

Minuta respecto al anteproyecto de norma de emisión para centrales termoeléctricas
Ministerio de Energía

26 de enero de 2024

I. Criterio de evaluación del cumplimiento del límite de emisión de la norma para fuentes existentes y nuevas.

El anteproyecto de la norma establece que los valores límites de emisión para MP, SO₂ y NO_x, se evaluarán sobre la base de promedios horarios durante un año calendario, el que se deberá cumplir el 100% de las horas de operación en régimen (RE) (art. 6).

Respecto a lo anterior, el Ministerio de Energía solicita otorgar una holgura en el porcentaje de cumplimiento de un 10% para las centrales existentes y un 5% para las centrales nuevas. Es decir, que la redacción del artículo 6 sea del siguiente tenor:

Artículo 6. Criterios de evaluación del cumplimiento de límite de emisión de la norma para fuentes existentes y nuevas.

- a) *Los valores límites de emisión para los parámetros MP, SO₂ y NO_x, se evaluarán sobre la base de promedios horarios durante un año calendario, el que deberá cumplir el 95% de las horas de operación en régimen para las fuentes emisoras nuevas y 90% de las horas de operación para las fuentes emisoras existentes.*

La principal motivación de la norma es disminuir los contaminantes locales, no obstante, es de interés del Ministerio de Energía explorar condiciones que permitan habilitar e incentivar alternativas tecnológicas de transición y gradualidad en la disminución progresiva de dichos contaminantes, pero además de los gases de efecto invernadero para dar cumplimiento al mandato legal establecido en la Ley 21.455 (Ley Marco de Cambio Climático). En ese sentido, creemos sumamente relevante poder entregar un rango de flexibilidad a la operación de las centrales para seguir avanzando en bajar los valores de los mínimos técnicos ambientales y llevarlos a valores que se acerquen a los de mínimos técnicos (termodinámicos), de las centrales termoeléctricas que operan con combustibles líquidos y gaseosos y, con ello, permitir una mayor colocación de energías renovables en el sistema eléctrico, con la consecuente disminución de CO₂ proveniente del sistema eléctrico.

Actualmente, los niveles de vertimiento de energías renovables en el sistema (producción de energía eléctrica renovable que no es posible inyectar al sistema y es desaprovechada) son del orden de 450 GWh hasta marzo 2023, y entre otras razones, esto se debe a los mínimos técnicos de centrales termoeléctricas. Cabe señalar que, una mayor generación de energía renovable disminuye emisiones tanto de contaminantes locales, como contaminantes globales, lo que está en línea con alcanzar el presupuesto de carbono sectorial y la meta de ser un país carbono neutral antes de 2050.

Aun cuando el criterio de evaluación de cumplimiento del límite de emisión cambió desde las horas de funcionamiento en la norma vigente, a las horas en régimen en el anteproyecto, de todos modos se observa un porcentaje de horas en que las centrales estarían fuera del rango de cumplimiento de

NOx, considerando que en el estado de régimen la operación de las centrales no es permanente a carga máxima nominal, nivel en el que se presentan menores emisiones por unidad de carga generada. Los niveles de operación varían desde mínimo técnico a carga máxima, presentándose distintos niveles de emisión por unidad de generación, aunque cuando a menor carga, las emisiones absolutas también son menores.

En general, las centrales térmicas permanecen un tiempo acotado operando en mínimos técnicos para aumentar rápidamente su generación de energía en la noche, cuando no hay centrales solares, o cuando tienen que operar frente a condiciones de la red que requieren de mayor generación para mantener la frecuencia del sistema.

Las centrales a gas en Chile, que operan en forma dual -esto es, con gas natural o diésel-, funcionan en su mayoría con sistemas *Dry Low Nox*, los que no son capaces de controlar las emisiones cuando la turbina opera a baja carga. En general, para niveles de carga superiores al 50% de la potencia de la turbina, los sistemas *Dry Low NOx* son capaces de controlar de mejor manera la concentración de NOx resultante.

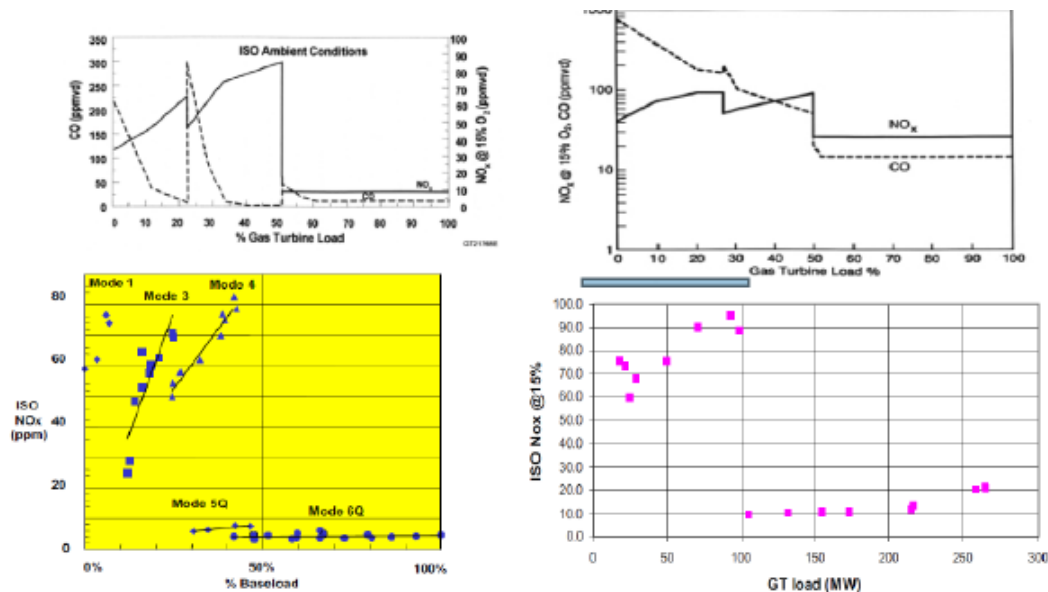


Figura 1: Emisiones de NOx (a 15% O₂) en función del nivel de carga de una turbina a gas para distintos tipos de sistemas de combustión *Dry Low NOx*. Fuente: GE Power Systems (GE Power Systems, 2000). Presentado en estudio desarrollado por inodú "Flexibilidad de operación de centrales termoeléctricas chilenas con los instrumentos de gestión ambiental vigentes", desarrollado para el Ministerio de Energía el año 2017.

Si la operación de las centrales se realizara de manera constante a potencia nominal máxima, sería factible -en general- cumplir los límites de emisión en estado de régimen, pero tal como está definido el régimen en el anteproyecto de la norma, se producen cambios de modos de combustión y cambios en el modo de operación que requieren de una holgura en el cumplimiento de los límites de emisión de la norma.

La siguiente tabla muestra información proporcionada por la empresa Engie respecto del porcentaje del tiempo en que se aplicaron las holguras contempladas en la normativa vigente, considerando únicamente la operación en régimen de las unidades, tal como establece el anteproyecto de norma.

Los cálculos fueron realizados en base a la información contenida en los reportes horarios que se envían a la SMA. En particular para el año 2022, se tiene lo siguiente:

Unidades	Abatimiento	% de Hr sobre límite de NOX en RE	Total Hr Sobre límites de NOx (HE, HA, RE)
		2022	2022
CTM3 (CC GN/Diesel)	S/A	8%	12%
CTM1-2 (carbón)	quemador lowNox	8%	10%
IEM (carbón)	SCR	0%	1%
CTA (carbón)	Lecho fluidizado/EP	4%	5%
CTH (carbón)	Lecho fluidizado/EP	2%	2%
U16 (CC GN/Diesel)	S/A	1%	8%

Considerando solamente las centrales que operan de manera dual, con gas natural o diésel, en los años 2020, 2021 y 2022, se observa:

Unidades/año	% Horas régimen de NOX en RE respecto de límites contemplados en la normativa		
	2020	2021	2022
CTM3	0.1%	4%	8%
U16	0.1%	0.3%	1%

En 2020, ambas unidades sólo operaron con gas, su insumo principal, y se aplicaron mínimamente las holguras contempladas en la normativa, principalmente por sustituciones de datos no medidos (i.e. indisponibilidad del CEMS) y su respectiva metodología de reemplazo.

En 2021, tanto respecto de CTM3 como de la U16 se aplicaron las holguras contempladas en la normativa durante su operación con diésel, que es su combustible alternativo. Cabe señalar que el uso de diésel corresponde exclusivamente a instrucciones del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), incluida la realización de pruebas y verificaciones, y responde a las condiciones de seguridad en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), y en este año se evidenció una situación de estrechez que requirió de mayor generación con diésel.

En 2022, sólo CTM3 operó con diésel, por lo que el uso de holguras se debe a la misma razón indicada para el año 2021. Por su parte, pese a que U16 sólo operó con gas, hubo escenarios en que se aplicaron las holguras debido a cambios en su composición, especialmente por la presencia de hidrocarburos más pesados en momentos de operación distintos al óptimo y cercanos al mínimo técnico.

De esa manera, pese al cambio metodológico, **la holgura sigue siendo necesaria**, debido a que permite recoger i) la existencia de excepciones metodológicas y de variaciones en la calidad del combustible, y ii) la respuesta de unidades con uso de combustible alternativo cuando es requerido

por el sistema, especialmente estratégico para garantizar condiciones de seguridad energética en periodos de estrechez.

Así también, cabe señalar que, con la norma vigente DS N°13 del 2011, de acuerdo a la circular interpretativa de la SMA, N°1 del 2015, ya está considerando la evaluación de cumplimiento solamente en estado en régimen, ya que señala:

5. Criterios de evaluación de cumplimiento de norma

- Cumplimiento de norma:
 - a. Para el caso de la norma de emisión de MP, SO₂ y NO_x, se debe determinar el promedio horario de cada hora de funcionamiento, durante un año calendario. El promedio horario obtenido (o sustituido) en cada hora de funcionamiento debe compararse con el límite de emisión aplicable y determinar para cada una de esas horas de funcionamiento si es una hora de conformidad o de inconformidad.
 - i. Para la evaluación del cumplimiento del límite anual de material particulado y dióxido de azufre, **las horas de inconformidad deben justificarse como horas de encendido, hora de apagado o falla. Si no puede justificarse, se considerará un incumplimiento de la norma.**
 - ii. Para la evaluación del límite anual de óxidos de nitrógeno, las horas de inconformidad no deben justificarse, pero éstas **no pueden exceder el 30% de las horas de funcionamiento** durante un año calendario.

En resumen, dado que las centrales existentes tienen actualmente una holgura de un 30%, en el caso del NO_x, es que se propone disminuir el cumplimiento de la norma de un 30% actual a un 10% de las horas de régimen, en estas centrales, y a un 5% en las centrales nuevas.

II. Inclusión de las cogeneradoras a la norma

La norma vigente exceptúa de la regulación a calderas y turbinas que forman parte de procesos de cogeneración (art.2).

El anteproyecto de norma propone incorporar a la regulación a las cogeneradoras, al no excluirlas explícitamente, como lo hace la norma de emisión vigente.

Estas fuentes cogeneradoras debieran ser reguladas por la norma de emisión para calderas y procesos de combustión, por lo que no sería necesario regularlas con esta norma. La Resolución Exenta N° 1489 del 29 de diciembre de 2023, publicada en el Diario Oficial el 19 de enero de 2024, pone término al proceso que se indica y da nuevo inicio al proceso de dictación de la norma de emisión para calderas.

Las cogeneradoras generan vapor y energía eléctrica para sus propios procesos y los excedentes de energía eléctrica los venden, pero no es el giro de sus negocios vender energía eléctrica, a diferencia de las centrales termoeléctricas reguladas por esta norma.

Adicionalmente, la biomasa que se ocupa en las cogeneradoras es de origen diverso por lo que puede haber otros contaminantes que se deban regular, no solo MP, SO₂ y NO_x que regula la norma

de emisión para centrales termoeléctrica. En la combustión de cogeneradoras, dependiendo la biomasa que se ocupe, puede haber emisiones de monóxido de carbono (CO), compuestos orgánicos volátiles (COV), ácido clorhídrico, hidrocarburos policíclicos aromáticos (HAP) e incluso trazas de dioxinas y furanos (PCDD/PCDF)¹.

Cabe señalar, que tampoco ha habido amplia participación del sector de la cogeneración en el Comité Operativo Ampliado (COA). En la Resolución Exenta N° 710 del 14 de julio de 2023, que constituye el Comité Operativo Ampliado se señala como una de sus integrantes a la Sra. Sandra Riquelme en representación de CMPC Bioenergías Forestales, pero se observa en las cinco actas de COA que no ha asistido a ninguna sesión, y por tanto probablemente no se ha informado ni difundido del alcance de la norma en su sector. La Corporación Chilena de la Madera (CORMA) no estuvo en el COA, pero envió sus observaciones en la consulta pública también solicitando la exclusión de las cogeneradoras de la norma.

Por último, el AGIES de la norma, actualmente no considera los costos de adaptación tecnológica que debieran hacer las cogeneradoras para cumplir con los valores de emisión de MP, SO₂, NO_x, propuestos, tampoco se consideran los costos de instalación y operación de los CEMS, ni los costos de fiscalización adicionales para la SMA, ni los beneficios de reducción de emisiones, asociados a estas fuentes. Se adjunta Excel con listado de cogeneradoras.

III. Exención para centrales de respaldo que operan menos de un 10%

La norma vigente, en su art. 15, y el anteproyecto de la norma en su art. 18, establecen una exención de dar cumplimiento al valor límite de emisión de NO_x a fuentes emisoras existentes con potencias entre 50 MWt y 150 MWt, que utilizan combustibles líquidos (de máximo 15 ppm de azufre) o gaseosos y que operan menos del 10% de las horas en un año calendario.

El escenario de descarbonización y transición energética en el que se encuentra el sector eléctrico, con la decisión de retiro de centrales a carbón y su consecuente y necesario reemplazo masivo con centrales renovables -la mayoría hasta ahora, de generación variable-, se tiene una serie de importantes desafíos adicionales en términos no sólo de seguridad de abastecimiento (disponibilidad de energía permanente), sino que, en materia de estabilidad de la red, requerimientos operacionales que normalmente son suministrados por máquinas síncronas (unidades generadoras convencionales) y en la temporalidad misma de las inversiones requeridas en reemplazo, como renovables y transmisión eléctrica. En ese sentido, es necesario promover un avance armónico entre tecnologías de descarbonización de largo plazo, y tecnologías que contemplen soluciones actuales, como por ejemplo, combustibles de transición, tales como la reconversión termoeléctrica del carbón, adecuación tecnológica en la operación flexible del sistema eléctrico, operación con gas natural flexible y diésel para situaciones de estrechez energético, con tal de evitar que un cierre acelerado de centrales a carbón traiga consigo un incremento en los riesgos de seguridad y aumentos elevados de las tarifas eléctricas, que terminen poniendo en riesgo la velocidad del retiro como tal.

¹ Policloro-dibenzodioxinas, policloro-dibenzofuranos

Con las modificaciones establecidas en el Anteproyecto se puede producir un estrés en el sector eléctrico, adicional al ya producido por las extremas sequías en el país de los últimos años, que han disminuido considerablemente el margen de reserva del sistema, lo cual fue reflejado en el decreto preventivo de racionamiento que estuvo vigente desde agosto de 2021 a septiembre de 2023. A lo anterior se suman fallas y mantenimientos no programados en importantes líneas de transmisión, altos precios de electricidad en el mercado spot, retrasos en la infraestructura habilitante para el proceso de retiro/reconversión de centrales a carbón aún no está completamente implementada (línea de transmisión Kimal Lo Aguirre).

De acuerdo con un estudio realizado por la consultora SPEC en colaboración con el Instituto de Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI) y la Universidad Santa María, encargado por ACERA, para que el Sistema Eléctrico Nacional opere sin centrales a carbón a partir del 2030 deberían darse las siguientes condiciones:

- Debe entrar en operación la línea de transmisión Kimal-Lo Aguirre.
- Debe haber una incorporación masiva de, al menos, 2.000 MW en sistemas de almacenamiento de larga duración.
- Deben sumarse mayores inversiones de energías renovables a la capacidad instalada y a los proyectos en carpeta. Para prescindir completamente de centrales a carbón a 2030 deberían instalarse 12.500 MW adicionales a los 10.000 MW de proyectos en construcción y desarrollo, incluyendo centrales renovables de base como concentración solar de potencia o geotermia.

En resumen, el proceso de descarbonización de la matriz eléctrica, a través del retiro o reconversión de unidades a carbón, implicará la necesidad de complementar la generación eléctrica renovable variable con algunas horas de operación con turbinas a gas y/o diésel, en particular si se quiere acelerar dicho proceso de descarbonización y adicionalmente se presentan escenarios de estrechez hídrica los próximos años. Esa operación, en específico con diésel, sería de muy pocas horas al año, menor al 10%, porque son las últimas unidades en ser despachadas por el Coordinador Eléctrico en el Sistema Eléctrico Nacional, debido a que, por criterio de eficiencia económica, son las unidades que contemplan mayores costos variables asociados.

Algunas de estas fuentes emisoras, que son las que se encuentran en el Plan de Recuperación del Sistema (PRS), son de tamaño mayor a 150 MWt y, dada la necesidad de contar con estas unidades a diésel durante el proceso de descarbonización, se propone -por un lado- aumentar el tamaño de las centrales exentas, pero disminuyendo gradualmente el porcentaje del tiempo en que puedan operar bajo esta condición de exención. Para ello, se propone la siguiente redacción del artículo, que comienza disminuyendo la exención actual para centrales bajo 150 MWt de 10% a 8%, y -a partir de ahí- con una disminución gradual para centrales de mayor potencia:

Aquellas fuentes emisoras existentes, correspondientes a turbinas, con potencia entre 50 MWt y 150 MWt, que utilizan un combustible en estado líquido (de máximo 15 ppm de azufre) o gaseosos y que operen menos de 701 horas en un año calendario, es decir, menos de un 8% del tiempo en base anual, se eximen de dar cumplimiento al valor límite de emisión de óxidos de nitrógeno. Del mismo modo, aquellas fuentes emisoras existentes, correspondientes a turbinas, con potencias superiores a 150 MWt, y que utilizan un

combustible en estado líquido (de máximo 15 ppm de azufre) o gaseosos y que operen menos de un porcentaje de horas de un año calendario establecido por la siguiente fórmula:

$$\text{Tiempo de exención máximo (\%)} = 9.5 - (\text{Potencia térmica} / 100)$$

se eximen de dar cumplimiento al valor límite de emisión de óxidos de nitrógeno.

Esta condición deberá ser puesta en conocimiento del Coordinador Eléctrico Nacional y la Superintendencia del Medio Ambiente, a más tardar un año antes de la fecha en la cual deberán cumplir los valores límites de emisión establecidos en la presente norma.

Aquellas fuentes que sobrepasen el límite de horas señalado en el inciso primero del presente artículo no podrán acogerse a la presente exención, por lo que deberán dar cumplimiento al límite de emisión de NOx el porcentaje de las horas de operación en régimen (RE) establecidas en el artículo 6. De manera excepcional, las fuentes emisoras existentes que sobrepasen el límite de horas señalado en el inciso primero del presente artículo, producto del cumplimiento de las disposiciones establecidas en un decreto de racionamiento eléctrico vigente, de acuerdo con lo establecido en el artículo 163° de la Ley General de Servicios Eléctricos, deberán registrarse por los límites de emisión de NOx establecidos en la tabla 1 del artículo 4° del decreto supremo N° 13, de 2011, del Ministerio del Medio Ambiente, durante la vigencia del periodo de aplicación del respectivo decreto, período que no podrá superar dos años.

Nota: Se adjunta Excel con listado de centrales termoeléctricas a gas y diésel con porcentaje de horas de operación y sus potencias eléctricas y térmicas.