



NORMA TÉCNICA DE COORDINACIÓN Y OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN¹

Marzo de 2021

Santiago de Chile

¹ Para efectos de la elaboración de la Norma Técnica de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, los temas correspondientes Programación de la Operación se han dividido en dos grupos: Grupo 1, que abarca los temas tratados en el presente documento, y Grupo 2, que comprende los temas relativos al procedimiento de Programación de la Operación; modelación de recursos térmicos; modelación del Sistema de Transmisión; programación de sistemas de almacenamiento de energía y centrales con capacidad de regulación; y valorización de energía embalsada y convenios de riego.

El desarrollo normativo de los temas correspondientes al Grupo 2 y su respectiva consulta pública se realizará próximamente.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1: DISPOSICIONES GENERALES	3
Título 1-1 Abreviaturas, definiciones, anexos técnicos y plazos.....	4
Título 1-2 Funciones, atribuciones y obligaciones	10
CAPÍTULO 2: PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN	11
Título 2-1 Aspectos generales	12
Título 2-2 Información de centrales hidroeléctricas.....	13
Título 2-3 Proyección de caudales afluentes	18
Título 2-4 Pronóstico de Generación de los Coordinados	20
Título 2-5 Pronóstico Centralizado de Generación y de Energía Afluyente.....	26
Título 2-6 Proyección de Demanda y Proyección Centralizada de Demanda.....	30
Título 2-7 Programación de los Mantenimientos Preventivos Mayores	34
Título 2-8 Programación de Solicitudes de Trabajo de Curso Normal	35
CAPÍTULO 3: DISPOSICIONES TRANSITORIAS	36
Título 3-1 Disposiciones Transitorias Programación de la Operación	37

CAPÍTULO 1: DISPOSICIONES GENERALES

TÍTULO 1-1 ABREVIATURAS, DEFINICIONES, ANEXOS TÉCNICOS Y PLAZOS

Artículo 1-1 Abreviaturas

Sin perjuicio de las definiciones que establece la Ley, la reglamentación aplicable y, en general, la normativa vigente, para efectos de la presente Norma Técnica, las siguientes abreviaturas tendrán el significado que a continuación se indica:

1. **Anexo o AT:** Anexo Técnico
2. **Comisión o CNE:** Comisión Nacional de Energía.
3. **Coordinador:** Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional.
4. **Ley o Ley General de Servicios Eléctricos:** D.F.L. N°4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N°1, de 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, y sus modificaciones posteriores.
5. **MEN:** Ministerio de Energía.
6. **NT:** Norma Técnica.
7. **NTCO SEN:** Norma Técnica de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional.
8. **NTCO PMGD:** Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión.
9. **NT Netbilling:** Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación en Baja Tensión.
10. **NTSyCS:** Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
11. **NT SSMM:** Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos.
12. **PMG:** Pequeño Medio de Generación.
13. **PMGD:** Pequeño Medio de Generación Distribuido.
14. **PMPM:** Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor.
15. **Reglamento CyO o Reglamento:** Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional.
16. **SEN, Sistema Eléctrico o Sistema:** Sistema Eléctrico Nacional.
17. **SITR:** Sistema de Información en Tiempo Real.
18. **SEC:** Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
19. **ST:** Sistema de Transmisión

Artículo 1-2 Definiciones

Sin perjuicio de las definiciones que establece la normativa vigente aplicable, para efectos de esta NT, se establecen las siguientes definiciones:

1. **Año Hidrológico:** período de tiempo de doce meses que comienza el 1° de abril de un determinado año y concluye el 31 de marzo del año siguiente.
2. **Autodespacho:** régimen de operación de una instalación de generación interconectada al Sistema Eléctrico que no se encuentra sujeto al resultado de la optimización de la operación del Sistema efectuada por el Coordinador en los términos establecidos en el Decreto Supremo N°88, de 2019, del Ministerio de Energía, que Aprueba Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala, y que puede ser aplicado en tanto se dé cumplimiento al principio de preservar la seguridad del servicio en el Sistema Eléctrico.

3. **Base de la Programación:** conjunto de información contenida en los archivos que constituyen los datos de entrada de los modelos que el Coordinador utiliza para elaborar la Programación de la Operación.
4. **Cantidad de Partidas Equivalente:** valor que resulta de incrementar la cantidad de procesos de partida de una instalación de generación, a través de factores que permiten reconocer el deterioro que se produce en ésta por efecto de utilizar distintos tipos de combustibles, salidas intempestivas, entre otros.
5. **Central Renovable Variable con Capacidad de Almacenamiento:** Central Renovable Variable compuesta por una componente de generación y una componente de almacenamiento, ambas con el mismo punto de conexión al Sistema Eléctrico. La componente de generación corresponde al equipamiento tecnológico para transformar energía primaria en energía eléctrica, en tanto la componente de almacenamiento es aquel equipamiento capaz de transformar la energía eléctrica producida por la componente de generación en otro tipo de energía y almacenarla, con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla al Sistema Eléctrico.
6. **Central Renovable Variable con Capacidad de Regulación:** Central Renovable Variable con la capacidad de gestionar temporalmente su recurso energético primario en forma de energía mecánica, térmica, electromagnética, entre otras, de forma previa a su transformación en energía eléctrica para la inyección al Sistema Eléctrico.
7. **Central Renovable Variable:** central cuya generación proviene de recursos primarios variables, tales como solar, eólico e hidráulico.
8. **Central Renovable Variable Híbrida:** central cuya generación proviene de dos o más recursos primarios variables, tales como solar, eólico e hidráulico. No se incluyen en este tipo de centrales a las Centrales Renovables Variables con Capacidad de Almacenamiento que tengan un solo recurso primario variable.
9. **Cliente Libre:** usuario no sometido a regulación de precios, de acuerdo con lo establecido en el artículo 147° de la Ley General de Servicios Eléctricos.
10. **Cliente Regulado:** usuario sometido a regulación de precios, de acuerdo con lo establecido en el artículo 147° de la Ley General de Servicios Eléctricos.
11. **Coordinado:** Todos los propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quienes operen o exploten, a cualquier título, las siguientes instalaciones que se interconecten al Sistema Eléctrico:
 - a. Centrales o unidades generadoras, incluidas aquellas de autoproductores;
 - b. Sistemas de transmisión;
 - c. Instalaciones destinadas a la prestación de servicios complementarios;
 - d. Sistemas de Almacenamiento de Energía;
 - e. Instalaciones de distribución;
 - f. Instalaciones de Clientes Libres; y
 - g. Pequeños Medios de Generación Distribuida.
12. **Disponibilidad de Generación:** capacidad de generación de electricidad de una Central Renovable Variable, en MW, considerando la energía afluente y la disponibilidad de las instalaciones de la central (mantenimientos, fallas o limitaciones), en ausencia de

restricciones externas a la misma, tales como restricciones de transmisión, instrucciones de operación del Coordinador, entre otras.

13. **Energía Afluente:** energía que ingresa a una Central Renovable Variable en un instante dado. En el caso de una Central Renovable Variable con Capacidad de Regulación corresponde a la energía que es capturada por el o los mecanismos de recepción de los recursos variables. En el caso de centrales hidroeléctricas de embalse corresponde a la energía que ingresa al embalse, descontando caudales ecológicos y filtraciones no generables por la central.
14. **Empresa Distribuidora:** Concesionaria de servicio público de distribución o todo aquel que preste el servicio de distribución, ya sea en calidad de propietario, arrendatario, usufructuario o que opere, a cualquier título, instalaciones de distribución de energía eléctrica.
15. **Horas de Operación Equivalentes:** valor que resulta de incrementar las horas de operación de una instalación, a través de factores que permiten reconocer el deterioro que se produce en ésta por efecto de las partidas, detenciones, salidas intempestivas, entre otros.
16. **Informe Anual de Programación de la Operación:** informe anual que publica el Coordinador² donde se especifica la metodología de la Programación de la Operación que se aplicará en el año siguiente.
17. **Instalación Modular:** instalación constituida por módulos, tales como centrales eólicas, fotovoltaicas, grupos de motores, entre otros, de forma que es posible realizar un trabajo de Mantenimiento Preventivo a un módulo o a un grupo de éstos, mientras que el resto de la instalación continua en servicio.
18. **Mantenimiento Correctivo:** mantenimiento que tiene por objeto corregir los efectos de una anomalía, falla o inminencia de una falla en instalaciones.
19. **Mantenimiento Preventivo:** mantenimiento programable que se realiza con el fin exclusivo de prevenir eventuales desperfectos en instalaciones.
20. **Mantenimiento Preventivo Mayor:** trabajo de Mantenimiento Preventivo que requiere el retiro total de servicio de una instalación sujeta a coordinación, con excepción de una instalación modular, por un período superior a 24 horas continuas.
21. **Modificación Relevante:** modificación de una instalación que realiza su propietario, arrendatario, usufructuario o quien la explote a cualquier título, en virtud de la cual se modifique, reemplace o incorpore algún equipamiento, provocando cambios topológicos en los niveles de cortocircuito en el punto de conexión de la instalación al Sistema, u otros que ocasionen cambios sustanciales en el Sistema, según lo determine el Coordinador.
22. **Pequeño Medio de Generación:** medio de generación de pequeña escala cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema sean menores o iguales a 9.000

² Los aspectos relativos a la emisión del Informe Anual de Programación de la Operación corresponden al Grupo 2.

kilowatts, conectados a instalaciones pertenecientes al sistema de transmisión nacional, zonal, dedicado, para polos de desarrollo o en instalaciones de interconexión internacional.

23. **Pequeño Medio de Generación Distribuido:** medio de generación de pequeña escala cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema sean menores o iguales a 9.000 kilowatts, conectados a instalaciones de una Empresas Distribuidoras, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público.
24. **Programación de la Operación:** proceso mediante el cual el Coordinador optimiza y programa el uso de las instalaciones del SEN sujetas a su coordinación, que operan interconectadas entre sí, de manera que la operación de éstas se realice respetando los principios establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos y en el artículo 5 del Reglamento de Coordinación y Operación.
25. **Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor:** listado de Mantenimientos Preventivos Mayores aprobados por el Coordinador para su incorporación en el proceso de Programación de la Operación.
26. **Programa de Solicitudes de Trabajo de Curso Normal:** listado de solicitudes de trabajos aprobados por el Coordinador para su incorporación en el proceso de Programación de la Operación.
27. **Pronóstico Centralizado de Energía Afluente:** Pronóstico de Energía Afluente que realiza el Coordinador para las Centrales Renovables Variables con Capacidad de Regulación y para las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, cuyo recurso primario es solar y/o eólico.
28. **Pronóstico Centralizado de Generación:** corresponde al pronóstico de generación de energía que realiza el Coordinador para las Centrales Renovables Variables que no tienen Capacidad de Regulación ni Capacidad de Almacenamiento, y cuyo recurso primario sea solar y/o eólico.
29. **Pronóstico de Deshielo:** proyección de los volúmenes de deshielo en las distintas cuencas asociadas a la operación de centrales hidroeléctricas del Sistema Eléctrico Nacional, que son afectadas por precipitaciones de agua, de nieve y su derretimiento.
30. **Pronóstico de Energía Afluente:** pronóstico de Energía Afluente que realiza el Coordinado titular de una Central Renovable Variable con Capacidad de Regulación o de una Central Renovable Variable con Capacidad de Almacenamiento, cuyo insumo primario es solar y/o eólico.
31. **Pronósticos de Generación Renovable:** pronóstico de generación de energía que realiza el Coordinado titular de una Central Renovable Variable que no corresponde a una Central Renovable Variable con Capacidad de Regulación ni a una Central Renovable Variable con Capacidad de Almacenamiento. Este pronóstico se elabora para centrales cuyo insumo primario es solar y/o eólico.
32. **Proyección Centralizada de Demanda:** proyección de la demanda eléctrica realizada por el Coordinador en distintos puntos de retiro de energía del Sistema Eléctrico y para distintos tipos de clientes.

33. **Proyección de Demanda:** proyección de la demanda eléctrica realizada por Clientes Libres o Empresas Distribuidoras.
34. **Puesta en Servicio:** período que se inicia una vez materializada la interconexión y energización de una instalación y hasta el término de las respectivas pruebas y los demás requerimientos establecidos en el Anexo Técnico “Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI” y otros requerimientos que correspondan de acuerdo con la NTSyCS.
35. **Serie Hidráulica:** condición de operación y disposición topológica de dos o más centrales hidroeléctricas cuando comparten el aprovechamiento de los recursos hídricos de una o más fuentes para la generación de energía eléctrica.
36. **Sistema de Almacenamiento de Energía:** equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el Sistema Eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al Sistema Eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del Sistema. Para efectos de la presente normativa, se entenderá que un Sistema de Almacenamiento de Energía no tiene Energía Afluente superior al nivel de pérdidas en el proceso de almacenamiento.
37. **Sistema de Transmisión:** conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, y que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución, cuya operación deberá coordinarse según lo dispone el artículo 72°-1 de la Ley.
38. **Solicitud de Trabajo:** solicitud efectuada por los Coordinados al Coordinador para realizar trabajos en sus instalaciones. La Solicitud de Trabajo puede ser de curso normal o curso forzoso.
39. **Subestación Primaria de Distribución:** subestación eléctrica que transforma energía eléctrica desde el nivel de tensión del segmento de transmisión al de alta o de baja tensión de distribución.
40. **Trabajo de Curso Normal:** trabajo a realizar de forma programada por los Coordinados en sus instalaciones sujetas a coordinación, cuya solicitud permita su inclusión en la Programación de la Operación. Los Trabajos de Curso Normal pueden ser de uno de los siguientes tipos:
 - a. **Conexión:** trabajo que se realiza con el objetivo de interconectar una nueva instalación al Sistema Eléctrico, de acuerdo con lo establecido en el Anexo “Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI”.
 - b. **Desconexión:** trabajo que implica la desconexión temporal o definitiva de una instalación del SEN.
 - c. **Intervención:** trabajo que se realiza con la instalación conectada al Sistema.
 - d. **Precaución:** trabajos que se realizan en la proximidad de instalaciones del Sistema Eléctrico que eventualmente pudiesen provocar la desconexión de éstas. Entre los trabajos de precaución se encuentran el emplazamiento de líneas en cruces con

líneas energizadas, trabajos en subestaciones con cercanía a equipos primarios, entre otros.

e. **Otro:** trabajo que defina el Coordinador de naturaleza distinta a los anteriores.

41. **Trabajo de Curso Forzoso:** trabajo de carácter urgente que no puede ser programado y, en caso de no realizarse, se puede poner en riesgo la seguridad de las personas, la continuidad del suministro eléctrico, el cumplimiento de restricciones ambientales, daños a las instalaciones u otro riesgo de carácter similar y que, por lo tanto, no pueden ser postergados.

Artículo 1-3 Anexos Técnicos

La presente NT contempla los siguientes Anexos Técnicos:

- a) Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor
- b) Programa de Solicitudes de Trabajo

Artículo 1-4 Plazos

Los plazos expresados en días que establece la presente NT serán de días hábiles, salvo que se indique expresamente lo contrario, entendiéndose que son inhábiles los sábados, domingos y festivos. Cuando el último día del plazo sea inhábil, éste se entenderá prorrogado al primer día hábil siguiente.

TÍTULO 1-2 FUNCIONES, ATRIBUCIONES Y OBLIGACIONES

Artículo 1-5 Del Coordinador

A efectos de dar cumplimiento a las disposiciones que contempla la presente NT, será responsabilidad del Coordinador, entre otros:

1. Programar la operación de las instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, preservando la seguridad y garantizando la operación más económica del SEN.
2. Realizar el Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor de las instalaciones que se encuentren sujetas a su coordinación.
3. Programar los Trabajos de Curso Normal en las instalaciones sujetas a coordinación.
4. Mantener disponible una herramienta informática que le permita a los Coordinados ingresar las Solicitudes de Trabajo de Curso Normal, actualizando en ésta el estado de aprobación o revisión de dichas solicitudes.
5. Habilitar una herramienta para la comunicación del Pronóstico de Energía Afluente y Pronóstico de Generación Renovable de las unidades de generación correspondientes.
6. Realizar un Pronóstico Centralizado de Generación y un Pronóstico Centralizado de Energía Afluente de las centrales que corresponda.
7. Habilitar una herramienta para la comunicación de las Proyecciones de Demanda de los Coordinados.
8. Realizar la Proyección Centralizada de la Demanda.

Artículo 1-6 De los Coordinados

Con el objeto de coordinar las acciones que permitan cumplir con las exigencias de la presente NT, será responsabilidad de los Coordinados, entre otros:

1. Informar al Coordinador la propuesta de Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor de sus instalaciones.
2. Solicitar al Coordinador los trabajos necesarios para el adecuado mantenimiento y operación de sus instalaciones, en cumplimiento con las exigencias normativas vigentes.
3. Informar al Coordinador la Proyección de Demanda, según corresponda.
4. Informar al Coordinador el Pronóstico de Generación Renovable y el Pronóstico de Energía Afluente, según corresponda.

CAPÍTULO 2: PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN

TÍTULO 2-1 ASPECTOS GENERALES

Artículo 2-1 Alcance

En el objetivo del presente capítulo es establecer el procedimiento³ y metodología según los cuales se debe realizar la Programación de la Operación del Sistema Eléctrico Nacional, y la información que se debe utilizar en dicho proceso.

Artículo 2-2 Programación de la Operación

El Coordinador deberá efectuar la Programación de la Operación del Sistema Eléctrico Nacional, proceso mediante el cual se optimiza y programa el uso de las instalaciones sujetas a su coordinación.

En la Programación de la Operación, el Coordinador deberá garantizar la operación más económica del conjunto de instalaciones, minimizando el costo total actualizado de abastecimiento, esto es, la suma de los costos totales esperados de operación, reservas y falla, para un determinado horizonte de tiempo, preservando la seguridad y calidad del servicio en el Sistema Eléctrico.

En la Programación de la Operación se determinará el valor de los recursos de la energía embalsada o almacenada, el nivel de colocación de las energías y reservas, y el uso óptimo de las instalaciones, según corresponda, conforme a lo dispuesto en el Reglamento y en la presente NT.

El Coordinador deberá realizar la Programación de la Operación del Sistema Eléctrico Nacional optimizando de manera conjunta el nivel de colocación de la energía para abastecer la demanda y las reservas operacionales necesarias que permitan cumplir adecuadamente los principios de la coordinación a que se refiere el artículo 5 del Reglamento.

En el desarrollo de la Programación de Operación, el Coordinador deberá utilizar los siguientes antecedentes:

- Aquellos informados por los Coordinados en cumplimiento de la presente NT y la normativa vigente, a través de los medios indicados para ello.
- Estudios desarrollados o mandatados por el Coordinador, de acuerdo con lo indicado en la presente NT y la normativa vigente.
- Otra información proveniente de organismos de la Administración del Estado, tales como la SEC, CNE, MEN, entre otros.

³ Los aspectos relativos al procedimiento según el cual se debe efectuar la Programación de la Operación corresponden al Grupo 2. En el presente capítulo se regula parte de la metodología según la cual se deberá realizar la Programación Operación y de la información a utilizar en el proceso.

TÍTULO 2-2 INFORMACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Artículo 2-3 Alcance

En el presente título se establece la información mínima que deberá utilizar el Coordinador para la modelación de las centrales hidroeléctricas en el proceso de Programación de la Operación del Sistema Eléctrico Nacional.

Artículo 2-4 Información mínima del SITR a utilizar

El Coordinador deberá utilizar, al menos, la siguiente información relativa a centrales hidroeléctricas en el proceso de Programación de la Operación, de acuerdo con la metodología definida en el Informe Anual de Programación de la Operación:

- a. Potencia neta y bruta generada de las instalaciones [MWh].
- b. Nivel del embalse en el caso de centrales hidroeléctricas de embalse, en [msnm].
- c. Caudal afluente de la central, unidad generadora o embalse, en [m^3/s].
- d. Caudal efluente de la central o unidad generadora, en [m^3/s].
- e. Precipitaciones de agua en [mm/hora] y precipitaciones de nieve en [cm/hora], que tengan un efecto en el caudal afluente de la central, unidad generadora o embalse.
- f. Temperatura ambiente en la central o unidad generadora, en [$^{\circ}\text{C}$].

Los términos y condiciones en los que los Coordinados deberán hacer envío de la información antes indicada al Coordinador están definidos en el AT “Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el Envío de Datos al Sistema de Información en Tiempo Real”.

Artículo 2-5 Conectividad de la Serie Hidráulica

El Coordinador deberá utilizar en el proceso de la Programación de la Operación la información relativa a la conectividad de la Serie Hidráulica de las instalaciones hidroeléctricas informada por los Coordinados, de acuerdo con el AT “Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento”.

El Coordinador deberá mantener actualizados en su página web los diagramas que representan la conectividad de la Serie Hidráulica utilizada en los modelos del proceso de la Programación de la Operación. El diagrama de conectividad de la Serie Hidráulica deberá hacer referencia, al menos, a la siguiente información referente a la Programación de la Operación:

1. Identificación de los afluentes asociados a la operación de las centrales hidroeléctricas.
2. Identificación de los embalses correspondientes.
3. Identificación de las centrales pertenecientes a una misma serie hidráulica.

El Coordinador deberá incorporar en los informes de la Programación de la Operación cualquier actualización o modificación en la modelación de la conectividad de la Serie Hidráulica.

Artículo 2-6 Estadística de caudales

El Coordinador deberá considerar la información de estadística de caudales afluentes en la Programación de la Operación.

Los Coordinados titulares de centrales hidroeléctricas que no operen con Autodespacho deberán actualizar y entregar al Coordinador, a más tardar el 20 de junio de cada año, la estadística de caudales afluentes asociada a la operación de sus instalaciones, incluyendo, al menos, la información desde abril de 1960 hasta el 31 de marzo del año correspondiente a la entrega de la información.

El formato y forma de entrega de la información será definido por el Coordinador, considerando una resolución temporal que divida cada uno de los meses en, al menos, 4 etapas. Dicho formato deberá estar disponible en la página web del Coordinador antes que inicie el año en el que se debe realizar la entrega de la información.

El Coordinador deberá revisar la estadística de caudales afluentes enviada y podrá solicitar correcciones. Los Coordinados deberán realizar y enviar dichas correcciones en tiempo y forma, según lo que solicite el Coordinador.

El Coordinador deberá definir, en el Informe Anual de la Programación de la Operación, una metodología que le permita elaborar y actualizar la estadística de caudales asociada a la operación de las centrales hidroeléctricas que operen con Autodespacho, incluyendo, al menos, la información desde abril de 1960 hasta el 31 de marzo del año correspondiente a la elaboración o actualización de la estadística.

Artículo 2-7 Reporte hidrológico

Los Coordinados titulares de centrales hidroeléctricas que no operen con Autodespacho, en la misma instancia indicada en el inciso segundo del Artículo 2-6, deberán entregar un reporte hidrológico, a fin de que el Coordinador pueda validar la calidad de la estadística de caudales entregada.

El reporte hidrológico deberá considerar, al menos, lo siguiente:

- a. Un análisis de la variación de los caudales en el último Año Hidrológico reportado respecto del resto de la estadística. Para ello, el Coordinador deberá definir índices que permitan analizar dicha variabilidad.
- b. Un análisis de la Energía Afluente en el último Año Hidrológico reportado respecto de la operación real de la unidad generadora cuya operación es afectada por dichos caudales.

El formato del reporte hidrológico será definido por el Coordinador, y deberá estar disponible en su página web el último día hábil del año anterior de cada entrega de información.

El Coordinador deberá revisar el reporte hidrológico enviado en conjunto con la estadística de caudales, y podrá solicitar las correcciones pertinentes. Los Coordinados deberán realizar y enviar dichas correcciones en tiempo y forma, según lo que determine el Coordinador.

Artículo 2-8 Estadística nivométrica

El Coordinador podrá considerar la información de estadística nivométrica en la Programación de la Operación.

Para efectos de lo anterior, el Coordinador podrá solicitar una estadística nivométrica a aquellos Coordinados titulares de centrales hidroeléctricas de embalse respecto de las cuales calcule un costo de oportunidad, o de centrales que se encuentren en Serie Hidráulica con aquellas, que no operen con Autodespacho, y cuya operación sea afectada por precipitaciones de nieve, según lo determine el Coordinador en el Informe Anual de Programación de la Operación⁴. Asimismo, la estadística nivométrica podrá ser solicitada a los titulares de centrales hidroeléctricas declaradas en construcción, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento para dichos efectos, que cumplan con las condiciones antes mencionadas.

La estadística nivométrica deberá considerar, al menos, la extensión, el espesor y la densidad de la nieve, en las unidades de medida que determine el Coordinador.

El Coordinado deberá entregar la estadística nivométrica al Coordinador, a más tardar, el 20 de junio del año siguiente al año en que se efectúe la solicitud por parte del Coordinador, y deberá contener toda la información histórica que disponga el Coordinado hasta el 31 de marzo del año correspondiente a la entrega de la estadística.

El formato de entrega de la estadística nivométrica será definido por el Coordinador, y deberá ser enviado al Coordinado en conjunto con la solicitud de información, la que podrá ser realizada, a más tardar, el último día hábil del año anterior al año de la respectiva entrega.

Artículo 2-9 Primera solicitud de la estadística nivométrica

En caso de que el Coordinador solicite por primera vez la estadística nivométrica a un Coordinado en los términos descritos en el Artículo 2-8, este último deberá enviar una propuesta al Coordinador, dentro de un plazo de 40 días contados desde recibida la solicitud, proponiendo aquellas estaciones de medida necesarias para dar cumplimiento a los requerimientos exigidos. La propuesta deberá ser enviada en el formato definido por el Coordinador, el que deberá ser enviada al Coordinado junto con la solicitud y deberá estar disponible en su página web.

Luego de recibida la propuesta, el Coordinador tendrá 15 días para emitir sus observaciones de forma justificada, pudiendo solicitar, en el plazo que éste determine, las aclaraciones y correcciones que sean necesarias para contar con los datos adecuados para la Programación de la Operación. Luego de efectuadas las aclaraciones y correcciones solicitadas, el Coordinador deberá informar su aprobación al Coordinado correspondiente.

El Coordinado deberá entregar la primera estadística nivométrica, a más tardar, el 20 de junio del tercer año siguiente al cual se efectúe la solicitud por parte del Coordinador. En caso de que la central hidroeléctrica no haya cumplido un año en operación antes de la fecha establecida anteriormente, el Coordinado titular de dicha central deberá hacer entrega de la primera estadística nivométrica, a más tardar, el 20 de junio del año inmediatamente siguiente al de su entrada en operación.

⁴ Ver nota 2.

Artículo 2-10 Equipamiento para la obtención de la estadística nivométrica

Los Coordinados a los cuales se les solicita una estadística nivométrica en los términos establecidos en el Artículo 2-8 serán responsables de instalar y operar el equipamiento necesario para dar cumplimiento a esta exigencia normativa.

En caso de que en una misma cuenca existan aprovechamientos de recursos hídricos de más de un Coordinado, estos podrán compartir el uso del equipamiento de medición, lo cual deberá ser solicitado al Coordinador y aprobado por éste. Dicha solicitud deberá contener un informe señalando los motivos que justifican compartir el equipamiento de medición, respaldando las eficiencias obtenidas y demostrando la no afectación de la calidad de la medición. Lo anterior no exime a los Coordinados de la responsabilidad de entregar la información correspondiente a sus centrales de forma individual.

Artículo 2-11 Curva batimétrica de los embalses asociados a centrales hidroeléctricas

En la Programación de la Operación, el Coordinador deberá utilizar las curvas batimétricas de los embalses asociados a la operación de centrales hidroeléctricas informadas de acuerdo con el Anexo Técnico “Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento”.

Artículo 2-12 Generación mensual esperada de las centrales hidroeléctricas que operen con Autodespacho

La generación mensual esperada de las centrales hidroeléctricas que operen con Autodespacho deberá ser utilizada en la Programación de la Operación, según lo determine el Coordinador.

Los Coordinados titulares de centrales hidroeléctricas que operen con Autodespacho deberán entregar al Coordinador, durante los primeros 15 días de cada mes, la generación esperada de la central en MWh para cada uno de los días del mes siguiente.

El formato de entrega será definido por el Coordinador, considerando una resolución temporal, al menos, diaria, y deberá estar disponible en su página web 30 días antes de cada entrega. Cualquier actualización al formato deberá ser informado a los Coordinados.

Artículo 2-13 Generación diaria esperada de las centrales hidroeléctricas que operen con Autodespacho

La generación diaria esperada de las centrales hidroeléctricas que operen con Autodespacho deberá ser utilizada en la Programación de la Operación, según lo determine el Coordinador.

Los Coordinados de centrales hidroeléctricas que operen con Autodespacho deberán entregar al Coordinador la generación esperada de la central en MWh para el siguiente día.

La entrega de la generación diaria esperada de las centrales hidroeléctricas que operen con Autodespacho deberá realizarse en el momento definido por el Coordinador, de acuerdo con la metodología correspondiente a la Etapa de Colocación de la Energía de la Programación de la Operación⁵.

⁵ Los aspectos relativos a la colocación de energía corresponden al Grupo 2.

El formato de entrega será definido por el Coordinador, considerando la misma resolución temporal de la Etapa de Colocación de la Energía⁶, y deberá estar disponible en su página web.

Cualquier actualización al formato deberá ser informado a los Coordinados y publicado en la página web del Coordinador 30 días antes de comenzar a aplicarse.

Artículo 2-14 Información mínima para publicar

El Coordinador deberá publicar, junto con la Base de la Programación⁷, al menos, la siguiente información:

- a. Las bases de cálculo para la estimación de las cotas iniciales de los embalses. Se debe indicar, al menos, la cota a partir de la cual se hace la proyección, los caudales de entrada y de salida del embalse considerados, la generación esperada, rendimientos, y las fórmulas que determinan la estimación.
- b. Los caudales afluentes y generación esperada y programada, según corresponda, utilizados en la Programación de la Operación, con la resolución temporal correspondiente a las etapas del proceso.

⁶ Ver nota 5.

⁷ Los aspectos relativos a la Base de la Programación corresponden al Grupo 2.

TÍTULO 2-3 PROYECCIÓN DE CAUDALES AFLUENTES

Artículo 2-15 Alcance

En el presente título se establece la obligación del Coordinador de definir la metodología que deberá aplicar para la proyección de los caudales afluentes de las centrales hidroeléctricas interconectadas al Sistema Eléctrico, a efectos de su utilización en la Programación de la Operación.

Artículo 2-16 Metodología para la proyección de los caudales afluentes

El Coordinador deberá considerar en el proceso de Programación de la Operación una proyección de los caudales afluentes de las centrales hidroeléctricas. Para ello, deberá definir una metodología en el Informe Anual de la Programación, en la que deberá considerar dentro de un Año Hidrológico, al menos, un periodo aleatorio y un periodo de incertidumbre reducida, a los que se refieren el Artículo 2-17 y Artículo 2-18. En dicha metodología, el Coordinador deberá definir las fechas de inicio y término de cada periodo.

En caso de que la metodología utilizada para la proyección de los caudales afluentes sea modificada antes de la fecha de publicación del Informe Anual de la Programación, el Coordinador deberá enviar un informe a los Coordinados, con copia a la CNE, justificando los cambios realizados.

Artículo 2-17 Periodos aleatorios

Un periodo aleatorio corresponde a aquel periodo de tiempo continuo dentro de un Año Hidrológico durante el cual, para el Coordinador, no es posible considerar un Pronóstico de Deshielo en la Programación de la Operación para aumentar la certeza en la proyección de los caudales afluentes debido a la incertidumbre en las precipitaciones.

La metodología para proyectar los caudales afluentes en la Programación de la Operación deberá considerar la incertidumbre hidrológica y todas aquellas variables que el Coordinador considere relevantes durante el o los periodos aleatorios, teniendo en cuenta la información de la estadística de caudales de todos los Años Hidrológicos disponibles del horizonte definido para la Programación de la Operación.

Artículo 2-18 Periodos de incertidumbre reducida y Pronósticos de Deshielo

Un periodo de incertidumbre reducida corresponde a aquel periodo de tiempo continuo dentro de un Año Hidrológico durante el cual el Coordinador debe considerar un Pronóstico de Deshielo en la Programación de la Operación para aumentar la certeza en la proyección de los caudales afluentes.

La metodología para proyectar los caudales afluentes en la Programación de la Operación deberá considerar en el primer Año Hidrológico de modelación, al menos, un Pronóstico de Deshielo y todas aquellas variables que considere relevantes durante el o los periodos de incertidumbre reducida, que den cuenta del aumento de la certeza en la proyección de los caudales afluentes durante dicho periodo producto de fenómenos físicos, tales como la acumulación de nieve, el derretimiento de ésta, precipitaciones pluviales y nivales, etc.

Para la elaboración o contratación de los Pronósticos de Deshielo de las distintas cuencas, el Coordinador deberá definir los puntos de control que permitan disponer de una proyección de caudales afluentes de las centrales hidroeléctricas que determine. Los Pronósticos de Deshielo deberán incluir, al menos, información pluviométrica, nivométrica, volúmenes y afluentes proyectados para el periodo de incertidumbre reducida, en los formatos que defina el Coordinador.

En la metodología establecida en el Informe Anual de la Programación a la que se refiere el Artículo 2-16, el Coordinador deberá definir los criterios para considerar o no un Pronóstico de Deshielo en el o los periodos de incertidumbre reducida desde el segundo Año Hidrológico en adelante.

Artículo 2-19 Informe de Pronósticos de Deshielo

El Coordinador deberá publicar en su página web el Informe de Pronósticos de Deshielo que utilizará en el proceso de Programación de la Operación, el que deberá considerar, el menos, el detalle de la metodología aplicada y los supuestos utilizados en la elaboración de los Pronósticos de Deshielo de cada cuenca. El Informe de Pronósticos de Deshielo deberá estar disponible en la página web del Coordinador antes de ser considerado en el proceso de Programación de la Operación.

Artículo 2-20 Resultados y actualizaciones del Pronóstico de Deshielo

El resultado del primer Pronóstico de Deshielo de cada periodo de incertidumbre reducida del Año Hidrológico deberá estar disponible para ser utilizado en el proceso de Programación de la Operación, al menos, un mes antes de la fecha de inicio de el o los periodos de incertidumbre reducida.

Durante el o los periodos de incertidumbre reducida, el Pronóstico de Deshielo deberá actualizarse, al menos, mensualmente.

El Coordinador deberá publicar en su página web los resultados y cualquier actualización al Pronóstico de Deshielo utilizado en el proceso de Programación de la Operación, indicando los motivos de las desviaciones en los volúmenes totales esperados durante el periodo de incertidumbre reducida. El resultado del primer Pronóstico de Deshielo y sus actualizaciones deberán estar disponibles en la página web del Coordinador antes de ser considerado en el proceso de Programación de la Operación.

TÍTULO 2-4 PRONÓSTICO DE GENERACIÓN DE LOS COORDINADOS

Artículo 2-21 Alcance

En este título se establecen las exigencias a los Coordinados titulares de Centrales Renovables Variables cuyo recurso primario sea eólico o solar, respecto de la elaboración de Pronósticos de Generación de energía eléctrica y los Pronósticos de Energía Afluente de sus instalaciones.

Los pronósticos mencionados podrán ser utilizados para el proceso de la Programación de la Operación y para el ejercicio de otras funciones del CEN, en conformidad con la normativa vigente.

Artículo 2-22 Pronóstico del día siguiente

Cada hora del día, los Coordinados que operen Centrales Renovables Variables, cuyo recurso primario sea eólico o solar, deberán enviar al Coordinador un Pronóstico de Generación Renovable en MW, con resolución de, al menos 15 minutos, con un horizonte de las próximas 24 horas. El Pronóstico de Generación Renovable del día siguiente deberá incluir, al menos, los valores de probabilidad de excedencia de 25%, 50% y 75%.

Los Coordinados titulares de Centrales Renovables Variables con Capacidad de Almacenamiento o de Centrales Renovables Variables con Capacidad de Regulación, cuyo recurso primario sea eólico o solar, deberán enviar un Pronóstico de Energía Afluente en los mismos términos señalados en el inciso anterior.

Artículo 2-23 Pronóstico de los días siguientes

Dos veces al día, a más tardar a las 8:00 y a las 13:00 horas, los Coordinados titulares de una Central Renovable Variable, cuyo recurso primario sea eólico o solar, deberán enviar al Coordinador un Pronóstico de Generación Renovable en MW, con resolución de, al menos, 15 minutos, cuyo horizonte inicie a las 00:00 del día siguiente y abarque un total de, al menos, 10 días. El Pronóstico de Generación Renovable para los próximos 10 días deberá incluir, al menos, los valores de probabilidad de excedencia de 25%, 50% y 75%.

Los Coordinados titulares de Centrales Renovables Variables con Capacidad de Almacenamiento o de Centrales Renovables Variables con Capacidad de Regulación, cuyo recurso primario sea eólico o solar, deberán enviar un Pronóstico de Energía Afluente en los mismos términos señalados en el inciso anterior.

Artículo 2-24 Disponibilidad de los pronósticos del día siguientes y de los días siguientes

Los pronósticos señalados en el Artículo 2-22 y Artículo 2-23 deberán tener una disponibilidad completa de, al menos, 99,5% medidos mensualmente, considerando una ventana móvil de 12 meses.

Se entenderá disponibilidad completa de un pronóstico la entrega de toda la información requerida, sin errores, de acuerdo con lo establecido en este título.

En caso de que el incumplimiento de lo señalado en este artículo tenga un impacto negativo en el correcto desarrollo del proceso de Programación de la Operación que realiza el Coordinador, este último deberá informar a la SEC, con copia a la Comisión.

Artículo 2-25 Pronóstico conjunto de centrales

Para efectos del cumplimiento de la presente norma técnica, los Coordinados podrán realizar pronósticos conjuntos de sus centrales de generación y/o usar equipamiento de medida compartido, previa autorización del Coordinador. Para ello, los Coordinados deberán enviar una solicitud fundada al Coordinador, dando cuenta que no hay afectación en los pronósticos enviados, y/o en la calidad de la medición y envío de señales en tiempo real, según corresponda, de acuerdo con lo establecido en el AT “Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el Envío de Datos al Sistema de Información en Tiempo Real”. No obstante, cada Coordinado será responsable del envío en forma individual de la información requerida en este título.

Artículo 2-26 Pronóstico de PMG y PMGD

Los Coordinados titulares de PMG y PMGD, cuyo recurso primario sea eólico o solar, estarán exentos del envío del Pronóstico de Generación Renovable o del Pronóstico de Energía Afluente, según corresponda. No obstante, el Coordinador podrá solicitar a los Coordinados titulares de dichas centrales que envíen los pronósticos antes indicados, en los términos establecidos en los artículos anteriores.

Previo a su solicitud, el Coordinador deberá realizar un informe donde analice el impacto sistémico y el aporte en cuanto a la eficiencia económica y seguridad del Sistema Eléctrico del PMG o PMGD respecto del cual requiere el Pronóstico de Generación Renovable o del Pronóstico de Energía Afluente. Dicho informe deberá ser publicado en la página web del Coordinador y deberá ser enviado al Coordinado junto a la respectiva solicitud.

Artículo 2-27 Indicadores de desvío de los pronósticos

Los Coordinados deberán procurar minimizar las desviaciones entre los pronósticos enviados y la disponibilidad de generación eléctrica, considerando los indicadores RMSE, MAE y BIAS, calculados para cada central, que se determinan utilizando las fórmulas que se señalan a continuación:

Indicador	Fórmula
$RMSE_n$: Error cuadrático medio de n horas [%]	$\frac{\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n \cdot \Delta} (g_i^{est} - g_i^{real})^2}{n * \Delta}}}{Potencia\ Instalada}$
MAE_n : Error absoluto medio de n horas [%]	$\frac{\frac{\sum_{i=1}^{n \cdot \Delta} g_i^{est} - g_i^{real} }{n * \Delta}}{Potencia\ Instalada}$
$BIAS_n$: Sesgo de n horas [%]	$\frac{\frac{\sum_{i=1}^{n \cdot \Delta} (g_i^{est} - g_i^{real})}{n * \Delta}}{Potencia\ Instalada}$

Donde,

g_i^{est} : es la generación estimada o Energía Afluente estimada por el pronóstico, según corresponda, en el intervalo de tiempo i ;

g_i^{real} : es la generación real, Disponibilidad de Generación o Energía Afluente, según corresponda, en el intervalo de tiempo i ;

n : es la cantidad de horas evaluadas; y

Δ : es la cantidad de datos que se utilizan en una hora.

Para el caso de los pronósticos correspondientes a Centrales Renovables Variables con Capacidad de Almacenamiento y Centrales Renovables Variables con Capacidad de Regulación cuyo recurso primario sea eólico o solar, estos errores se calcularán con respecto a la Energía Afluente de las centrales.

La Disponibilidad de Generación se utilizará para efecto de los cálculos antes indicados solo cuando existan restricciones externas a la central que limitan su inyección al Sistema, tales como restricciones de transmisión, instrucciones del Coordinador, entre otros.

Artículo 2-28 Máximo error de desvío estático de los pronósticos para una hora en adelanto

Para cada uno de los indicadores de error señalados en el Artículo 2-29 para la Centrales Renovables Variables eólicas y solares, el promedio mensual no podrá superar los indicadores de error de una hora en adelanto, tal como se indica en la siguiente tabla:

Tipo de Instalación	$RMSE_1$	MAE_1	$ BIAS_1 ^*$
Central fotovoltaica o central de concentración solar	20%	6%	7%
Central eólica	20%	8%	10%

* Valor absoluto del $BIAS_1$

El Coordinador calculará cada indicador ($RMSE_1$, MAE_1 y $BIAS_1$) para cada hora, considerando solo la hora más próxima del pronóstico del día siguiente indicado en el Artículo 2-22. Una vez calculado cada índice para cada una de las horas del mes, el Coordinador promediará dichos índices a efectos de comparar dicho valor con los valores indicados en la tabla anterior.

Los valores establecidos en la tabla anterior aplicarán también a Centrales Renovables Variables con Capacidad de Almacenamiento y a Centrales Renovables Variables con Capacidad de Regulación, cuyo recurso primario sea eólico o solar.

Para el caso de Centrales Renovables Variables Híbridas se utilizará el indicador de error más restrictivo entre todas las tecnologías correspondientes.

En caso de que los errores máximos señalados en el presente artículo sean superados produciéndose un impacto negativo en el correcto desarrollo del proceso de Programación de

la Operación que realiza el Coordinador, este último deberá informar a la SEC, con copia a la Comisión.

Artículo 2-29 Máximo error de desvío estático de los pronósticos para un día en adelante

Para cada uno de los indicadores de desvío señalados en el Artículo 2-27, para las Centrales Renovables Variables eólicas y solares, el promedio mensual no podrá superar los indicadores de error de un día en adelante, tal como se indica en la siguiente tabla:

Tipo de Instalación	MAE_8	$ BIAS_8 ^*$
Central fotovoltaica o central de concentración solar	6%	7%
Central eólica	18%	18%

* Valor absoluto del $BIAS_8$

El Coordinador calculará cada indicador (MAE_8 y $BIAS_8$) para cada hora, considerando toda la ventana del pronóstico del día siguiente indicado en el Artículo 2-22. Una vez calculado cada índice para cada una de las horas del mes, el Coordinador promediará estos índices para efectos de comparar dicho valor con los valores indicados en la tabla anterior.

Los valores establecidos en la tabla anterior también aplicarán a Centrales Renovables Variables con Capacidad de Almacenamiento y a Centrales Renovables Variables con Capacidad de Regulación, cuyo recurso primario sea eólico o solar.

Para el caso de Centrales Renovables Variables Híbridas se utilizará el indicador de error más restrictivo entre todas las tecnologías correspondientes.

En caso de que los errores máximos señalados en el presente artículo sean superados produciéndose un impacto negativo en el correcto desarrollo del proceso de Programación de la Operación que realiza el Coordinador, este último deberá informar a la SEC, con copia a la Comisión.

Artículo 2-30 Indicador de persistencia del pronóstico del día siguiente

El Coordinador deberá calcular un indicador de persistencia, que corresponde a la comparación entre pronósticos que tienen un día de desfase, estimando el mismo periodo de generación.

El Coordinador calculará los índices MAE y $RMSE$ que se establecen en el Artículo 2-27 para el pronóstico de las próximas 24 horas señalado en el Artículo 2-22, esto es, el MAE_{24} y $RMSE_{24}$ de cada una de las centrales correspondientes, utilizando como valor de g_i^{est} el pronóstico realizado el día anterior.

Los índices señalados en el inciso anterior se denominarán “Error Cuadrático Medio”, utilizando el pronóstico del día anterior, $RMSE_{24}^{DA}$; y “Error Absoluto Medio” utilizando el pronóstico del día anterior, MAE_{24}^{DA} .

A partir de los índices señalados en el inciso anterior, el Coordinador calculará mensualmente los siguientes indicadores:

Indicadores	Fórmula
SS_n^{RMSE} : Puntaje de Persistencia del Error Cuadrático Medio del pronóstico de n horas	$SS_n^{RMSE} = 1 - \frac{RMSE_n}{RMSE_n^{DA}}$
SS_n^{MAE} : Puntaje de Persistencia del Error Absoluto Medio del pronóstico de n horas	$SS_n^{MAE} = 1 - \frac{MAE_n}{MAE_n^{DA}}$

En caso de que los indicadores SS_{24}^{RMSE} y SS_{24}^{MAE} calculados para las próximas 24 horas tengan un promedio mensual menor que 0, calculados mensualmente para el mes anterior, y que esto produzca un impacto negativo en el proceso de Programación de la Operación que realiza el Coordinador, este último deberá informar a la SEC, con copia a la Comisión.

Artículo 2-31 Máximo error de desvío respecto al pronóstico promedio de los trimestres de cada año

Para cada una de las centrales que envían pronósticos, el Coordinador determinará el promedio de MAE de los periodos indicados en el inciso siguiente, de los últimos 5 años, considerando los pronósticos de 24 horas, de acuerdo con lo que señala el Artículo 2-22. A partir de ello, obtendrá el mínimo valor de MAE de cada trimestre y lo incrementará en 10%, obteniéndose así el parámetro MAE_{MAX}^t .

Los periodos señalados en el inciso anterior corresponderán al tiempo transcurrido entre las siguientes fechas:

- Periodo 1: 21 de marzo y 20 de junio;
- Periodo 2: 21 de junio y 22 de septiembre;
- Periodo 3: 23 de septiembre y 21 de diciembre; y
- Periodo 4: 22 de diciembre y 20 de marzo.

Cuando el MAE , calculado para los pronósticos de 24 horas, promediado en cada periodo indicado en el inciso anterior, para el año en curso, sea superior al parámetro MAE_{MAX}^t , y que esto produzca un impacto negativo en el proceso de Programación de la Operación que realiza el Coordinador, este último deberá informar a la SEC, con copia a la Comisión.

Respecto de las centrales que tengan entre 2 y 5 años de funcionamiento desde su entrada en operación, se usará la información estadística de ese periodo para el cálculo de los indicadores establecidos en este artículo.

Lo establecido en el presente artículo no será aplicable para aquellas centrales que tengan menos de dos años de funcionamiento desde su entrada en operación.

Artículo 2-32 Recursos técnicos y computacionales para la recepción de pronósticos

El Coordinador deberá disponer de los recursos técnicos y computacionales necesarios para que los Coordinados puedan enviar los Pronósticos de Generación Renovable y Pronósticos de Energía Afluente de forma automatizada, considerando una disponibilidad de, al menos, 99,9% del tiempo, medido en una ventana anual. Además, el Coordinador deberá habilitar un medio alternativo a la forma automatizada para el envío de pronósticos, el cual deberá tener

una disponibilidad de, al menos, un 99,9% del tiempo, medido en una ventana anual. Este medio alternativo deberá ser utilizado solo cuando la vía automatizada no se encuentre disponible.

El Coordinador establecerá el procedimiento en conformidad al cual los Coordinados deberán enviar los pronósticos.

Artículo 2-33 Plan de adecuación de pronósticos

En aquellos casos en que, como resultado de la comparación señalada en el Artículo 2-41 entre el pronóstico del Coordinado y el Pronóstico Centralizado de Generación o el Pronóstico de Energía Afluente, regulados en el Título 2-5 de la presente NT, según corresponda, resulte una diferencia significativa, el Coordinador deberá requerir al Coordinado la realización de un plan de adecuación de su pronóstico que le permita mejorar la calidad de éste.

Se entenderá como diferencia significativa cuando el pronóstico del Coordinado titular de una Central Renovable Variable cuyo insumo primario sea eólico o solar, presente una diferencia mayor al 25% respecto del Pronóstico Centralizado de Generación o del Pronóstico de Energía Afluente, según corresponda, medido a través del índice MAE para el pronóstico de 24 horas.

Para efectos de llevar a cabo el plan de adecuación, el Coordinado deberá informar al Coordinador las mejoras que le permitirán tener mediciones meteorológicas más confiables, el programa de mantenimiento de los equipos de medición y las acciones que se llevarán a cabo para disponer de una actualización del modelo de pronóstico, en un plazo no superior de 1 mes desde el requerimiento del Coordinador.

El Coordinado titular deberá mejorar los índices de error de la instalación en un plazo no superior a 4 meses. En caso de que se haya superado el plazo de 4 meses y el Coordinado no haya mejorado los índices de error en el sentido que establece este artículo, el Coordinador deberá informar a la SEC, con copia a la Comisión.

Artículo 2-34 Publicidad de indicadores y ranking de los pronósticos

El Coordinador deberá calcular y publicar diariamente los indicadores de error señalados en el Artículo 2-27 y Artículo 2-30.

Además, el Coordinador deberá elaborar un *ranking* de los Pronósticos de Generación Renovable y de los Pronósticos de Energía Afluente enviados por los Coordinados, detallando, al menos, el nombre de la central, tecnología, potencia instalada, nombre del Coordinado que opera la central y grupo empresarial, si corresponde. Dicho ranking considerará el índice MAE de cada central.

A su vez, el Coordinador deberá mantener publicada en su página web toda la información necesaria para realizar los cálculos de los indicadores de error, incluyendo el pronóstico de generación del día siguiente y de los días siguientes, generación producida, Disponibilidad de Generación y Energía Afluente, según cada tipo de central.

El Coordinador deberá almacenar la información histórica de, al menos, los últimos 10 años relacionada con los pronósticos enviados por los Coordinados.

TÍTULO 2-5 PRONÓSTICO CENTRALIZADO DE GENERACIÓN Y DE ENERGÍA AFLUENTE

Artículo 2-35 Alcance

Este título trata los aspectos relativos a la elaboración del Pronóstico Centralizado de Generación de Centrales Renovables Variables cuyo recurso primario sea eólico o solar, así como del Pronóstico Centralizado de Energía Afluente de Centrales Renovables Variables con Capacidad de Regulación y Centrales Renovables Variables con Capacidad de Almacenamiento cuyo recurso primario sea eólico o solar.

Los pronósticos indicados en el inciso anterior deben ser realizados por el Coordinador y utilizados en el proceso de la Programación de la Operación, y podrán utilizarse en el ejercicio de otras funciones del CEN, en conformidad con la normativa vigente.

Artículo 2-36 Pronóstico Centralizado de Generación y de Energía Afluente

El Coordinador deberá elaborar un Pronóstico Centralizado de Generación y un Pronóstico Centralizado de Energía Afluente para las Centrales Renovables Variables cuyo recurso primario sea eólico o solar, para lo cual deberá considerar como fuente de información los pronósticos que deben elaborar los Coordinados en conformidad a lo establecido en el Título 2-4 de la presente NT. Adicionalmente, el Coordinador podrá utilizar pronósticos elaborados por terceros, estadística de generación, variables meteorológicas, entre otras fuentes.

El Coordinador deberá analizar los pronósticos elaborados por los Coordinados y evaluar la pertinencia de su incorporación en la elaboración del Pronóstico Centralizado de Generación o del Pronóstico Centralizado de Energía Afluente, según corresponda.

Artículo 2-37 Pronóstico Centralizado del día siguiente

En cada hora del día, el Coordinador deberá realizar un Pronóstico Centralizado de Generación para el día siguiente, que corresponderá a la producción de energía, en MW, de cada una de las centrales eólicas y solares del Sistema, con resolución de, al menos 15 minutos, con un horizonte de las próximas 24 horas. El Pronóstico Centralizado de Generación para el día siguiente deberá incluir, al menos, los valores de probabilidad de excedencia de 25%, 50% y 75% y deberá ser actualizado, al menos, cada 1 hora.

Además, el Coordinador deberá elaborar el Pronóstico Centralizado de Energía Afluente de las Centrales Renovables Variables con Capacidad de Regulación y las Centrales Renovables Variables con Capacidad de Almacenamiento cuyo recurso primario sea eólico o solar, en los mismos términos establecidos en el inciso anterior.

Los pronósticos mencionados deberán ser publicado en el sitio web del Coordinador.

Artículo 2-38 Pronóstico Centralizado de los días siguientes

Dos veces al día, a más tardar a las 8:00 y a las 13:00 horas, el Coordinador deberá realizar un Pronóstico Centralizado de Generación para los días siguientes, que corresponderá a la producción de energía, en MW, de cada una de las centrales solares y eólicas, con resolución

de, al menos, 15 minutos, a partir de la 00:00 del día siguiente, abarcando un horizonte de 10 días. El Pronóstico Centralizado de Generación para los próximos 10 días deberá incluir, al menos, los valores de probabilidad de excedencia de 25%, 50% y 75%, y deberá ser actualizado, al menos, 2 veces al día.

Además, el Coordinador deberá elaborar el Pronóstico de Energía Afluente de las Centrales Renovables Variables con Capacidad de Regulación y las Centrales Renovables Variables con Capacidad de Almacenamiento cuyo recurso primario sea eólico o solar, en los mismos términos establecidos en el inciso anterior.

Los pronósticos mencionados deberán ser publicado en el sitio web del Coordinador.

Artículo 2-39 Indicadores del Pronóstico Centralizado de Generación

El Coordinador deberá propender a disminuir el valor de los indicadores RMSE, MAE y BIAS de cada central respecto de las cuales se determina un Pronóstico Centralizado de Generación y un Pronóstico Centralizado de Energía Afluente. Los indicadores antes mencionados se determinarán utilizando las fórmulas que se señalan a continuación:

Indicadores	Fórmula
EA_i : Error agregado de la hora i [%]	$\frac{\sum_{c=1}^m g_{i,c}^{est} - \sum_{c=1}^m g_{i,c}^{real}}{\sum_{c=1}^m Potencia\ Instalada_c}$
$RMSEc_n$: Error cuadrático Medio Conjunto de n horas [%]	$\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n*\Delta} EA_i^2}{n * \Delta}}$
$MAEc_n$: Error Absoluto Medio Conjunto de n horas [%]	$\frac{\sum_{i=1}^{n*\Delta} EA_i }{n * \Delta}$
$BIASc_n$ Sesgo Conjunto de n horas [%]	$\frac{\sum_{i=1}^{n*\Delta} EA_i}{n * \Delta}$

Donde,

$g_{i,c}^{est}$: es la generación o energía afluente estimada en el Pronóstico Centralizado de Generación de la central c en el intervalo de tiempo i, en MW;

$g_{i,c}^{real}$: es la generación real, energía afluente, o Disponibilidad de Generación, según corresponda, de la central c en el intervalo de tiempo i, en MW;

m: es la cantidad de instalaciones; y

n: es la cantidad de horas evaluadas.

Δ : es la cantidad de datos que se utilizan en una hora.

La Disponibilidad de Generación se utilizará en los cálculos antes indicados, solo cuando existan restricciones externas a la central que limitan su inyección al Sistema, tales como restricciones de transmisión, instrucciones del Coordinador, entre otros.

El Coordinador deberá desagregar estos indicadores por tipo de tecnología y central.

Artículo 2-40 Pronóstico Centralizado de Generación de PMG y PMGD

En cada hora del día, el Coordinador deberá elaborar un Pronóstico Centralizado de Generación de las centrales correspondientes a PMG y PMGD, con resolución de, al menos, 15 minutos, en los mismos términos que se establecen en el Artículo 2-37 y el Artículo 2-38.

El Coordinador podrá realizar un pronóstico agregado por zonas o un pronóstico detallado por central o unidad generadora, según estime conveniente. Sin perjuicio del nivel de agregación considerado, el Coordinador deberá determinar los indicadores de error asociados al Pronóstico Centralizado de Generación de PMG y PMGD en los mismos términos que se indican en el Artículo 2-39.

Artículo 2-41 Publicación del Pronóstico Centralizado de Generación

El Coordinador deberá publicar mensualmente el Pronóstico Centralizado de Generación y el de Energía Afluente de todas las instalaciones, así como los indicadores de error de los pronósticos que se señalan en el Artículo 2-39.

En caso de que realice agrupaciones por zonas para efectos de elaborar el pronóstico a que se refiere el Artículo 2-40, el Coordinador deberá indicar las centrales pertenecientes a dichas agrupaciones en la publicación referida en el inciso anterior.

Además, el Coordinador deberá publicar la comparación de los indicadores de error entre el Pronóstico Centralizado de Generación o Energía Afluente, según corresponda, de cada instalación y el pronóstico del Coordinado titular de la misma instalación.

Artículo 2-42 Reporte mensual y anual de los pronósticos de generación

El Coordinador deberá incluir en el Informe Mensual de la Programación de la Operación⁸ la información que dé cuenta del estado de los pronósticos de generación del mes anterior. En este reporte deberá mostrar los resultados de los índices calculados para cada central, promediados de forma mensual y trimestral, según corresponda.

Además, en este reporte el Coordinador deberá analizar las principales desviaciones del mes e indicar cuáles son los principales motivos de dichas desviaciones. El Coordinador deberá publicar los indicadores de error (MAE, RMSE, Sesgo y BIAS) que presentan los pronósticos para los días siguientes de los Coordinados, que se indican en el Artículo 2-23, considerando, al menos, una ventana de 7 y de 10 días, separando por central y por tecnología.

⁸ Los aspectos relativos a la emisión del Informe Mensual de la Programación de la Operación corresponden al Grupo 2.

Por otra parte, el Coordinador deberá incluir en el Informe Anual de la Programación de la Operación el estado del Pronóstico Centralizado de Generación, del Pronóstico Centralizado de Energía Afluente y de los pronósticos enviados por los Coordinados. Este reporte deberá detallar, al menos, la evolución de los pronósticos de los Coordinados y del Pronóstico Centralizado del Coordinador a lo largo del año anterior y la comparación entre ambos pronósticos, incluyendo desagregaciones por tecnología y por central.

Adicionalmente, en el Informe Anual de la Programación de la Operación el Coordinador deberá incorporar la evolución del pronóstico de PMG y PMGD.

Artículo 2-43 Estudio del estado del Pronóstico Centralizado de Generación

El Coordinador deberá contratar, cada cuatro años, un estudio que verifique el estado actual del Pronóstico Centralizado de Generación, que dé cuenta de los principales aspectos a ser mejorados, considerando los avances tecnológicos y las nuevas metodologías disponibles para la elaboración de pronósticos, para efectos de disponer de un Pronóstico Centralizado de Generación más preciso. Dicho estudio deberá ser publicado en su página web, debiendo informar de ello a la Comisión y a la SEC.

TÍTULO 2-6 PROYECCIÓN DE DEMANDA Y PROYECCIÓN CENTRALIZADA DE DEMANDA

Artículo 2-44 Alcance

Este capítulo trata las exigencias a las Empresas Distribuidoras y Clientes Libres respecto del envío de la Proyección de Demanda. Además, se establecen los aspectos relativos a la elaboración de la Proyección Centralizada de Demanda del Sistema Eléctrico Nacional por parte del Coordinador.

Las Proyecciones de Demanda señaladas en el inciso anterior serán utilizadas en el proceso de la Programación de la Operación, y podrán usarse para el ejercicio de otras funciones del CEN, en conformidad con la normativa vigente.

Artículo 2-45 Proyección de Demanda de las Empresas Distribuidoras

Las Empresas Distribuidoras en cuyas zonas de concesión se conecten en total más de 65.000 clientes, deberán enviar al Coordinador una previsión del consumo de energía con resolución de, al menos, 15 minutos, para todos los clientes, sean estos libres o regulados, que se encuentren conectados en su zona de concesión, esto es, aquellos clientes ubicados dentro de dicha zona o que se conecten mediante líneas de su propiedad o de terceros a instalaciones de distribución de la respectiva Empresa Distribuidora.

La Proyección de Demanda deberá considerar un horizonte de, al menos, los próximos 10 días, y deberá actualizarse, al menos, cada día a las 8:00 horas, incluyendo de forma agregada, al menos, las barras a nivel de la Subestación Primaria de Distribución.

Las Empresas Distribuidoras en cuyas zonas de concesión se conecten en total 65.000 clientes o menos, deberán enviar al Coordinador un resumen del consumo mensual de su zona, incluyendo, de forma agregada, al menos, las barras a nivel de la Subestación Primaria de Distribución. Dicho resumen deberá ser enviado, a más tardar, en un plazo de 30 días corridos a contar del último día del mes.

En caso de incumplimiento de lo señalado en este artículo el Coordinador deberá informar a la SEC, con copia a la Comisión.

Artículo 2-46 Proyección de Demanda de Clientes Libres con potencia conectada mayor a 5 MW

Los Clientes Libres con potencia conectada de sus empalmes, contratada o facturada, mayor a 5 MW, deberán enviar al Coordinador una previsión del consumo de energía, con resolución, al menos, 15 minutos, con un horizonte de, al menos, los próximos 10 días, la que deberá ser actualizada, al menos, de forma diaria a las 8:00 horas. El pronóstico deberá ser desagregado por barra de consumo.

El Coordinador podrá solicitar justificadamente una previsión de consumo de energía de mayor resolución, mayor horizonte temporal y/o mayor frecuencia de actualización.

En caso de incumplimiento de lo señalado en este artículo el Coordinador deberá informar a la SEC, con copia a la Comisión.

Artículo 2-47 Minimización de desviaciones de la Proyección de Demanda

En la elaboración de la Proyección de Demanda a que se refiere el Artículo 2-45, las Empresas Distribuidoras deberán procurar la minimización de las desviaciones entre dicha proyección y los consumos reales, minimizando los indicadores RMSE, MAE y BIAS de los consumos correspondientes que se señalan a continuación:

Indicadores	Fórmula
RMSE: Error cuadrático Medio [%]	$\frac{\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n*\Delta} (c_i^{est} - c_i^{real})^2}{n * \Delta}}}{DMax}$
MAE: Error absoluto medio [%]	$\frac{\frac{\sum_{i=1}^{n*\Delta} c_i^{est} - c_i^{real} }{n * \Delta}}{DMax}$
BIAS: Sesgo [%]	$\frac{\frac{\sum_{i=1}^{n*\Delta} (c_i^{est} - c_i^{real})}{n * \Delta}}{DMax}$

Donde,

c_i^{est} : es el consumo estimado, en MW, del pronóstico de consumo de las Empresas Distribuidoras o de Clientes Libres en el intervalo de tiempo i;

c_i^{real} : es el consumo real, en MW, de las Empresas Distribuidoras o de Clientes Libres en el intervalo de tiempo i;

$DMax$: es el consumo máximo horario, en MW, en los últimos 12 meses.

Δ : es la cantidad de datos que se utilizan en una hora.

Para el caso de las Empresas Distribuidoras, estos indicadores deberán ser calculados por barras a nivel de la Subestación Primaria de Distribución, de manera agregada por Empresa Distribuidora y zona de concesión.

Para el caso de los Clientes Libres, estos indicadores deberán ser calculados por cada barra de consumo.

Artículo 2-48 Proyección Centralizada de Demanda

El Coordinador deberá realizar una Proyección Centralizada de Demanda, separando el consumo de Clientes Libres y Regulados. Dicha proyección deberá realizarse, al menos, 2 veces al día, para, al menos, los siguientes 10 días, con resolución de, al menos, 15 minutos.

La proyección mencionada en el inciso anterior deberá ser ajustada considerando el pronóstico de las principales variables meteorológicas, tales como temperatura y

precipitaciones. A su vez, deberá considerar la posición geográfica de los consumos para efectos de lograr una mejor desagregación de la demanda.

Por otra parte, la Proyección Centralizada de Demanda deberá considerar, al menos, patrones de demanda de días hábiles y no hábiles, eventos recurrentes, fenómenos meteorológicos, entre otras consideraciones.

Artículo 2-49 Minimización de desviaciones de la Proyección Centralizada de Demanda

Diariamente, el Coordinador deberá procurar la minimización de las desviaciones entre la Proyección Centralizada de Demanda y los consumos reales, buscando la minimización de los indicadores RMSE, MAE y BIAS que se señalan a continuación:

Indicadores	Fórmula
EA_i : Error agregado del intervalo de tiempo i[%]	$\frac{\sum_{c=1}^M d_{i,c}^{est} - \sum_{c=1}^M d_{i,c}^{real}}{DMax}$
$RMSE_n$: Error cuadrático medio [%]	$\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n*\Delta} EA_i^2}{n * \Delta}}$
MAE_n : Error absoluto medio [%]	$\frac{\sum_{i=1}^{n*\Delta} EA_i }{n * \Delta}$
$BIAS_n$: Sesgo [%]	$\frac{\sum_{i=1}^{n*\Delta} EA_i}{n * \Delta}$

Donde,

$d_{i,c}^{est}$: es la proyección del consumo c en el intervalo de tiempo i;

$d_{i,c}^{real}$: es el consumo real c en el intervalo de tiempo i;

$DMax$: es la demanda máxima horaria de los últimos 12 meses;

M: es la cantidad de consumos;

n: es la cantidad de horas evaluadas en la Proyección de Demanda; y

Δ : es la cantidad de datos que se utilizan en una hora.

Artículo 2-50 Cálculo de los indicadores y publicidad de los indicadores de error

El Coordinador deberá calcular, al menos, mensualmente los indicadores de error señalados en el Artículo 2-47 y Artículo 2-49.

Además, el Coordinador deberá publicar, al menos, mensualmente la comparación entre las Proyecciones de Demanda enviadas por los Coordinados y la Proyección Centralizada de Demanda, señalando cuál fue la proyección con menores errores en comparación con la Proyección Centralizada de Demanda. En caso de que el Coordinador realice una proyección con un nivel de agregación mayor que la enviada por los Coordinados, deberá indicarlo en la publicación.

Asimismo, el Coordinador deberá elaborar y publicar, al menos, mensualmente un ranking de las proyecciones enviadas por los Coordinados, detallando, al menos, el nombre de la instalación, empresa, grupo empresarial, consumo máximo en el periodo correspondiente y el valor del índice MAE que se indica en el Artículo 2-47.

Artículo 2-51 Herramientas tecnológicas e información histórica

El Coordinador deberá disponer de herramientas tecnológicas que le permitan obtener, procesar y almacenar la información correspondiente a las Proyección de Demanda, los consumos reales de los Coordinados y la Proyección Centralizada de la Demanda, según corresponda.

Además, deberá mantener un registro histórico de, al menos, los últimos 10 años actualizado y corregido de los consumos reales, con un desfase máximo de 1 mes.

Artículo 2-52 Reporte mensual y anual de la Proyección Centralizada de la Demanda y de la Proyección de Demanda de los Coordinados

El Coordinador deberá incorporar en el Informe Mensual de la Programación de la Operación⁹ la Proyección de Demanda del mes anterior. En este informe, el Coordinador deberá mostrar los resultados de los índices calculados para cada Proyección de Demanda enviada por los Coordinados y de la Proyección Centralizada de la Demanda, analizando las principales desviaciones del mes detallando, al menos, las principales justificaciones de dichas desviaciones.

Además, el Coordinador deberá incluir en el Informe Anual de la Programación de la Operación¹⁰ el desempeño de la Proyección Centralizada de la Demanda de acuerdo con los indicadores de error establecidos en el presente título. En este informe se deberá detallar, al menos, la evolución de los indicadores de error de las Proyecciones de Demanda enviadas por los Coordinados y de la Proyección Centralizada de la Demanda a lo largo del año anterior, y la comparación entre ambas proyecciones, incluyendo desagregaciones por ubicación geográfica y por tipo de cliente.

Ambos informes deberán ser publicados por el Coordinador en su página web y deberán ser enviados a la Comisión y a la SEC.

⁹ Ver nota 8.

¹⁰ Ver nota 2.

TÍTULO 2-7 PROGRAMACIÓN DE LOS MANTENIMIENTOS PREVENTIVOS MAYORES

Artículo 2-53 Alcance

Las materias relativas al proceso, antecedentes y plazos para formular el PMPM de las instalaciones sujetas a coordinación se encuentran reguladas en este título y en el AT “Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor”.

El Coordinador deberá incorporar el PMPM en las distintas etapas de la Programación de la Operación del SEN, de acuerdo con la normativa aplicable.

Artículo 2-54 Solicitud de Trabajo de Mantenimientos Preventivos Mayor

Sin perjuicio de la elaboración del PMPM por el Coordinador y sus requerimientos, los Coordinados deberán hacer la Solicitud de Trabajo asociada a dichos mantenimientos en la oportunidad y forma que se indica en el Título 2-8 de la presente NT.

Artículo 2-55 Mantenimiento Correctivo en el PMPM

Podrán considerarse como Mantenimiento Preventivo Mayor los trabajos de Mantenimiento Correctivo que puedan ser incluidos en la Programación de la Operación, que el Coordinador determine convenientes para el SEN en su conjunto, cuya duración sea superior a 24 horas continuas, y que cumplan con los requerimientos y plazos señalados en el Anexo “Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor”.

TÍTULO 2-8 PROGRAMACIÓN DE SOLICITUDES DE TRABAJO DE CURSO NORMAL

Artículo 2-56 Alcance

En el presente Título, en conjunto con el Anexo “Programa de Solicitudes de Trabajo de Curso Normal”, se establece el proceso, los antecedentes y plazos para la elaboración del Programa de Solicitudes de Trabajos de Curso Normal por parte del Coordinador de las instalaciones sujetas a coordinación, y su incorporación en las distintas etapas de Programación de la Operación del SEN.

Artículo 2-57 Programa de Solicitudes de Trabajo de Curso Normal

Para la elaboración del Programa de Solicitudes de Trabajo de Curso Normal, los Coordinados deberán informar los Trabajos de Curso Normal de sus instalaciones en los términos y plazos establecidos en el AT “Programa de Solicitudes de Trabajo de Curso Normal”.

Por su parte, el Coordinador deberá realizar el Programa de Solicitudes de Trabajo de Curso Normal de acuerdo con lo establecido en el Anexo “Programa de Solicitudes de Trabajo de Curso Normal”.

Artículo 2-58 Incorporación del Programa de Solicitudes de Trabajo de Curso Normal en la Programación de la Operación

El Coordinador deberá incluir en las distintas etapas de la Programación de la Operación del SEN el Programa de Solicitudes de Trabajo de Curso Normal vigente, de acuerdo con lo establecido en el Anexo “Programa de Solicitudes de Trabajo de Curso Normal”.

Sin perjuicio de lo establecido en el Programa de Solicitudes de Trabajo de Curso Normal, en caso de que, como resultado de la Programación de la Operación, el Coordinador determine que la ejecución de un Trabajo de Curso Normal pone en riesgo la operación segura del SEN, éste podrá postponer la ejecución de dicho trabajo. En este caso, el Coordinador deberá acordar con el Coordinado la fecha más próxima en que es posible ejecutar el trabajo pospuesto, y se procederá de acuerdo con lo establecido en el Artículo 24 del Anexo “Programa de Solicitudes de Trabajo de Curso Normal”.

CAPÍTULO 3: DISPOSICIONES TRANSITORIAS

TÍTULO 3-1 DISPOSICIONES TRANSITORIAS PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN

Artículo 3-1 Plazo para la entrega de la estadística de caudales

Dentro de los primeros 2 años desde la publicación de la resolución exenta que aprueba la presente Norma Técnica en el Diario Oficial, la información indicada en el Artículo 2-6 deberá ser entregada, a más tardar, el 20 de septiembre de cada año, y no se deberá entregar el Reporte Hidrológico indicado.

Artículo 3-2 Plazo para la habilitación de herramienta para la comunicación del Pronóstico de Generación, Pronóstico de Energía Afluente y Proyección de Demanda

El Coordinador tendrá un plazo de 120 días desde la publicación de la resolución exenta que aprueba la presente Norma Técnica en el Diario Oficial para habilitar las herramientas para la comunicación a las que se refiere el Artículo 1-5 numeral 5 y numeral 7.

Artículo 3-3 Plazo para el primer Pronóstico de Generación de los Coordinados

Los Coordinados propietarios de Centrales Renovables Variables tendrán un plazo máximo de 120 días desde la publicación de la resolución exenta que aprueba la presente Norma Técnica en el Diario Oficial para cumplir con lo establecido para los pronósticos del día siguiente y de los días siguientes referidos en el Artículo 2-22 y en el Artículo 2-23.

Artículo 3-4 Estudio del desempeño del Pronóstico Centralizado

El primer estudio al que hace referencia el Artículo 2-43 se deberá realizar 3 años después de la publicación de la resolución exenta que aprueba la presente Norma Técnica en el Diario Oficial.

Artículo 3-5 Resolución del pronóstico del día siguiente y de los días siguientes de los

Hasta el término del año 2023, la resolución del pronóstico del día siguiente regulado en el Artículo 2-22 deberá ser de, al menos, una hora. De la misma manera, hasta el término del año 2023, la resolución del pronóstico de los días siguientes regulado en el Artículo 2-23 deberá ser de, al menos, una hora.

Artículo 3-6 Máximo error de desvío estático de los pronósticos para un día en adelante

Hasta el término del año 2023, los errores máximos que se indican en el Artículo 2-29 se calcularán sobre una base temporal de 24 horas, y tendrán los siguientes valores:

Tipo de Instalación	MAE_{24}	$ BIAS_{24} $
Central fotovoltaica o central de concentración solar	6%	7%
Central eólica	18%	18%

Donde MAE_{24} corresponde al error absoluto medio calculado sobre 24 horas y $|BIAS_{24}|$ es el error sistemático calculado sobre 24 horas.

Artículo 3-7 Resolución del Pronóstico Centralizado del siguiente día y de los días siguientes.

Hasta el término del año 2023, la resolución del pronóstico del día siguiente regulado en el Artículo 2-36 deberá ser de, al menos, 1 hora. De la misma manera, hasta el término del año 2023, la resolución del pronóstico de los días siguientes regulados en el Artículo 2-38 deberá ser de, al menos, una hora.

Artículo 3-8 Resolución del Pronóstico Centralizado de la generación de PMG y PMGD

Hasta el término del año 2023, la resolución del Pronóstico Centralizado de la generación de PMG y PMGD regulado en el Artículo 2-40 deberá ser de, al menos, una hora.

Artículo 3-9 Resolución de la Proyección de Demanda de las Empresas Distribuidoras y de Clientes Libres

Hasta el término del año 2023, la resolución de la Proyección de la Demanda regulada en el Artículo 2-45 y el Artículo 2-46 deberá ser de, al menos, una hora.

Artículo 3-10 Resolución de la Proyección Centralizada de Demanda

Hasta el término del año 2023, la resolución de la Proyección Centralizada de Demanda regulada en el Artículo 2-48 deberá ser de, al menos, una hora.