

COES SINAC	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SINAC	PR – 26
CALCULO DE LA POTENCIA FIRME		
<input type="checkbox"/> Propuesta aprobada en S.D. N°99 del 17 de junio de 1999. <input type="checkbox"/> Aprobado según RM N°322-2001 EM/VME del 17 de julio de 2001. <input type="checkbox"/> Propuesta de modificación aprobada en S.D. N°167 del 19 de febrero de 2002 <input type="checkbox"/> Aprobada modificación según RM N°441-2002-EM/DM del 25 de septiembre de 2002 <input type="checkbox"/> Aprobada modificación según RM N°344-2004-MEM/DM del 9 de septiembre de 2004 <input type="checkbox"/> Modificado según RM N°009-2009-MEM/DM del 13 de enero de 2009.		

1. OBJETIVO

El cálculo de la potencia firme de las unidades generadoras.

2. BASE LEGAL

2.1. Decreto Ley N°25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículo 41° inciso d))

2.2. Decreto Supremo N°009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 103°, 110° y 112°)

2.3. Decreto Supremo N°037-2006-EM- Reglamento de Cogeneración (Artículos 4° y 8°)

3. PERIODICIDAD

Mensual

4. RESPONSABILIDADES

De los integrantes

- Presentar el estudio hidrológico de su sistema hídrico.
- Calcular la Potencia Garantizada de sus unidades generadoras hidráulicas para las horas regulación y probabilidad de excedencia dada.
- A solicitud expresa de la DOCOES, en el caso que se presentase lo mencionado en el numeral 8.4 del presente Procedimiento, recalculan la Potencia Garantizada de sus unidades generadoras hidráulicas para determinadas horas de regulación y probabilidad de excedencia.

De la División de Estudios (DES)

- Verificar la información utilizada y los cálculos realizados por los Integrantes.
- Calcular la Potencia Firme.

5. APROBACIÓN

La DOCOES es responsable de la aprobación del cálculo de la Potencia Firme.

6. DEFINICIONES

Las definiciones utilizadas en el presente Procedimiento están precisadas en el "Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos COES-SEIN".

7. DATOS

7.1. Unidades Térmicas

- Potencia efectiva de las unidades (según PR-N°17).

- Factores de Indisponibilidad fortuita mensual de las unidades (según PR-N° 25).

7.2. Centrales Hidráulicas

- Potencia efectiva de las centrales (según PR-N° 18).
- Factor de presencia de las unidades hidráulicas (FP) (según el PR-N° 25).
- Caudal(es) máximo(s) turbinable(s) de la central(es).
- Mantenimientos programados de las unidades y elementos hidráulicos conexos para el año cálculo.
- Caudales naturales mensuales para la probabilidad de excedencia hidrológica de caudales dada.
- Restricción de mínimo caudal, es decir los requerimientos de agua para riego y/o agua potable antes y después de la central.
- Capacidades de túneles y canales.

7.3. Estudio Hidrológico y Batimetría en los Embalses

7.3.1. Estudio hidrológico

Este estudio deberá contener la información, debidamente sustentada, de los recursos hidrológicos, almacenamientos y de los elementos hidráulicos utilizados en la generación de cada Central. El Integrante presentará este documento suscrito por un especialista, para posteriormente ser auditado por la DOCOES previo al cálculo de la potencia firme y de acuerdo al procedimiento correspondiente. Toda la información hidrológica será con registros mensuales y para el periodo comprendido entre 1965 y el año anterior a la presentación del estudio. El estudio hidrológico deberá contener como mínimo la siguiente información:

- Diagrama topológico de cada cuenca, incluyendo los reservorios, ríos, presas, centrales, etc., identificando cada uno de los aportes hidrológicos.
- Planos de ubicación de las cuencas en estudio, incluyendo la ubicación de los reservorio(s), obra(s) de represamiento, obra(s) de conducción, toma(s) y central(es) hidroeléctrica(s).
- Planos de ubicación de las estaciones pluviométricas, hidrométricas y climatológicas de cada cuenca. Todos los planos entregados como parte del estudio hidrológico serán obtenidos a partir de las cartas nacionales emitidas por el Instituto Geográfico Nacional, en escala apropiada.
- Las características (tipo, longitud, sección, capacidad, etc.) de cada elemento hidráulico (túneles, canales, tuberías, válvulas, etc.) desde los reservorios hasta la central.
- Tiempo de desplazamiento del agua desde cada reservorio hasta la central (horas).
- Curvas de Altura-Área-Volumen de los reservorios.
- Cotas o niveles correspondientes al volumen máximo y mínimo de los reservorios (msnm).
- Volúmenes: máximo (V_{max}), mínimo (V_{min}) y útil (V_{util}) de los reservorios.
- Caudales: históricos, regulados, máximos permisibles de descarga de los reservorios y otras descargas utilizadas en el proceso de naturalización (m^3/s).

- Volumen mensual histórico de los reservorios.
- Precipitación mensual histórica de las estaciones pluviométricas.
- Análisis de consistencia de las precipitaciones.
- Cálculo de la precipitación areal en cada cuenca.
- Caudales naturales afluentes a los reservorios estacionales (m^3/s).
- Caudales naturales de aportes intermedios (m^3/s).
- Evaporación potencial y efectiva en los reservorios.
- Caudales de infiltración.
- Balance hídrico en cada reservorio y metodología utilizada en el cálculo de los caudales naturales.
- Análisis de consistencia de los caudales naturales.

En el caso que se incluya actualizaciones de las mediciones de capacidades, modificaciones en alguno de los elementos hidráulicos o variación de datos hidrológicos, los resultados obtenidos deberán ser debidamente sustentados y entregado a la DOCOES. Las mediciones que se realicen serán coordinadas con la DOCOES en caso tenga implicancia en la operación del sistema eléctrico.

En caso de instalaciones o recursos hídricos de uso compartido por varias empresas, la información proporcionada será la resultante de la coordinación de éstas. La DOCOES verificará que la información presentada sea consistente.

7.3.2. Batimetría de los Embalses

Las mediciones de la batimetría de los embalses estacionales y de los reservorios horarios se efectuarán, cuando a juicio de la DOCOES o a solicitud de una empresa integrante, existan indicios razonables para considerar que los volúmenes máximo, mínimo o útil u otras características propias de los embalses estacionales y reservorios horarios han experimentado alguna modificación importante debido por ejemplo a corrientes que arrastren cantidades importantes de sedimentos, presencia de relaves mineros aguas arriba de los embalses o se presentasen derrumbes o huaicos importantes, que justifiquen estas mediciones. Para este efecto, la DOCOES o la empresa integrante presentará un informe sustentatorio que se adjuntará en el requerimiento para que se realice la nueva batimetría del embalse.

Las empresas integrantes del COES por su propia iniciativa podrán realizar la batimetría de sus embalses, nuevas mediciones de capacidades o modificaciones en alguno de los elementos hidráulicos los que serán comunicados a la DOCOES.

Las mediciones de la batimetría serán ejecutadas por una empresa consultora independiente de la empresa generadora y del COES con solvencia profesional para ejecutar las mediciones. En las mediciones estarán presentes:

- Un representante de la empresa generadora.
- Un representante del COES en calidad de veedor.
- Un representante de la empresa consultora, quien tendrá la responsabilidad de las mediciones.

Todos los gastos que ocasionen las mediciones de la batimetría serán asumidos por la empresa generadora propietaria de la central generadora

que utiliza dichos recursos hidráulicos. En caso de instalaciones o recursos hídricos de uso compartido por varias empresas, dichas empresas compartirán los gastos de común acuerdo entre ellas. La actualización de la batimetría entrará en vigencia con la presentación de la PG a la que se refiere en el numeral 9.1.

7.3.3. De la Simulación de Embalses Estacionales

Para efectos de la simulación de los embalses estacionales y con la finalidad de determinar los volúmenes descargados VDT_i y VD_i señalados en 8.2.1. y 8.2.2, se incluirá lo siguiente:

- La evaporación efectiva, calculados de acuerdo al área de los embalses considerando la evaporación potencial. La DOCOES establecerá el porcentaje de evaporación anual del volumen útil de los embalses que se considerará despreciable, tomando en cuenta el estudio hidrológico debidamente sustentado.
- Caudales de infiltración, en caso que la infiltración sea importante, la DOCOES evaluará y determinará su inclusión, para lo cual tomará en cuenta el estudio hidrológico presentado que debe sustentar y recomendar la metodología a aplicarse para determinar el caudal de infiltración de los embalses.

8. PROCEDIMIENTO

8.1. POTENCIA FIRME (PF_T) DE UNA UNIDAD TÉRMICA

$$PF_T = P_{\text{eft}} * (1 - FIF)$$

Donde:

P_{eft} : Potencia Efectiva en bornes de la unidad.

FIF : Factor de Indisponibilidad Fortuita mensual de la unidad.

8.2. POTENCIA FIRME (PF_{cc}) DE UNA UNIDAD DE CENTRAL DE COGENERACIÓN CALIFICADA

La potencia firme de una unidad de una Central de Cogeneración Calificada (PF_{cc}), será el promedio ponderado por tiempo de la operación de la unidad para las condiciones de operación con producción asociada de calor útil y sin producción asociada de calor útil.

$$PF_{cc} = \frac{PME_{cc} * T_{cc} + P_{\text{eft}} * (1 - FIF) * T_g}{T}$$

PME_{cc} : Potencia Media de cogeneración Ejecutada, calculada como el promedio de las potencias medias en bornes de la unidad cada 15 minutos durante el mes en evaluación cuando la Central de Cogeneración opera con producción asociada de calor útil. Este valor no podrá exceder la máxima capacidad de cogeneración de la unidad.

P_{eft} :Potencia Efectiva.

FIF :Factor de Indisponibilidad Fortuita mensual de la unidad.

T_{cc} :Período del mes en que la unidad operó como Central de Cogeneración con producción asociada de calor útil.

T_g :Período del mes en que la unidad operó como Central de Cogeneración sin producción asociada de calor útil. ($T_g = T - T_{cc}$)

T :Período total del mes.

8.3. POTENCIA FIRME DE LAS UNIDADES HIDRÁULICAS (PF_H)

8.3.1. ENERGÍA GARANTIZADA POR LAS CENTRALES HIDRÁULICAS EN EL PERIODO DE EVALUACIÓN

- a. Para la probabilidad de excedencia dada y serie hidrológica iniciada en 1965, se determinan para cada mes los caudales naturales afluentes al reservorio estacional y los caudales naturales de aporte intermedio.
- b. Para efectos de simulación se asume que al inicio del año considerado, el volumen de todos los reservorios se encuentran en el nivel más probable de los últimos 10 años, obtenido a partir de un promedio aritmético de los volúmenes alcanzados a las 00:00 horas de cada 1 de enero de este período.
- c. Se procede a simular para los doce meses del año la operación óptima de la(s) central(es), teniendo como objetivo maximizar la generación anual de dicha(s) central(es), para lo cual se deberá tener en cuenta lo siguiente:
 - Los caudales mensuales naturales afluentes definidos en a); su secuencia estricta; y, los volúmenes embalsados acumulados máximos y mínimos posibles resultantes, a través de los 12 meses del año considerado.
 - Los volúmenes de evaporación e infiltración de los reservorios estacionales calculados de acuerdo al numeral 7.4.
 - Los volúmenes caudales destinados al servicio de agua potable y/o riego.
 - El valor inicial del reservorio estacional a las 00:00 horas del 01 de enero del año considerado, definido en b). El valor final del reservorio estacional a las 24:00 horas del 31 de diciembre será igual al volumen mínimo almacenado al final del mes de diciembre de los últimos 10 años.
 - En el caso de nuevos embalses estacionales, se calculará el volumen inicial como el 50% de su capacidad útil y como volumen final la capacidad mínima del embalse. Conforme se disponga de información histórica, ésta se utilizará para el cálculo del volumen inicial y final del embalse de acuerdo a lo señalado en el párrafo anterior.
 - La capacidad máxima de túneles, canales, compuertas, etc.
 - Los mantenimientos programados de las unidades y/o de la(s) central(es).
 - En el caso de reservorios y cuencas aprovechados por dos o más centrales, los volúmenes descargados tomarán en cuenta la correlación física y la optimización común del aprovechamiento de los embalses y cuencas en beneficio del sistema.
 - En caso de varios reservorios asociados a una central, el efecto de éstos se tomará, de ser posible, como el equivalente a un reservorio estacional.
 - La potencia efectiva de la central (P_{eff}).
 - La energía máxima generable (EMG_i) en el mes i:

$$EMG_i \leq P_{efh} * (N_i - M_i)$$

Donde:

N_i: Número de horas del mes i.

M_i: Número de horas de mantenimiento programado de la central durante el mes i.

- d. Se obtienen las energías garantizadas (**EG_i**) por la(s) central(es), para cada uno de los 12 meses i del año considerado, en función de los volúmenes descargados totales (**VDT_i**), los volúmenes de aporte intermedio (**V_i**) y la energía máxima generable (**EMG_i**):

$$EG_i = \text{Min} \left\{ \left[R * (VDT_i + V_i) \right], \left[EMG_i \right] \right\}$$

Donde:

R: Rendimiento (MWh/m³).

V_i: Volumen total de agua correspondientes a los caudales naturales de aporte intermedio.

VDT_i: Volumen descargado total de todos los embalses estacionales.

- e. **La Energía Garantizada** por la(s) central(es) (**EG**) en el período de evaluación (6 meses más críticos de la oferta hidrológica) será igual a la suma de las energías garantizadas de los meses que conforman dicho período:

$$EG = \sum_{i \in T} EG_i$$

Donde:

T: Período de evaluación

8.3.2. ENERGÍA Y POTENCIA GARANTIZADA POR LOS RESERVORIOS CON CAPACIDAD DE REGULACIÓN HORARIA

- a. **Energía Garantizada por los Reservorios Estacionales con capacidad de Regulación Horaria durante el período de evaluación (EGRE):**

$$EGRE = \text{Min} \left\{ \left[R * \sum_{i \in T} VD_i \right], \left[P_{efh} * HR * N \right] \right\}$$

Donde:

VD_i: Volumen Descargado en el mes i por el reservorio estacional con capacidad de Regulación Horaria.

HR: Horas de Regulación.

N: Número de días del período de evaluación.

- b. **Energía Garantizada por los Reservorios Horarios con capacidad de Regulación Horaria durante el período de evaluación (EGRH):**

$$EGRH = \text{Min} \left\{ \left[R * V_{res} * N \right], \left[R * \sum V_{fhr} \right], \left[P_{efh} * HR * N \right] \right\}$$

Donde:

V_{res}: Volumen útil total del reservorio horario $V_{res} = V_{m\acute{a}x} - V_{m\acute{i}n}$.

V_{fhr}: Volumen total de agua que fluye hacia el reservorio horario en las horas fuera de regulación del período de evaluación. Lo determinan los caudales naturales afluentes de la

cuenca intermedia más las descargas de los reservorios estacionales sin capacidad de regulación horaria.

- c. **Energía Garantizada por los Reservorios con capacidad de Regulación Horaria (EGR), en el período de evaluación:**

$$EGR = \text{Min}\{[EGRE + EGRH], [P_{eff} * HR * N]\}$$

- d. **Potencia Garantizada por los Reservorios con capacidad de Regulación Horaria (PGR), en el período de evaluación:**

$$PGR = \frac{EGR}{HR * N}$$

8.3.3. ENERGÍA DE PASADA Y POTENCIA GARANTIZADA COMO CENTRAL DE PASADA

- a. **Energía de Pasada de la unidad de generación en el período de evaluación (EGCP):**

$$EGCP = EG - EGRE$$

Donde:

EG: Energía garantizada por la central en el período de evaluación.

- b. **Potencia Garantizada como Central de Pasada (PGCP):**

$$PGCP = \frac{EGCPhr}{HTPhr}$$

Donde:

EGCPhr: Energía de pasada durante las horas de regulación (EGCP*HR/24)

HTPhr : Horas totales del periodo de regulación (N*HR)

8.3.4. POTENCIA GARANTIZADA Y POTENCIA FIRME DE LAS CENTRALES HIDRÁULICAS

- a. **Potencia garantizada de la unidad (PG).**

$$PG = \text{Min}\{[PGR + PGCP], [P_{eff}]\}$$

- b. **Potencia firme de las centrales hidráulicas (PF_H).**

$$PF_H = PG * FP$$

Donde:

FP: Factor de presencia.

8.4. CÁLCULO DE POTENCIA FIRME DE UNIDADES POR SITUACIONES DE FUERZA MAYOR.

Cuando una unidad o central de generación se encuentre en un estado de Indisponibilidad Física por Fuerza Mayor (IFFM), y que por dicho motivo, la unidad o central no se encontró en capacidad de operar por más de quince (15) días consecutivos durante el mes correspondiente, se efectuara el proceso de cálculo de la potencia firme de las unidades de generación térmica con una potencia efectiva igual a cero, desde el inicio hasta la finalización del periodo de IFFM.

8.5. REAJUSTE DE LAS POTENCIAS FIRMES DE LAS UNIDADES DE GENERACION EN CASO DE DEFICIT RESPECTO A LA MAXIMA DEMANDA

8.5.1. OBJETIVO.

Reajustar la potencia firme de las unidades de generación en el caso supuesto que la suma de las potencias firmes de las unidades térmicas e hidráulicas no llegue a cubrir la máxima demanda a nivel de generación del sistema, para una probabilidad de excedencia dada por el Ministerio de Energía y Minas.

8.5.2. DATOS.

En caso se presente la condición indicada en el numeral anterior y previa solicitud de la DOCOES, los Integrantes proporcionarán las Potencias Garantizadas de sus unidades generadoras hidráulicas calculadas bajo las siguientes condiciones:

- Horas de regulación: Reduciendo progresivamente en intervalos de una hora, desde las horas de regulación dada hasta el límite de una hora.
- Probabilidad de excedencia: Reduciendo progresivamente en intervalos de 1%, desde la probabilidad de excedencia dada hasta el límite de 70%.

8.5.3. FORMULACION.

Para reajustar las potencias firmes se seguirá el siguiente procedimiento secuencial:

a. DISMINUCION DE LAS HORAS DE REGULACION.

Se reduce progresivamente el número de horas de regulación horaria H_R , en intervalos de una hora a fin de incrementar la potencia garantizada con los reservorios de regulación horaria en el acápite 8.2.2, limitando a que la suma de esta nueva potencia y la potencia garantizada como central de pasada no sea mayor a la potencia efectiva de la unidad de generación. El límite mínimo de este parámetro es de una hora.

b. DISMINUCION DE LA PROBABILIDAD DE EXCEDENCIA.

Si la disminución de horas de regulación según 8.4.3.a no satisface la igualdad entre la máxima demanda a nivel de barras de generación y la suma de las potencias firmes, se procederá a recalcularse la potencia garantizada hidráulica disminuyendo la probabilidad de excedencia, de acuerdo a los siguientes pasos:

- b.1. Se disminuye la probabilidad de excedencia de todos los embalses y cuencas en intervalos de 1%.
- b.2. En base a los datos proporcionados se recalcula la Potencia Garantizada establecida en los acápites 8.2.2.d, 8.2.3.b y 8.2.4.a.
- b.3. Si las magnitudes recalculadas en b.2 no logran satisfacer la igualdad de la suma de potencias firmes a la máxima demanda a nivel de generación se repetirán sucesivamente los pasos b.1 y b.2 hasta que la probabilidad de excedencia no sea inferior a 70 %.
- b.4. Si al término del paso b.3 no se satisficiera la igualdad establecida, se realizará el proceso indicado en c.

c. DISMINUCION DE LA INDISPONIBILIDAD DE CENTRALES.

Se procederá a recalcular las potencias firmes térmicas e hidráulicas disminuyendo la indisponibilidad fortuita de las unidades térmicas y los mantenimientos programados de las centrales hidráulicas.

- c.1. Se determinan los nuevos factores de disponibilidad de las unidades de generación asignando reducciones del 1% para el caso de las unidades térmicas a fin de buscar la igualdad de la máxima demanda a nivel de barras de generación y la potencia firme total del sistema, a partir de las magnitudes calculadas en b. La indisponibilidad límite es 0%.
- c.2. Si no se alcanza la igualdad se procede a disminuir la indisponibilidad por mantenimientos programados en períodos sucesivos de 10 días de las centrales hidráulicas, recalculándose nuevamente la potencia garantizada.
- c.3. Si luego de concluir el paso anterior no se logra la igualdad entre la máxima demanda a nivel de barras de generación y la suma de las potencias firmes así calculadas, la potencia firme de cada unidad de generación será igual a la potencia efectiva de la unidad.

9. PLAZOS Y FORMAS DE ENTREGA DE LA INFORMACIÓN

9.1. PLAZOS

- **Estudio Hidrológico:**

El estudio hidrológico de cada Cuenca Hidrográfica deberá ser presentado a la DOCOES antes del 31 de mayo de cada año. La información histórica incluida corresponderá al periodo comprendido entre los años 1965 y el año anterior a la presentación del estudio.

Con la finalidad de cumplir el plazo de entrega del estudio hidrológico, las empresas presentarán un cronograma de avance del estudio a más tardar el último día útil del mes de marzo.

La DOCOES podrá emitir observaciones al estudio hasta el 15 de agosto de cada año, las cuales deberán ser absueltas a los 15 días calendarios de presentarse las observaciones.

- **Potencia Garantizada:**

Los cálculos correspondientes serán presentados a la DOCOES a solicitud de ésta hasta el 30 de setiembre de cada año, quien los aprobará o efectuará las observaciones a que hubiere lugar a más tardar el 20 de octubre, teniendo las empresas un plazo máximo hasta el 31 de octubre para absolver las observaciones. La información hidrológica utilizada corresponderá al periodo comprendido entre los años 1965 y el año anterior a la presentación del cálculo. Las PG aprobadas serán vigentes a partir del cálculo de potencia firme del mes de octubre del mismo año.

Las PG indicadas en el numeral 8.4.2 deberán ser presentadas dentro de los tres días útiles siguientes a su solicitud.

- **Incumplimiento de entrega del Estudio Hidrológico y/o Potencia Garantizada:**

Si alguna empresa incumpliera con la entrega del estudio hidrológico en el plazo señalado, y/o se venciere el plazo para la entrega de la PG de la central generadora, la DOCOES adoptará como PG el 85% de la PG utilizada para esta central en el último año.

- **Ensayos de Potencia Efectiva:**

Cuando se efectúe un ensayo de potencia efectiva de una central hidroeléctrica de un Integrante, éste deberá presentar a la DOCOES los correspondientes cálculos de la PG en un plazo máximo de 15 días calendario a partir de la fecha de aprobación de la nueva potencia efectiva. Las observaciones y absolución de las mismas, así como la aprobación correspondiente se efectuarán dentro de los siete días calendario siguientes. La fecha de aprobación de esta nueva PG por parte de la DOCOES, indicará el inicio de la vigencia de estos valores.

- **Inclusión de Nuevas Instalaciones y/o retiros de grupos en una Central Hidroeléctrica:**

En el caso se implemente nuevas instalaciones y/o retiro de grupos y/o se incremente la capacidad de las obras existentes en una central hidroeléctrica, tal es el caso de embalses de regulación estacional, embalses horarios o derivaciones de otras cuencas, éste deberá presentar a la DOCOES los correspondientes cálculos de la PG que incluya la información sustentatoria, de acuerdo a lo referido en el numeral 7.3. La fecha de aprobación de esta nueva PG, por parte de la DOCOES, indicará el inicio de la vigencia de estos valores.

9.2. FORMAS DE ENTREGA

- **Estudio Hidrológico:**

Estos estudios y la información de la hidrología del año anterior, según corresponda, deberán ser remitidos formalmente a la DOCOES y al OSINERG, tanto en forma impresa como en medio magnético.

- **Potencia Garantizada:**

Los archivos del cálculo de las PG, incluyendo todos los datos utilizados y cálculos realizados que sustentan la PG obtenida, deberán ser remitidas formalmente a la DOCOES, en forma impresa y en medio magnético u óptico, y vía correo electrónico a la DES. Estos archivos deberán ser capaces de evaluar la Potencia Garantizada para distintas horas de regulación y probabilidades de excedencia.

9.3. DISPOSICION TRANSITORIA

Las empresas generadoras de electricidad que no hubiesen presentado a la DOCOES el sustento de los valores de volumen de sus reservorios horarios y/o embalses estacionales, deberán entregar a dicho organismo tal información dentro de un plazo máximo de 120 días calendario contados a partir de la vigencia del presente procedimiento.

En caso de que algún embalse estacional importante (capacidad útil mayor a 10 MMC) aún no cuente con una batimetría, la titular deberá presentar a la DOCOES en un plazo máximo de 60 días un cronograma que considere como plazo máximo para efectuar la batimetría al año siguiente a partir de la vigencia del presente procedimiento.