

# Informe de Impacto Regulatorio Evaluación Prel



Tipo de Normativa: Decreto

**Materia: MODIFICA DECRETO SUPREMO N° 125, DE 2017, DEL MINISTERIO DE ENERGÍA, QUE APRUEBA REGLAMENTO DE LA COORDINACIÓN Y OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL, INTRODUCE MODIFICACIONES AL DECRETO SUPREMO N**

Ministerio que lidera: Ministerio de Energía

Ministerios que firman:

Fecha Informe: 10/10/2025 10:28:08 AM

## Evaluación Preliminar

### I. Propuesta

#### Descripción

El decreto propone tres acciones. Primero, modificar el DS N°125, de 2019 (DS N° 125), que aprueba el Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para actualizar sus disposiciones al contexto actual y futuro del SEN. Se añaden 14 artículos, se derogan 8, se modifican 80 y se incorporan 7 artículos transitorios. Segundo, modificar el DS N°52, de 2018, que aprueba el Reglamento del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional (DS N° 52), para establecer una instancia en la que las empresas sujetas a la coordinación puedan proponer y desarrollar de forma directa con el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) mejoras en los procesos o metodologías de este último. Se modifican 2 artículos y se añaden 2 artículos. Tercero, derogar el DS N°128, de 2016, que aprueba el Reglamento para Centrales de Bombeo sin Variabilidad Hidrológica (DS N° 128), ya que las disposiciones que contiene ya se encuentran reguladas en otros cuerpos normativos.

#### Cambios normativos

Cambios Normativos: No mantiene registro.

Rango de la Regulación: No mantiene registro.

### II. Descripción General

#### Problema identificado

Las transformaciones tecnológicas y operacionales que ha experimentado el SEN en los últimos años, la masiva incorporación de energías renovables variables, y la dictación de la Ley N°21.505, hacen necesario modernizar la regulación vigente en materia de coordinación y operación del sistema. Los desafíos que se deben enfrentar son:

1. Los actuales criterios regulatorios en la coordinación y operación resultan ineficientes ante los escenarios dinámicos del sistema eléctrico, por lo que no aseguran un despacho seguro y económico.
2. Los criterios actuales que se aplican en las prorratas de generación ante situaciones de sobreoferta energética, en conjunto con lo establecido en el Decreto Supremo N°88, de 2019, que establece los lineamientos sobre la remuneración de los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), han provocado desvíos respecto de los principios que deben orientar las políticas públicas energéticas, como la neutralidad tecnológica o la eficiencia de los procesos, y han llevado a distorsiones en el mercado que han significado mayores costos para los clientes.
3. La normativa actual no permite un reconocimiento adecuado del potencial valor de la energía que proveen los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE).
4. La Ley N°21.505 dispone realizar las bajadas reglamentarias para los Sistemas de Generación-Consumo (SGC). Mientras ello no ocurra, existirá incertidumbre regulatoria que dificulte las inversiones en proyectos estratégicos, como la desalación o el hidrógeno verde.
5. Los mecanismos destinados a resguardar la continuidad de la cadena de pago han presentado inconvenientes bajo ciertas circunstancias.

6. Los procesos de declaración en construcción, modificación y retiro de centrales son poco eficientes y trazables.
7. Falta un procedimiento claro para que los coordinados puedan proponer y trazar mejoras a los procesos del CEN.
8. La normativa del DS N°128 está contenida también en otros reglamentos, lo que genera discrepancias.

### **Objetivos esperados**

DS N°125:1. Perfeccionar las disposiciones de coordinación y operación del SEN para garantizar la operación económica del sistema, preservar la seguridad de servicio y promover la trazabilidad en los procesos. En este sentido se establece la obligación de automatizar la operación en tiempo real; mejorar los pronósticos de generación; perfeccionar los procesos de declaración en construcción; incorporar estándares mínimos a considerar en retiro de instalaciones, mejorar el plan de recuperación del servicio; mejorar procedimientos por término de contratos y adecuar el cálculo de garantías para resguardar la continuidad de la cadena de pagos.2. Adecuar los criterios de recortes de generación en situaciones de sobreoferta energética, con el fin de armonizar el proceso con la situación real del sistema y evitar la discriminación entre instalaciones.3. Reconocer la gestión de energía prestada por los SAE y que éstos pueden suscribir contratos de suministro, equiparando su participación en el mercado eléctrico a las centrales generadoras.4. Establecer las disposiciones reglamentarias que habilitan la operación de los SGC en el SEN, los que fueron incorporados por la Ley N°21.505 a la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), así como diferenciarlos de figuras similares con autoconsumo.5. Mejorar la competitividad y transparencia del mercado a través de la agilización de procesos llevados a cabo por la unidad de monitoreo de competencia de CEN. DS N°52: Tienen como objetivo perfeccionar los procesos del CEN a través de la inclusión de un proceso de participación y propuestas de mejoras por parte de las empresas coordinadas. La participación busca fomentar la trazabilidad de la información del CEN, así como optimizar la gestión de recursos. Derogación del DS N°128: Permite que las centrales con almacenamiento por bombeo sin variabilidad hidrológica sean reconocidas como SAE, entregando certezas respecto a la metodología aplicable a estas instalaciones.

### **Alternativas consideradas**

#### 1.Despacho económico:

- Mantener el despacho económico “manual” no es deseable porque resulta ineficaz ante una alta integración de energías renovables.

#### 2.Recortes de generación ante sobreoferta:

##### 2.1.Criterio de recorte:

- Mantener las prorratas por potencia máxima de las instalaciones no tiene a la vista la situación real del sistema y genera eventuales iteraciones de cálculo.

##### 2.2.Tratamiento de las instalaciones con autodespacho -aquellas que pueden inyectar energía al sistema sin ser instruidas por el CEN- en distribución:

- Excluir las en el reglamento de las prorratas por sobreoferta, lo que supone una ventaja injustificada para estas instalaciones, sin fundamento legal.
- Incluir a este tipo de centrales en las prorratas siempre que exista sobreoferta y un flujo energético desde el sistema de distribución hacia el de transmisión, presenta dificultades operativas y no permite alcanzar adecuadamente el objetivo esperado de equidad en el tratamiento de centrales.

#### 3.SAE:

##### 3.1.Determinación de la carga del SAE:

- Mantener que las instalaciones determinen el horario y magnitud de su carga, lo que puede provocar riesgos en su seguridad y no propender a una operación económica, ante la entrada masiva de estas instalaciones.

##### 3.2.Operación de los SAE en base al Costo de Oportunidad (CO):

- Mantener que el CEN no esté obligado a determinar los CO de los SAE no reconoce la capacidad de gestión de energía que estos proveen.

#### 4.SGC:

- No regular esta materia, lo que genera incertidumbre respecto de los interesados en desarrollar proyectos bajo este tipo de proyectos.

#### 5.Garantías para participar en el mercado mayorista:

- Mantener su cálculo considerando solo las transacciones en el mercado de energía, sin incorporar las transferencias por potencia al cálculo, lo que no resguarda adecuadamente la cadena de pagos.

En el resto de modificaciones contenidas en el decreto, el escenario base no permite alcanzar los objetivos presentados en la sección anterior

## **Justificación de la propuesta**

1. Se incorpora la obligación de transitar hacia procesos automáticos de optimización y despacho de las instalaciones, favoreciendo una gestión más eficiente de los recursos disponibles y la reducción de los costos de operación del sistema.
  2. Se aplicará el criterio de prorrata por potencia disponible en los recortes de generación ante sobreoferta energética, lo que considera las condiciones reales de operación, evitando iteraciones innecesarias en el cálculo de los recortes por parte del CEN.
  3. Se incluirán las centrales con autodespacho conectadas a la red de distribución en todo evento de recortes por sobreoferta, lo que disminuye riesgos de seguridad del SEN (Carta CEN 00029/2025), evita la discriminación entre instalaciones y reduce los costos para los clientes.
  4. Se reconoce que los SAE que no forman parte de la infraestructura de transmisión pueden a efectuar retiros para comercializar con clientes finales, disminuyendo barreras de entrada y promoviendo su financiamiento.
  5. Se centraliza la carga de los SAE para reducir los riesgos de seguridad, y se mejora la gestión de su energía a través del uso obligatorio de su CO.
  6. Se establecen disposiciones que habilitan la conexión y operación eficiente de SGC, diferenciándolos de figuras con autoconsumo similares, dando un marco regulatorio claro que permita la inversión de esta infraestructura.
  7. Se incorporan las transferencias económicas de potencia en el cálculo de las garantías para participar del mercado de corto plazo, ya que esto refleja de mejor forma la capacidad de pago de las empresas. No se incluyen las transferencias por servicios complementarios, debido a su alta incerteza de pronóstico y a su bajo impacto en relación con los mercados de energía y potencia.
- El resto de cambios contenidos en el decreto modificatorio, se opta por su implementación, debido a que contribuyen de una mayor forma al cumplimiento de los objetivos planteados que el escenario base, es decir, mantener el status quo

## **Descripción del contenido de la propuesta**

1. Automatización del despacho económico: el CEN debe implementar herramientas automáticas de despacho para calcular e instruir en tiempo real el nivel de generación o inyección de las instalaciones. El costo marginal del sistema se determinará con los resultados de la herramienta.
2. Recortes de generación ante sobreoferta energética: el recorte deberá ser determinado para todas las instalaciones, incluidas aquellas con autodespacho, en base a la potencia disponible de las instalaciones tanto en la etapa de programación como en la operación en tiempo real del sistema, ambas realizadas por el CEN. Para aquellas instalaciones conectadas a la red de distribución, el CEN deberá considerar las restricciones de seguridad y calidad de servicio informadas por las empresas distribuidoras.
3. SAE: el CEN determinará la carga e inyección de cada SAE en la programación y operación en tiempo real para garantizar una operación segura y económica del sistema. Además, el CEN debe determinar el CO de cada SAE y actualizarlo de acuerdo con las condiciones reales del sistema eléctrico, siendo este valor el considerado para su operación tanto dentro como fuera del orden económico. Se habilita a los titulares de SAE a efectuar retiros para comercializar con clientes libres, estando sujetos a los cargos asociados a clientes finales. Los SAE con capacidad de inyección de hasta 9 MW podrán optar a operar bajo el régimen de autodespacho, previa aprobación del CEN.
4. Las centrales renovables con capacidad de almacenamiento, el titular escogerá su régimen de operación entre que se consideren de manera separada las componentes de generación y almacenamiento, o ser considerada como una sola central.
5. SGC: la infraestructura que cumpla con los requisitos establecido en la LGSE podrá solicitar su calificación de SGC al momento de efectuar su solicitud de autorización de conexión o uso de capacidad técnica disponible a los sistemas de transmisión. Los titulares podrán incorporarse en el mercado de corto plazo como suministrador o a través de un contrato de suministro con un tercero. Todos sus retiros estarán afectos a los cargos de cliente final y cargos por retiros. La energía autoabastecida no se considera un retiro del sistema. Para la valorización de sus inyecciones, se considerará el costo variable de su componente de generación. Se establecen criterios para determinar qué requerimientos técnicos deberán cumplir sus componentes de generación y de consumo. Los SGC con excedentes hasta 9 MW podrán optar a operar bajo el régimen de autodespacho, previa aprobación del CEN, quien puede modificarlo justificadamente.
6. Se modifica la definición de autoproduccion y se define cliente con Autoconsumo, evitando la superposición entre estas figuras y los SGC.
7. Resguardo cadena de pagos: se eliminan las pólizas de seguro como medio de garantía, dada la dificultad de su cobro a primer requerimiento. En el cálculo de las garantías se incluyen las transferencias de potencia, relegando a norma técnica

los lineamientos específicos para el cálculo de estas. Se establece el procedimiento aplicable al CEN respecto de la suspensión de suministro a clientes libres conectados a la red de transmisión por no pago a su suministrador. Se habilita al CEN a centralizar los pagos entre empresas a través de una institución financiera externa.

8. Se establecen mejoras en pronósticos de generación, fijando estándares de desvíos que determine la norma técnica.

9. Incorporan procesos para la mejora continua del proceso de recuperación de servicio.

10. Perfecciona el proceso de declaración en construcción, poniendo límite a su fecha de inicio, se especifican antecedentes y plazos máximos de respuesta.

11. Se incorporan criterios mínimos del informe de seguridad para el proceso de retiro de centrales.

12. Habilita a la unidad de monitoreo de la competencia a presentar denuncias ante la Fiscalía Nacional Económica sin necesidad de que sean aprobadas por el consejo directivo del CEN.

### Entrada en Vigencia

La entrada en vigencia del decreto presentado, que abarca las modificaciones al Decreto Supremo N°125, al Decreto Supremo N°57, y la derogación del Decreto Supremo N°128, comenzará una vez que este se publique en el Diario Oficial.

Sin perjuicio de lo anterior, para el caso de las modificaciones al DS N°125, el documento presentado cuenta con disposiciones transitorias que establecen plazos diferidos para la aplicación de algunas de las disposiciones específicas contenidas en el cuerpo del decreto. Estas se detallan a continuación:

1. La operación del sistema con herramientas automáticas de despacho comenzará a regir una vez transcurridos 36 meses desde la publicación del decreto presentado en el Diario Oficial. En la misma línea, dentro de los primeros 60 días corridos desde la publicación en el Diario Oficial del decreto, el CEN deberá publicar en su sitio web un plan de trabajo indicativo, aplicable tanto a empresas coordinadas y a sí mismo, que abarque las brechas y requisitos para implementar las referidas herramientas automáticas.

2. Respecto de los recortes de generación ante escenarios de sobreoferta energética, una vez transcurridos 24 meses desde la publicación del decreto en el Diario Oficial, comenzará a regir: (i) la utilización de la potencia disponible de las instalaciones para el cálculo; y (ii) la consideración, en el recorte de generación, de las centrales con autodespacho que se encuentren conectadas a la red de distribución.

3. Las disposiciones relacionadas al cálculo del CO de los SAE, centrales con almacenamiento por bombeo y la componente de generación de centrales renovables con capacidad de almacenamiento, comenzarán a regir transcurridos 24 meses desde la publicación de decreto en el Diario Oficial. Durante dicho período, el CEN deberá implementar los procedimientos y herramientas necesarias para materializar las disposiciones relacionadas al cálculo del referido costo.

4. Los titulares de centrales renovables con capacidad de almacenamiento que hubiesen iniciado su puesta en servicio antes de la publicación del decreto en el Diario Oficial, deberán comunicar al CEN, dentro de un plazo de 30 días corridos contados desde aquella publicación, la metodología bajo la cual este deberá incorporar a la instalación en la programación de la operación.

### III. Agentes o grupos impactados directamente por la propuesta

| Agentes o Grupos                              | Costos | Beneficios |
|---|--------|------------|
| Empresas                                      | Sí     | Sí         |
| Micro, pequeñas y medianas empresas (Mipymes) | No     | No         |
| Instituciones del Sector Público              | No     | No         |
| Personas naturales                            | No     | No         |
| Personas consumidoras                         | Sí     | Sí         |
| Trabajadores y trabajadoras                   | No     | No         |
| Mujeres                                       | No     | No         |
| Niños, Niñas y Adolescentes (NNA)             | No     | No         |
| Personas con discapacidad                     | No     | No         |
| Comunidad LGTBIAQ+                            | No     | No         |
| Personas migrantes                            | No     | No         |

|                     |    |    |
|---------------------|----|----|
| Pueblos originarios | No | No |
|---------------------|----|----|

## Detalle de la distribución del impacto

### 1.Herramientas de despacho económico automático:

Los costos de adecuación para las empresas generadoras y titulares de SAE sin autodespacho dependerán de los estándares que defina la norma técnica, por lo que no es posible anticipar su magnitud.

En cuanto a costos del CEN, este ha estimado en aproximadamente del orden de US\$ 1 millón para la implementación de las herramientas, equivalente al 1,6% de su presupuesto 2024 (61,1 millones de USD). En caso de ser financiado íntegramente mediante presupuesto adicional, implicaría un aumento estimado de 0,012 \$/kWh en el cargo por servicio público que pagan los clientes finales.

Sin embargo, la automatización permitirá perfeccionar la programación y operación del sistema eléctrico, optimizando los procesos del CEN y en el uso de los recursos sistémicos ante desvíos de pronósticos o contingencias y, en consecuencia, reduciendo los costos sistémicos en el mediano plazo.

### 2.Prorratas de generación:

La inclusión de centrales con autodespacho en los recortes de generación por sobreoferta reduciría en aproximadamente US\$ 54 millones anuales los costos sistémicos, al disminuir la energía valorizada a precio estabilizado, considerando las condiciones operacionales de 2024. Como referencia, durante 2024 el promedio mensual de los costos unitarios asociados a compensaciones por precio estabilizado ha oscilado entre 0,9 y 5,9 \$/kWh, alcanzando hasta 11,7 \$/kWh en horas solares. Estos costos son, legalmente, de cargo de las empresas suministradoras, que pueden traspasarlos a sus clientes de acuerdo con las condiciones contractuales pactadas. Por lo tanto, su reducción beneficiaría tanto a empresas suministradoras como a clientes libres -que podrían ser empresas productoras, hospitales, comercios o Pymes- y regulados -personas consumidoras-, considerando que la licitación pública de suministro 2023/01, que comprende el 5% de la energía total contratada para 2027, incluyó una fórmula de indexación del precio de la energía y potencia en función de los costos sistémicos, metodología que se replica en el proceso licitatorio 2025/01. La reducción en los costos sistémicos de US\$ 54 millones anuales, se traduce en disminución en los ingresos por estabilización de precios de las centrales con autodespacho (del total de PMGD, un 14% corresponden a Pymes, las que representan el 1,5% de ventas del país), de acuerdo con las condiciones operacionales de 2024. Este monto equivale a una reducción de aproximadamente un 14% en los ingresos de estas instalaciones en el mercado de corto plazo. Si bien esta medida genera un ajuste en sus ingresos, la propuesta busca corregir una distorsión que en los últimos años ha otorgado un trato preferente a estas instalaciones frente al resto de las centrales, las que sí han visto afectados sus ingresos por los recortes energía, además de contribuir a la seguridad del SEN.

### 3.SAE:

La obligatoriedad del uso de CO optimizará el uso de los recursos, disminuyendo costos de operación sistémica. La habilitación de los SAE en el mercado de contratos abre nuevas fuentes de financiamiento estables para estos proyectos. La centralización de carga no debiera generar impactos relevantes, dado que en la práctica los que se encuentran operando ya son instruidos de esta manera.

### 4.SGC:

No es posible proyectar impactos, ya que en la actualidad no existen instalaciones de esta naturaleza ni un marco regulatorio contra el cual realizar comparaciones.

### 5.Cadena de pagos:

La eliminación de pólizas de seguro tendría un efecto acotado, considerando que solo se han utilizado 5 pólizas frente a 70 boletas de garantía. No obstante, podría provocar mayores costos financieros al reducir las opciones disponibles para los Coordinados. En cuanto a la modificación del cálculo de garantías, se estima un impacto neutro, ya que los montos exigidos podrían aumentar o disminuir según la situación particular de cada Coordinado.

## Aplicación diferenciada a Mipymes

No

## Impacto en género

Neutro

#### Detalle de impacto en género

La propuesta no posee impacto diferenciado en aspectos de género.

#### IV. Costos Esperados

| <b>Tipos de Costos</b>      |    |
|-----------------------------|----|
| Costos financieros directos | No |
| Costos de cumplimiento      | No |
| Costos indirectos           | No |

#### V. Impacto Neto

##### Distribución de los efectos esperados

##### Región:

No tiene impacto específico por región.

##### Sector Económico:

Suministro de electricidad, gas y agua.

##### Grupo Etario:

No tiene un impacto específico por grupo etario.

##### Magnitud y ámbito del impacto esperado

##### Comentarios adicionales

Las materias relativas a la automatización del despacho económico, la aplicación de prorratas de generación, los sistemas de almacenamiento y el resguardo de la cadena de pagos serán abordadas en mayor profundidad en el documento anexo. Dicho documento desarrolla en mayor detalle la descripción y el análisis de los antecedentes considerados para la elaboración de estas medidas.

Nota: En la sección otros costos se indican costos de cumplimiento (bajos), sin embargo la plataforma no guarda la opción correctamente. Los otros no fueron indicados.