo siguiente:

- Costo variable aplicable al despacho (\$/MWh), correspondiente a la suma de costos variables de combustibles, costos variables de Operación y Mantenimiento pudiendo discriminar para distintos escalones de carga. Para las máquinas térmicas de iguales características técnicas y dentro de una misma central se debe definir el costo variable representativo.
- La disponibilidad de las unidades generadoras.

- Las centrales hidráulicas deben suministrar sus pronósticos de aportes, las normas de operación de embalses, compromisos aguas abajo.
- Las centrales basadas en Energías Renovables No Convencionales deben suministrar los pronósticos de generación y de su recurso primario según sea el caso.
- Otras restricciones que afecten el despacho

(NII.3.9) Dentro de los plazos establecidos para el envío de los datos para la programación semanal los Generadores deben informar al **CND** para cada una de sus máquinas y/o centrales:

- Requisitos de mantenimiento.
- Potencia disponible.
- Restricciones en la capacidad de generación.
- Para las centrales térmicas, disponibilidad de combustibles ya sea en tanques o bien a través de garantías de suministro por parte del proveedor. También, debe informar cualquier restricción o limitante en el suministro de combustible de existir.
- Para las centrales hidráulicas el nivel de los embalses, pronósticos de aportes y restricciones aguas abajo.
- Costo variable aplicable al despacho (\$/MWh), correspondiente a la suma de costos variables de combustibles, costos variables de Operación y Mantenimiento pudiendo discriminar para distintos escalones de carga. Para las máquinas térmicas de iguales características técnicas y dentro de una misma central se debe definir el costo variable representativo.
- Las centrales basadas en Energías Renovable No Convencionales deben suministrar los pronósticos de generación y de su recurso primario según sea el caso.

(NES.3.5) En el caso de generadores fotovoltaicos, se deberá proporcionar la siguiente información:

- a) Datos de Identificación del Proyecto
 - i. Nombre de la planta.
 - ii. Tipo de tecnología.
 - iii. Capacidad instalada (MW).
 - iv. Energía promedio anual (GWh/año).
 - v. Fecha de entrada en operación (mes, año).
 - vi. Cronograma de ejecución del proyecto.

- b) Datos de Topología
 - i. Localización del proyecto.
 - ii. Emplazamiento en un mapa escala 1:50,000

iii. Implantación de los paneles solares en un mapa escala 1:20,000

c) Base Histórica de Recurso

- i. Variación de la radiación promedio mensual (kWh/m^2) del sitio de emplazamiento de la Central Solar. La base histórica deberá contener como mínimo un año de información.
- ii. Variación de la radiación promedio diaria (kWh/m^2) del sitio de emplazamiento de la Central Solar. Se deberá tomar en consideración días para diferentes periodos estacionales durante el año.
- iii. Temperatura ambiente en condición de operación normal ($^{\circ}\text{C}$).
- iv. Temperatura de los módulos en condiciones de operación normal ($^{\circ}\text{C}$).

d) Características Operacionales

- i. Días de mantenimiento al año. Se debe especificar la forma en la que se programará el mantenimiento preventivo.
- ii. Costo variable anual de operación y mantenimiento (USD/MWh).
- iii. Costo fijo anual de operación y mantenimiento (USD/kW).
- iv. Vida útil (años).
- v. Indicar si la central cuenta con periodo de autonomía. En caso de contar con ello, indicar el tiempo de autonomía considerado.
- vi. Angulo de inclinación en el cual estarán instalados los paneles solares fotovoltaicos (en caso de estar fijos), y su rango de ángulos de inclinación para el caso de que sean instalados con algún sistema de control eléctrico seguidor solar.

e) Información de los Paneles Solares

- i. Número de paneles solares a instalar.
- ii. Potencia por unidad (Wp).
- iii. Tipo de tecnología de los paneles solares.
- iv. Potencia máxima alcanzable por módulo solar (Wp).
- v. Eficiencia de cada módulo solar y de la central completa (%).
- vi. Vida útil de los módulos fotovoltaicos (años).

f) Otros Datos

- i. Costo de Inversión por MW instalado ($\text{MM}\$/\text{MW}$).
- ii. Costo de inversión total ($\text{MM}\$$) y programa de desembolso.

(NES.4.6) En adición a lo indicado en este Capítulo, en el caso de generadores fotovoltaicos deberán proporcionar la siguiente información: Localización de la central generadora en un mapa escala 1:50,000.

a) Subestación o línea de transmisión existente más cercana a la central propuesta.

b) Características eléctricas de los módulos fotovoltaicos:

- i. Número de módulos solares a instalar.

- ii. Voltaje en terminales de los módulos (kV).
 - iii. Capacidad nominal (MVA).
 - iv. Capacidad nominal (W).
 - v. Capacidad mínima permisible (W).
 - vi. Curva característica de los módulos solares a instalarse (I Vs V). Considerar las variaciones de temperatura ($^{\circ}\text{C}$) y nivel de irradiación (kW/m^2) del sitio de emplazamiento de la Central Solar.
 - vii. Corriente de cortocircuito (I_{sc}).
 - viii. Tensión de circuito abierto (V_{oc}).
 - ix. Tensión de máxima potencia (V_{max}).
 - x. Corriente de máxima potencia (I_{max}).
 - xi. Coeficiente de temperatura ($V/^{\circ}\text{C}$).
 - xii. Diagramas del modelo de los paneles fotovoltaicos y diagrama de control asociado, que permitan su representación. Incluir modelos de inversores, controles eléctricos, características I-P de los paneles, perfil de irradiación de diseño y cualquier otro modelo que aplique.
- c) Característica de la subestación elevadora:
- i. Diagrama unifilar con su respectiva nomenclatura propuesta según el Reglamento de Operación (Tomo I, Capítulo IV) donde se muestre el arreglo de las barras de la subestación elevadora, además de mostrar las provisiones para posibles expansiones a la central generadora.
 - ii. Diagrama de planta, que muestre la disposición de los diferentes equipos dentro del área de la subestación.
 - iii. Indicar si la subestación elevadora contará con compensación reactiva instalada. Indicar capacidad instalada de compensación reactiva (Mvar) y el arreglo de bancos o elemento compensador a instalarse.
- d) Características de los transformadores elevadores, los datos deben incluir los siguientes parámetros:
- i. Capacidad nominal y máxima (MVA).
 - ii. Voltajes de operación (kV) y derivaciones (taps) en kV o p.u.
 - iii. Tipo de conexión de los transformadores.
 - iv. Impedancia de secuencia positiva y cero (%) sobre la base de la capacidad del transformador ó 100 MVA base. Indicar explícitamente sobre cual base se han tomado en cuenta.
 - v. Pérdidas en vacío y a plena carga.
- e) Características de los interruptores de potencia, incluyendo capacidades nominales, capacidades interruptivas, y tiempos de apertura y recierre. Incluir todos los interruptores que se instalen, para los diferentes niveles de tensión.

- f) Características eléctricas de las líneas de conexión de la central de generación:
- i. Longitud de la línea (km).
 - ii. Máxima cargabilidad de la línea en estado normal y de emergencia (MVA o Amperios).
 - iii. Especificar si la línea será de circuito sencillo o doble circuito, conductor simple o tipo "bundle". Especificar configuración espacial y arreglo de conductores en las torres, si la línea es subterránea especificar igualmente configuración.
 - iv. Tipo y tamaño de los conductores e hilo de guarda para las líneas aéreas; tipo y tamaño de los cables, aislamiento y cubierta o protección externa si es subterránea.
 - v. Impedancias de secuencia positiva, cero y mutua (Ω/km y p.u. sobre la base de 100 MVA).
 - vi. Especificar si el desarrollo del sistema de transmisión asociado a las centrales se verificará en forma gradual, de ser así especificar las fechas de entrada de las etapas del desarrollo.

(NIS.2.4) La Solicitud de Acceso presentada a **ETESA**; deberá ser acompañada de:

1. La información indicada en el Capítulo III de las Normas para la Expansión del Sistema, actualizadas como se indica en el Artículo (NES.2.3). ETESA podrá solicitar la información complementaria de carácter técnico que sea necesaria para una mejor incorporación de la nueva instalación al **SIN**.
2. Los Estudios requeridos que permitan verificar la viabilidad técnica de la Solicitud de Acceso y que demuestren que no se afecta de manera adversa al Sistema de Transmisión y que el mismo operará dentro de las Normas de Calidad de Servicio establecidas en el Reglamento de Transmisión. Los Estudios requeridos son:
 - a. Estudios de Flujos de Carga
 - b. Estudios de Corto Circuito
 - c. Estudios de Estabilidad Transitoria
3. En el caso de un generador, autogenerador o cogenerador con una capacidad instalada igual o mayor de 10.0 MW, que se conecte a la red de transmisión a través de otro usuario del Sistema de Transmisión, deberá solicitar el acceso al Sistema de Transmisión, acompañando su solicitud con la información indicada en los numerales 1) y 2) anteriores, además de suministrar copia del contrato de acceso con dicho usuario.
4. En el caso de un generador, autogenerador o cogenerador con una capacidad instalada menor de 10.0 MW, que se conecte a la red de transmisión a través de otro usuario del Sistema de Transmisión, deberá solicitar el acceso al Sistema de Transmisión, acompañando su solicitud con la información indicada en el numeral 1), además de suministrar copia del contrato de acceso con dicho usuario y el estudio de interconexión.
5. En adición a lo indicado en el punto 2, los generadores eólicos y solares presentarán las certificaciones y análisis de los laboratorios en fábrica o laboratorios reconocidos donde indiquen que los equipos a instalar cumplen con los estándares de calidad de energía establecidos en los Códigos de Redes vigentes, y que permitan verificar la viabilidad técnica de la Solicitud de Acceso. Los generadores eólicos y solares deberán cumplir con sus respectivos Código de

42

- f) Características eléctricas de las líneas de conexión de la central de generación:
- i. Longitud de la línea (km).
 - ii. Máxima cargabilidad de la línea en estado normal y de emergencia (MVA o Amperios).
 - iii. Especificar si la línea será de circuito sencillo o doble circuito, conductor simple o tipo "bundle". Especificar configuración espacial y arreglo de conductores en las torres, si la línea es subterránea especificar igualmente configuración.
 - iv. Tipo y tamaño de los conductores e hilo de guarda para las líneas aéreas; tipo y tamaño de los cables, aislamiento y cubierta o protección externa si es subterránea.
 - v. Impedancias de secuencia positiva, cero y mutua (Ω/km y p.u. sobre la base de 100 MVA).
 - vi. Especificar si el desarrollo del sistema de transmisión asociado a las centrales se verificará en forma gradual, de ser así especificar las fechas de entrada de las etapas del desarrollo.

(NIS.2.4) La Solicitud de Acceso presentada a **ETESA**; deberá ser acompañada de:

1. La información indicada en el Capítulo III de las Normas para la Expansión del Sistema, actualizadas como se indica en el Artículo (NES.2.3). ETESA podrá solicitar la información complementaria de carácter técnico que sea necesaria para una mejor incorporación de la nueva instalación al **SIN**.
2. Los Estudios requeridos que permitan verificar la viabilidad técnica de la Solicitud de Acceso y que demuestren que no se afecta de manera adversa al Sistema de Transmisión y que el mismo operará dentro de las Normas de Calidad de Servicio establecidas en el Reglamento de Transmisión. Los Estudios requeridos son:
 - a. Estudios de Flujos de Carga
 - b. Estudios de Corto Circuito
 - c. Estudios de Estabilidad Transitoria
3. En el caso de un generador, autogenerador o cogenerador con una capacidad instalada igual o mayor de 10.0 MW, que se conecte a la red de transmisión a través de otro usuario del Sistema de Transmisión, deberá solicitar el acceso al Sistema de Transmisión, acompañando su solicitud con la información indicada en los numerales 1) y 2) anteriores, además de suministrar copia del contrato de acceso con dicho usuario.
4. En el caso de un generador, autogenerador o cogenerador con una capacidad instalada menor de 10.0 MW, que se conecte a la red de transmisión a través de otro usuario del Sistema de Transmisión, deberá solicitar el acceso al Sistema de Transmisión, acompañando su solicitud con la información indicada en el numeral 1), además de suministrar copia del contrato de acceso con dicho usuario y el estudio de interconexión.
5. En adición a lo indicado en el punto 2, los generadores eólicos y solares presentarán las certificaciones y análisis de los laboratorios en fábrica o laboratorios reconocidos donde indiquen que los equipos a instalar cumplen con los estándares de calidad de energía establecidos en los Códigos de Redes vigentes, y que permitan verificar la viabilidad técnica de la Solicitud de Acceso. Los generadores eólicos y solares deberán cumplir con sus respectivos Código de

42

Redes vigentes, en donde se describen los requerimientos técnicos, operativos y de calidad para conectarse al Sistema Interconectado Nacional.

6. La información a suministrar deberá ser compatible con la herramienta tecnológica utilizada por ETESA. Estos estudios deberán demostrar que no se afecta de manera adversa al Sistema de Transmisión

(NIS.4.2) Para efectos de la autorización para el funcionamiento operativo de la conexión por parte del CND, definido en el artículo 50 del Reglamento de Transmisión, se debe cumplir con la siguiente información en detalle:

1. Prueba de campo de los equipos instalados.
2. Aprobación del SMEC.
3. Pruebas a los medios de supervisión y suministro de parámetros para el debido control desde el CND.
4. Prueba de coordinación de protecciones.
5. Prueba de los equipos de comunicaciones.
6. Manual Operativo de los equipos, según sea el caso.
7. Contrato de acceso, según corresponda, de acuerdo con el Reglamento de Transmisión.
8. En adición a lo indicado en el punto 1, los generadores eólicos y solares presentarán los Estudios de Calidad de Energía para el Análisis de Armónicos.