

Santiago, 30 de abril de 2020
Carta AG 89-2020

Señora
Carolina Schmidt Zaldívar
Ministra de Medio Ambiente
Presente

ANT: Res. Ex. N° 0130 de fecha 12 de febrero de 2020, que da inicio a la revisión de la Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas, establecida mediante Decreto Supremo N° 13, de 2011, del Ministerio del Medio Ambiente.

REF: Aporta antecedentes a ser considerados en procedimiento de revisión de la Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas, establecida mediante Decreto Supremo N° 13, de 2011, del Ministerio del Medio Ambiente.

De nuestra consideración:

Mediante Resolución Exenta N° 0130 de fecha 12 de febrero de 2020 (“Res. Ex. N° 0130/2020”) del Ministerio de Medio Ambiente, se dio inicio al procedimiento de revisión de la Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas establecida por el D.S. N° 13/2011. La referida resolución fue publicada en el Diario Oficial el día 26 del mismo mes y año.

De conformidad con el Resuelvo 4º de la Res. Ex. N° 0130/2020, se fijó como fecha límite para la recepción de antecedentes técnicos, científicos y sociales sobre los contaminantes a normar el día 30 de abril de 2020.

En este contexto, Generadoras de Chile ha resuelto aportar en el proceso de revisión de la Norma de Emisión ya referida y encontrándome dentro del plazo establecido al efecto y por parte de la Asociación Gremial que represento, hago entrega de los referidos antecedentes para ser considerados en el marco de la revisión de la norma.

Sin otro particular, y esperando estos tengan buena acogida, le saluda cordialmente,



Claudio Seebach
Presidente Ejecutivo
Generadoras de Chile

**APORTA ANTECEDENTES EN
PROCEDIMIENTO DE REVISIÓN DEL D.S. Nº 13/2011
QUE ESTABLECE LA NORMA DE EMISIÓN PARA CENTRALES TERMOELÉCTRICAS**

I. Introducción

Mediante Resolución Exenta Nº 130/2020 del Ministerio del Medio Ambiente (en adelante “R.E. Nº130/2020”), publicada en el Diario Oficial el pasado 26 de febrero de 2020, se ha dado inicio al proceso de revisión de la Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas, establecida por el D.S. Nº 13/2011.

La Asociación Gremial Generadoras de Chile (en adelante e indistintamente, “Generadoras de Chile A.G.” “Generadoras” o el “Gremio”) representa a las empresas de generación eléctrica que operan en Chile, integrada por un grupo amplio y diverso de empresas con proyectos en todas las tecnologías presentes en Chile, y cuya misión colectiva consiste en liderar la transición energética a través de la promoción de políticas públicas y buenas prácticas para el mejor uso y generación de energía eléctrica.

En el marco del presente procedimiento de revisión de la norma de emisión establecida en el D.S. Nº13/2011, y en conformidad con los fines establecidos en sus estatutos, Generadoras de Chile ha resuelto participar en el mencionado proceso, aportando antecedentes relevantes sobre la materia y que se desarrollan en las siguientes secciones de esta presentación.

Es oportuno precisar que los estatutos de Generadoras habilitan a la Asociación para participar en la discusión y elaboración de políticas sectoriales presentando aportes técnicos, previamente consensuados entre sus asociados, ante los órganos de la Administración del Estado, así como también para representar y defender los intereses comunes de sus asociados ante las autoridades competentes.

Para dar cumplimiento a dichas finalidades sociales, y de acuerdo a lo establecido en el Resuelvo 4º de la R.E. Nº 130/2020¹, Generadoras de Chile ha elaborado el presente documento con el objetivo de aportar antecedentes que permitan contribuir a dar un enfoque técnico adecuado al proceso de revisión de la norma de emisión establecida en el D.S. Nº 13/2011.

II. Antecedentes

Cabe hacer presente que el procedimiento de revisión de la Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas se lleva a cabo precisamente en plena implementación del cronograma de retiro

¹ Resuelvo 4º de la R.E. Nº 130/2020 señala: “Fíjese como fecha límite para la recepción de antecedentes sobre los contaminantes a normar, el día 30 de abril de 2020. Cualquier persona natural o jurídica podrá, dentro del plazo señalado precedentemente, aportar antecedentes técnicos, científicos y sociales sobre la materia. Dichos antecedentes deberán ser fundados y entregarse por escrito en la Oficina de Partes del Ministerio del Medio Ambiente, en las Secretarías Regionales Ministeriales del Medio Ambiente, o bien, en formato digital en la casilla electrónica normatermoelcticas@mma.gob.cl, habilitada para tales efectos”.

de centrales termoeléctricas anunciado en junio del año 2019², junto a otras variadas iniciativas y políticas públicas asociadas al plan de retiro del carbón al 2040, y a la carbono neutralidad al 2050, cuestión que debe ser considerada por la autoridad al momento de fijar potenciales nuevos parámetros de emisión y las fuentes afectas a los mismos.

Por último, un antecedente relevante a tener en consideración en el análisis que amerite el procedimiento de revisión de esta norma se encuentra asociado a la irrupción e implementación masiva de proyectos de generación en base a energías renovables variables solar fotovoltaica y eólicas, que paulatinamente ha ido tomando un lugar significativo en el sistema nacional, afectando el modo en que operan las centrales termoeléctricas, según se detallará más adelante.

III. Aportes técnicos, científicos y sociales sobre los contaminantes a normar

1. Consideraciones relacionadas con las condiciones actuales de operación de las centrales termoeléctricas en Chile

La revisión de la Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas debe ponderar no sólo los criterios técnicos utilizados con ocasión de la elaboración de esta norma, sino que además debe considerar aquellos criterios cuya implementación se inició con posterioridad a dicha elaboración y que actualmente se encuentran vigentes. En este punto cabe resaltar dos criterios o circunstancias técnicas que debiesen orientar la revisión de la norma de emisión: **los requerimientos de flexibilidad en el sistema eléctrico y el retiro del carbón de la matriz eléctrica**. Los escenarios de operación de las centrales termoeléctricas no contemplaban un supuesto de flexibilidad ni de descarbonización al momento de la elaboración del D.S. Nº 13/2011, cuestión que resulta fundamental incorporar en la presente revisión.

La industria de generación de energía ha experimentado importantes cambios en los últimos años, particularmente, con el desarrollo de proyectos de energías renovables. En este sentido, la Ruta Energética 2018-2022 del Ministerio de Energía dispuso que el trabajo cuatrienal debe incluir distintos ejes; entre ellos, el cuarto Eje (“Eje 4”) “Energía baja en emisiones: Hacia un país más limpio”, conlleva el desarrollo de una matriz energética sostenible con la incorporación de las energías renovables variables en el sistema eléctrico. Lo anterior, trae consigo nuevos desafíos y requerimientos de flexibilidad al sistema³, que proporcione la capacidad de gestionar la variabilidad de esas fuentes.

Dicha flexibilidad se ha traducido hoy en día en mecanismos tales como las operaciones a mínimo técnico y los ciclos de encendidos-apagados. Así, hoy en día las operaciones de centrales termoeléctricas requieren efectuar diariamente partidas y detenciones, mientras otras ciclan entre plena carga durante la noche y mínimos técnicos durante el día generando⁴, en consecuencia,

² Conviene tener presente que este cronograma fue antecedido por un acuerdo público privado, entre el Ministerio de Energía y las principales empresas de Generación, AES Gener, Colbún, Enel y Engie, junto a Generadoras, conducente a inhibir desarrollos de proyectos a carbón que no cuenten con sistema de captura y almacenamiento de carbono u otras tecnologías equivalentes, en la denominada “Mesa de trabajo sobre el retiro y/o reconversión de unidades a carbón”.

³ Ministerio de Energía de Chile (2018), “Ruta Energética 2018-2022. Liderando la modernización con sello ciudadano”. Disponible en el siguiente enlace electrónico: <https://www.energia.gob.cl/rutaenergetica2018-2022.pdf>

⁴ El Anexo Técnico: Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades Generadoras publicado por la Comisión Nacional de Energía, define el mínimo técnico como “a potencia activa bruta mínima con la cual una unidad puede operar en forma permanente, segura y estable inyectando energía al SI en forma continua”. Cabe señalar que estos mínimos técnicos fueron

existiendo la posibilidad de que haya puntualmente mayores emisiones⁵ y junto con ello, riesgos de brechas en el cumplimiento de los umbrales fijados por la norma de emisión.

A mayor abundamiento, en el contexto de la inyección de mayor energía del tipo renovable en el sistema eléctrico nacional, algunos asociados han manifestado su preocupación en tanto algunas Unidades Generadoras de Electricidad (UGE) despachan energía por debajo del mínimo técnico, con emisiones más altas por unidad de energía generada, lo que, sumado a la disminución de horas de funcionamiento, da como resultado la dificultad de cumplir con los umbrales impuestos por la norma en término de la relación emisiones sobre horas de funcionamiento.

En este sentido, es importante que la autoridad competente adapte el mínimo técnico de manera tal que este sea a lo menos igual al “mínimo técnico ambiental”, en el cual todos los sistemas de abatimiento logren operar en cumplimiento con la normativa de emisiones.

Junto a las circunstancias asociadas a la flexibilidad del sistema eléctrico, el procedimiento de revisión debe considerar el conjunto de acciones e iniciativas que se encuentran siendo promovidas, desde el sector público y privado, con la finalidad de retirar paulatinamente las centrales termoeléctricas a carbón.

Lo anterior, implica que la revisión del estándar de exigencia de cada uno de los parámetros ya normados, y los nuevos que se pretendan normar, debe realizarse desde un punto de vista realista, comprendiendo los efectos que tienen los objetivos generales de descarbonización que se han trazado en el país, de forma de establecer incentivos eficientes desde un punto de vista costo-beneficio.

En este sentido, se estima necesario que la discusión llevada a cabo en el contexto del mencionado procedimiento de revisión del D.S N° 13/2011 se base en, a lo menos, los siguientes puntos:

- a. Considerando que los escenarios futuros de operación han de ser diametralmente distintos a aquellos existentes a la fecha de publicación de la Norma, lo que evidentemente se traducirá en que las unidades de carbón reduzcan significativamente su potencia media de despacho y aumenten drásticamente sus horas de operación a mínimo técnico, con el consecuente efecto en el cumplimiento de los respectivos límites de emisión, se deben incorporar mecanismos de flexibilidad o excepciones al cumplimiento.
- b. La autoridad debe considerar la implementación de criterios de gradualidad para el caso de eventuales modificaciones a la norma, teniendo a la vista las inversiones realizadas por el sector de generación térmico para el cumplimiento de los actuales límites de emisión de la norma y el monitoreo continuo de sus emisiones, especialmente aquellas unidades más nuevas y de mejor tecnología.
- c. Por último, se debe considerar a los Planes de Prevención y/o Descontaminación Ambiental (PPDA), como herramienta idónea para regular, cuando la situación lo amerite,

actualizados a la baja en el último tiempo tras auditorías del Coordinador Eléctrico Nacional.

⁵ “Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin centrales de carbón”, Coordinador Eléctrico, diciembre de 2018. Disponible en el siguiente enlace electrónico: <https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/estudios-de-planificacion/estudio-de-operacion-y-desarrollo-del-sen-sin-centrales-a-c>

mayores restricciones a parámetros específicos en consistencia con la situación de calidad del aire de cada territorio en Chile de manera particular, y con esto evaluar requerimientos de mayor exigencia en cuanto a niveles de emisión focalizados para el contaminante o contaminantes que motivan la implementación de cada PPDA.

2. Consideraciones relacionadas con los límites y evaluación de cumplimiento de la Norma de Emisión establecida en el D.S. Nº 13/2011

Atendiendo a la experiencia acumulada en la aplicación del D.S. Nº 13/2011, a continuación, se exponen algunos antecedentes que puede ser de interés considerar en el proceso de revisión de la norma, con el objeto de mejorar y/o facilitar su aplicabilidad e implementación.

En relación con el criterio de evaluación de la norma, el D.S. Nº 13/2011 establece criterios de cumplimiento de los valores límite en base a valores de emisión horarios. Lo anterior implica que prácticamente cada hora se requiere el cumplimiento del valor límite (salvo algunas condiciones indicadas en el Decreto). Este aspecto debiera tenerse en cuenta a la hora de analizar valores límites de emisión de referencia, donde en ocasiones los promedios de evaluación de cumplimiento son más amplios que el promedio horario. Por ejemplo, medias diarias, mensuales o incluso anuales.

Si bien a nivel internacional hay normas que, para ciertos parámetros, establecen valores límite que pueden ser menores a los de la norma en revisión, el grado de implicancia de dichos valores debe ser considerado en conjunto con el criterio para evaluar su cumplimiento.

Por ejemplo, en la norma aplicable en Estados Unidos, la evaluación de cumplimiento se realiza sobre la base de promedio móvil de valores horarios de un promedio de 30 días. En el caso de la norma europea, la evaluación de cumplimiento es en base al promedio mensual y para valores horarios el cumplimiento se mide sobre el 200% del valor límite.

Lo anterior pone de manifiesto que la consideración de un valor límite de cualquier normativa o referencia internacional debe hacerse tomando de modo inseparable el propio valor límite y las condiciones definidas en esa norma respecto a la evaluación de su cumplimiento. De lo contrario, se puede incurrir en el error de comparar valores límites que técnicamente no son comparables, puesto que su cumplimiento se evalúa de un modo diferente.

El D.S. Nº 13/2011, en particular para la evaluación del cumplimiento de los valores límites de SO₂ y MP para instalaciones nuevas y existentes y para el valor límite de NO_x en instalaciones nuevas, configura como caso de incumplimiento si la emisión horaria supera el valor límite en condiciones de encendido, apagado o falla durante más de un 5% de las horas de funcionamiento del año.

Esta condición implica en cierto modo aplicar límites de emisión horarios durante el encendido y apagado de las unidades generadoras, lo cual no es una práctica habitual en la normativa internacional, donde los periodos de arranque y parada de las unidades no se consideran a los efectos de evaluar el cumplimiento de valores límite.

Lo anterior se basa en que los valores límites de emisión están definidos tomando como referencia los valores que pueden alcanzarse en condiciones de funcionamiento una vez finalizado el

arranque de la unidad y estabilizada la carga de la unidad generadora, ya que las emisiones durante los períodos de arranque y de parada presentan, en términos generales, unas concentraciones elevadas en comparación con las condiciones de funcionamiento fuera de estos periodos.

Lo anterior podría implicar en alguna instancia un conflicto respecto a la necesidad de ciertas unidades generadoras de realizar arranques y paradas con mucha frecuencia, lo cual es un escenario probable, que incluso ya está teniendo lugar como consecuencia del nuevo rol de la generación térmica en el mercado eléctrico chileno como respaldo y complemento a la generación de origen renovable.

Para evitar la problemática anterior, la solución podría aplicar el criterio de las normas norteamericana y europea, en el sentido de establecer que los periodos de encendido y apagado de las unidades no deben considerarse a los efectos de evaluar cumplimiento de los valores límites, y dejar la limitación indicada del 5% exclusivamente vinculada al tiempo máximo de falla de equipos de abatimiento en el que se aceptan niveles de emisión por encima del valor límite.

Adicionalmente, es necesario establecer de modo claro el periodo de evaluación para el cumplimiento de los valores límites de emisión (por ejemplo, anual), señalando que en el caso de reporte de emisiones para periodos de tiempo inferior (por ejemplo, trimestral) ello no implica el requisito del cumplimiento de los valores límites en este periodo de tiempo inferior.

Finalmente, se sugiere considerar la determinación de límites de emisión en el caso de ampliación de potencia de una unidad generadora existente. En este sentido, la normativa internacional tiende a establecer que los límites de la unidad una vez ampliada será el valor ponderado en función de la potencia resultante entre los valores aplicables a instalaciones existentes e instalaciones nuevas.

3. Consideraciones acerca del establecimiento de plazo para que fuentes existentes se adapten a parámetros de fuentes nuevas, conforme el artículo 5º del D.S. Nº 13/2011

El D.S. Nº 13/2011 indica en su artículo 5º: “Sin perjuicio de los plazos señalados, en la primera revisión de la norma que se realice de conformidad al inciso 4º, del artículo 32, de la ley Nº 19.300, se analizará la factibilidad de establecer un plazo para que las fuentes existentes⁶ se ajusten a los valores límites dispuestos para las fuentes nuevas”.⁷

⁶ Artículo 3 letra c) del D.S. Nº 13/2011 define fuente emisora existente como “Unidad de generación eléctrica que se encuentra operando o declarada en construcción, de conformidad a lo dispuesto por el artículo 272, del Reglamento de la Ley Eléctrica, DS Nº 327, de 1997, del Ministerio de Minería, con anterioridad al 30 de noviembre de 2010, inclusive, siempre y cuando sea puesta en servicio a más tardar un año después de la fecha establecida en el Cuadro Nº 4 "Programa de obras del SIC (Construcción)", respecto de las obras de generación en construcción, y Cuadro Nº 2 "Proyectos de Generación en Construcción y Recomendados", respecto de los proyectos en construcción, contenidos en los Informes Técnicos Definitivos de la Fijación de Precios de Nudo del mes de octubre de 2010, del Sistema Interconectado Central y del Sistema Interconectado del Norte Grande, respectivamente. Este plazo podrá ampliarse por una sola vez para cada fuente y por el plazo máximo de un año, previo informe fundado del Ministerio de Energía, mediante decreto dictado por orden del Presidente de la República y expedido por el Ministerio del Medio Ambiente.”

⁷ Artículo 3 letra d) del D.S. Nº 13/2011 define fuente emisora nueva como “unidad de generación eléctrica que no cumple con los requisitos para ser considerada fuente emisora existente”.

La misma norma dispuso valores diferenciados para fuentes nuevas y existentes en su momento, siendo los estándares para las centrales nuevas, más exigentes. El artículo transcrito anteriormente, establece la factibilidad de nivelar las exigencias para los dos tipos de fuentes.

En atención a los antecedentes antes expuestos, relacionados con la política pública nacional y los objetivos de la descarbonización al 2050, y en atención a las circunstancias de las centrales hoy en día, es necesario que la versión revisada de la norma de emisión a elaborar por el Ministerio del Medio Ambiente considere dichas políticas públicas, en el sentido de excluir de su aplicación -manteniendo los estándares del D.S. N° 13/2011- a aquellas centrales termoeléctricas que contemplen su cierre **antes del 31 de diciembre de 2030**, especialmente considerando que el cumplimiento de los nuevos estándares de emisión implicaría una inversión que en los casos recién descritos no se justifica.

Haciendo énfasis en lo indicado en el párrafo anterior, el Plan de Descarbonización supone, según la información pública disponible a la fecha, el cierre de un total de 28 centrales termoeléctricas a carbón para el año 2040. De estas 28 centrales, 18 definirán a futuro sus posibles fechas de cierre, mientras que 10 cerrarán antes del 2025:

Empresa	Central	Fecha de cierre⁸
<i>Engie</i>	<i>Tocopilla U12</i>	<i>Desconectada, Junio 2019</i>
<i>Engie</i>	<i>Tocopilla U13</i>	<i>Desconectada, Junio 2019</i>
<i>Enel</i>	<i>Tarapacá</i>	<i>Desconectada, Diciembre 2019</i>
<i>AES Gener</i>	<i>Ventanas U1</i>	<i>Diciembre 2020</i>
<i>Engie</i>	<i>Tocopilla U14</i>	<i>Enero 2022</i>
<i>Engie</i>	<i>Tocopilla U15</i>	<i>Enero 2022</i>
<i>AES Gener</i>	<i>Ventanas U2</i>	<i>Diciembre 2022</i>
<i>Enel</i>	<i>Bocamina U1</i>	<i>Diciembre 2023</i>
<i>Engie</i>	<i>Mejillones CTM1</i>	<i>Diciembre 2024</i>
<i>Engie</i>	<i>Mejillones CTM2</i>	<i>Diciembre 2024</i>

Fuente Ministerio de Energía.

Dada la existencia del mencionado Plan de Descarbonización, se recomienda al Ministerio del Medio Ambiente las siguientes acciones:

El primer lugar, el anteproyecto de modificación al D.S. N° 13/2011, en caso de incorporar estándares de emisión eventualmente más estrictos, deberá excluir de su aplicación en forma expresa a:

- i. Las ocho centrales termoeléctricas que ya cuentan con fecha de cierre comprometida en base al Plan de Descarbonización; y
- ii. Otras centrales o unidades termoeléctricas cuyo cierre ya haya sido acordado con la autoridad previo al 31 de diciembre de 2030.

⁸ En aquellas UGE que se encuentran desconectadas, la fecha de desconexión acordada en el Convenio de Descarbonización se adelantó con autorización de la autoridad competente, como compromiso adicional de aquellas empresas generadoras.

En este sentido, cabe destacar que el artículo 33 de la Directiva de Emisiones Industriales de la Unión Europea - DEI (2010/75/UE) contempla excepciones para centrales eléctricas con vida útil limitada en los siguientes términos:

- i. El Titular de la instalación de combustión se compromete, mediante declaración escrita presentada a la autoridad competente, a no hacer funcionar la instalación más de 17.500 horas de funcionamiento a partir del 1 de enero de 2016 hasta como mucho el 31 de diciembre de 2023.
- ii. El Titular deberá presentar cada año a la autoridad competente un historial del número de horas de funcionamiento a partir del 1 de enero de 2016;
- iii. Los valores límite de emisión de dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno y partículas fijados en el permiso de la instalación de combustión aplicable el 31 de diciembre de 2015 de acuerdo, en particular, con los requisitos de las Directivas 2001/80/CE y 2008/1/CE, deberán mantenerse al menos durante el resto de la vida operativa de la instalación de combustión. Las instalaciones de combustión cuya potencia térmica nominal sea superior a 500 MW que consuman combustibles sólidos a las que se concedió el primer permiso después del 1 de julio de 1987 cumplirán los valores límite de emisión de óxidos de nitrógeno establecidos en la parte 1 del anexo V; y
- iv. La instalación de combustión no ha sido objeto de la concesión de una de las exenciones mencionadas en el artículo 4, apartado 4, de la Directiva 2001/80/CE.⁹

En segundo lugar, se recomienda que el Ministerio del Medio Ambiente oficie al Ministerio de Energía requiriendo información acerca del Plan de Descarbonización y del cronograma presupuestado de cierre de las unidades a carbón de la matriz energética. Esta solicitud debería estar fundada en el artículo 37 bis de la Ley N° 19.880¹⁰, y su Reglamento, contenido en el D.S. N°20/2017 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia.

4. Consideraciones relacionadas con los parámetros actualmente normados y la inclusión de parámetros adicionales en el procedimiento de revisión

a. Parámetros actualmente normados

En primer lugar, cabe hacer presente que por medio de la aplicación de los valores límites para centrales de carbón existentes indicados en el D.S. N° 13/2011 se han alcanzado estándares de emisión que a nivel internacional se consideran adecuados.

⁹ Sin perjuicio de las Directivas 96/61/CE y 96/62/CE, podrá eximirse a las instalaciones existentes del cumplimiento de los valores límite de emisión mencionados en el apartado 3 y de su inclusión en el plan nacional de reducción de emisiones con las siguientes condiciones:

- a) El Titular de una instalación existente se comprometerá mediante una declaración por escrito presentada ante la autoridad competente a más tardar el 30 de junio de 2004 como muy tarde a no hacer funcionar la instalación durante más de 20 000 horas operativas a partir del 1 de enero de 2008 y hasta, a más tardar, el 31 de diciembre de 2015;
- b) El Titular deberá presentar cada año a la autoridad competente un balance de las horas utilizadas y no utilizadas permitidas para el resto de la vida operativa útil de las instalaciones.

¹⁰ Ley N° 19.880, artículo 37 bis inciso primero. "Cuando un órgano de la Administración del Estado deba evacuar un acto administrativo de carácter general que tenga claros efectos en los ámbitos de competencia de otro órgano, **le remitirá todos los antecedentes y requerirá de éste un informe para efectos de evitar o precaver conflictos de normas**, con el objeto de resguardar la coordinación, cooperación y colaboración entre los órganos involucrados en su dictación".

En efecto, los niveles de emisión de Material Particulado (MP), Dióxido de Azufre (SO₂) y Óxido de Nitrógeno (NOx) establecidos para instalaciones de carbón existentes son prácticamente iguales a los estándares de emisión definidos por el Banco Mundial en sus Guías de Medio Ambiente, Salud y Seguridad, que contienen ejemplos y referencias de la buena práctica internacional para el desarrollo de nuevos proyectos.¹¹

Así, el D.S. Nº 13/2011 establece valores límites para instalaciones existentes de carbón de MP de 50 mg/Nm³, SO₂ de 400 mg/Nm³ y NOx de 500 mg/Nm³ (6% O₂ seco), mismos valores que aquellos requeridos por el Banco Mundial para proyectos nuevos de centrales a carbón.

En otros términos, la aplicación de los valores establecidos en el D.S. Nº 13/2011 ha generado que las centrales termoeléctricas de carbón existentes en Chile cumplan valores límites de emisión que en el contexto internacional se consideran de alto estándar ambiental incluso para nuevos proyectos.

b. Sobre los parámetros Vanadio y Níquel

El inciso final del artículo 4 de la Norma de Emisión para para Centrales Termoeléctricas dispone que, en relación al Níquel (Ni) y Vanadio (V), los valores límites de emisión para estos metales se establecerán en la primera revisión de la norma que se realice de conformidad al inciso 4º del artículo 32 de la ley Nº 19.300.

Respecto a este punto, cabe señalar que el D.S. Nº 13/2011 establece un mismo límite de emisión al aire para carbón y/o petcoke, así como la obligación de reportar los contenidos de Níquel (Ni) y Vanadio (V) en el carbón y/o petcoke ocupados por la instalación.

El carbón y el petcoke son combustibles sólidos, pero que en su composición de elementos traza presentan diferencias muy significativas.

El siguiente cuadro entrega una comparativa al respecto entre ambos combustibles:

Element	Coal	Oil*	Petroleum coke†	Paper sludge	municipal sewage sludge‡	waste wood	biomass mix§
As	2.6	0.02	1.1	3.2	8.4	10.0	2.3
B	55	0.3					
Ba	186	4.0	21.0	347	526	665	34
Be	0.97						
Cd	0.10	0.2	0.2	0.53	3.79	1.40	0.70
Co	4.6	3.0	1.4	4.4	8.7	5.9	2.2
Cr	17	3.0	18	18	113	78	26
Cs	0.93	0.05					
Cu	10	2.5	1.8	98	406	135	57
Ge	1.5	0.1					
Hf	1.1	0.05					
Hg	0.11	0.01	0.02	0.24	3.28	0.17	0.06
La	8.7	0.02					
Mn	41	2.5	5.7	63	546	92	157
Mo	1.8	0.25	7.2	7.0	9.5	6.4	3.9
Ni	12	120	278.6	10	83	31	16
Pb	6.7	2.0	2.1	31	260	574	16
Rb	8.5	2.0					
Sb	0.51	0.02	0.6	1.2	4.1	16.0	1.6
Sc	2.9	0.01					
Se	1.8	1.0	0.4	0.3	2.4	4.8	2.1
Sn	1.4	0.002	0.6	6.2	38	6.4	1.3
V	24	180	1560	5	24	10	6
Zn	19	4.0	7.0	464	1349	807	133
Calorific value (MJ/kg, ar)	24.40	32.0	3.50	10.98	13.14	11.86	

* from Meij and Pilage (1994)
† from Meij (1999)
‡ data on sewage sludge are limited but indications are that the mercury concentration is decreasing as mercury waste materials (dental wastes, broken thermometers and so on) are no longer disposed of down drains
§ biomass mix comprises green wood, garden waste, straw, roadside grass and manure

¹¹ Environmental, Health, and Safety Guidelines for Thermal Power Plants, IFC. World Bank. Draft, 2017.

Fuente: Trace element emissions, IEA Coal Research

Según se aprecia en el cuadro anterior, en particular respecto al Níquel y el Vanadio, la presencia de estos elementos es mucho más relevante en el caso de petcoke que en el carbón, ello asociado al origen del petróleo y a la concentración de estos durante el proceso de refinación del crudo en sus productos más pesados como el petcoke. En particular, el contenido de Níquel y Vanadio en carbones se encuentra en un rango promedio de 0,5 a 50 y 2 a 100 ppm respectivamente, lo que es muy inferior a las cantidades presentes en el petcoke.

Cabe indicar que tanto el Níquel como el Vanadio son elementos químicos que durante el proceso de combustión del carbón permanecen en las cenizas y escorias, tendiendo a concentrarse mayormente en las cenizas más finas, sin que se volatilicen para formar parte de los gases de combustión.

En este sentido, el hecho de que estos elementos estén asociados al material particulado hace que su mitigación en las emisiones esté directamente vinculada al abatimiento de material particulado en sistemas como precipitadores electrostáticos.

A modo de ejemplo de lo anterior, se puede indicar que el porcentaje de abatimiento de las emisiones de Níquel y Vanadio en precipitadores electrostáticos se estima en 96% y 98% respectivamente y de más del 99% para ambos elementos en sistemas FGD.¹²

Por estos motivos, es que se consideran a dichos sistemas de abatimiento como las mejores técnicas disponibles para evitar las emisiones al aire de estos elementos que están vinculados al material particulado (cenizas).¹³

A nivel internacional es prácticamente inexistente la normativa específica sobre emisiones de los metales en cuestión en centrales de carbón y en los casos en los que existe, como por ejemplo en Estados Unidos¹⁴ para Níquel, esta normativa entrega como opción el cumplir con un límite particular de emisión de material particulado o cumplir con límite específico del metal. Ello está vinculado a lo anteriormente indicado de que el Níquel y el Vanadio permanecen asociados al material particulado sin pasar a fase gas o vapor en los gases de combustión.

En base a lo expuesto anteriormente, se sugiere considerar que, no obstante hoy en Chile el combustible petcoke es poco utilizado (sólo en conjunto con carbón) la autoridad debe tener en cuenta las significativas diferencias que existen entre este y el carbón en lo relativo al contenido de estos metales (Ni y V) y a la potencial emisión de estos elementos en su combustión, de modo que esta situación sea considerada como a la hora de establecer posibles requerimientos relativos a limitaciones de emisiones.

Adicionalmente, el Ministerio debe tener presente que los contenidos de Níquel y Vanadio en el carbón son mucho menores que en el petcoke, y que estos componentes permanecen vinculados a las cenizas y al material particulado generado durante la combustión, sin que pasen a formar parte de los gases de combustión por volatilización.

¹² Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Large Combustion Plants, Comisión Europea, 2017.

¹³ Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Large Combustion Plants, Comisión Europea, 2017.

¹⁴ 40 CFR Part 63: National emission standards for hazardous air pollutants for source categories: Subpart UUUUU - National emission standards for hazardous air pollutants: Coal and Oil-Fired electric utility steam generating units. https://www.law.cornell.edu/cfr/text/40/appendix-Table_1_to_subpart_UUUUU_of_part_63

Según lo explicado, los límites de emisión para material particulado tienen como co beneficio la captura de emisiones de Níquel y Vanadio. Por ello, desde esta perspectiva no sería necesario fijar adicionalmente límites particulares para estos dos elementos en el caso de combustión del carbón, criterio que por ejemplo se aplica tanto en Europa como en Estados Unidos. Ello más aun teniendo en cuenta que la presencia de Níquel y Vanadio en el carbón es muy reducida, y que las centrales tienen implementados sistemas de abatimiento de alta eficiencia para cumplir los límites de emisión vigentes para MP y SO₂ que logran un abatimiento superior al 99% en emisiones de Níquel y Vanadio.

c. Límites diferenciados para centrales de carbón reconvertidas a gas natural

Cabe hacer presente que, dada la realidad operacional de muchas centrales, y en particular considerando la política de descarbonización del país, existe la posibilidad que, en algún momento, sea necesario evaluar la reconversión de centrales de carbón a centrales de gas natural, en función de la situación energética del país.

En este escenario, es posible que los límites vigentes del D.S. N° 13/2011, tanto para instalaciones existentes como nuevas, en el caso de combustión de gas para NOx (50 mg/Nm³, 3% O₂ seco) pudiesen dificultar la factibilidad de estas reconversiones, en razón de limitaciones tecnológicas de las calderas de carbón reconvertidas para cumplir dichos límites y/o la necesidad de realizar inversiones muy altas en la implementación de medidas secundarias de abatimiento de NOx.

De esta forma, el escenario recién descrito debiese ser tenido en consideración en el presente proceso de revisión de la norma, de modo que se evalúe la posibilidad de establecer límites de NOx específicos para centrales de carbón existentes reconvertidas a gas que, siendo lo más reducidos posibles, sean alcanzables con medidas primarias de abatimiento (quemadores Low NOx) sin tener que recurrir a medidas secundarias cuya inversión pudiera hacer inviable la reconversión. En relación con esto último, cabe indicar que los niveles de emisión asociados a la utilización de las mejores técnicas disponibles para centrales de gas existentes se ubican en el rango 85-110 mg/Nm³ (3% O₂ seco), valores que podrían ser un utilizados como referencia.¹⁵

5. Consideraciones relacionadas con las exigencias entre la norma de emisión y los contenidos de la RCA, y la necesidad de coherencia regulatoria

La regulación chilena requiere que los proyectos de generación eléctrica ingresen al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), debiendo el Titular de estos proyectos llevar a cabo un análisis de las partes, obras y acciones de su proyecto o actividad a ejecutarse o modificarse y cómo éstas son susceptibles de alterar los componentes ambientales o elementos del medio ambiente (impactos ambientales); en caso de verificarse impactos ambientales significativos, deberá hacerse cargo de ellos a través de las medidas de mitigación, reparación y compensación adecuadas, demostrando su ajuste a la normativa ambiental vigente.

De esta forma, las licencias ambientales se materializan en Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA) extensas, complejas desde un punto de vista técnico y con vocación a la completitud, en tanto regulan la actividad de una forma pormenorizada.

¹⁵ Decisión de la Unión Europea, de 31 de julio de 2017, por la que se establecen las conclusiones sobre las mejores técnicas disponibles (MTD) para las grandes instalaciones de combustión.

De forma adicional, la industria debe cumplir con la numerosa y variada normativa ambiental aplicable, observando en particular los límites establecidos en las Normas de Emisión (como la que se encuentra siendo objeto de revisión) y las disposiciones de Planes de Prevención y/o Descontaminación Atmosférica que les sean aplicables, de acuerdo a lo establecido por la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA) en cuanto a la medición y reporte de los niveles de emisiones según el instrumento de que se trate, reconociéndose que la actividad de la Superintendencia en esta materia es abundante, considerando el volumen de protocolos, guías e instructivos que han sido dictados en el último tiempo.

En tal sentido, existe la necesidad de armonizar los diferentes instrumentos de gestión de carácter ambiental que puedan ser aplicables a la industria, requiriéndose que las regulaciones den coherencia al grueso entramado normativo en materia ambiental, junto con cumplir los fines que las distintas regulaciones se propongan alcanzar.

Actualmente, los diferentes instrumentos pueden establecer la exigencia de requerimientos o estándares que resultan contrapuestos, así ocurre por ejemplo en materia de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS, por sus siglas en inglés). La Resolución Exenta N° 1909/2019 de la SMA, que aprueba Protocolo para la aplicación de monitoreo de emisiones con métodos alternativos en unidades generadoras afectas al D.S. N° 13/2011, establece los requerimientos que debe cumplir una UGE para calificar como “Unidad peak petróleo gas”, “Unidad de baja masa de emisiones (LME)” y “Unidad a combustible de muy bajo contenido de SO₂”, de forma de poder optar a Sistemas de monitoreos alternativos de SO₂, NOx, flujo de gases y CO₂.

Pues bien, ha ocurrido que las empresas generadoras se ven imposibilitadas de acceder a este sistema de monitoreo alternativo en atención a lo dispuesto en sus RCA u otros instrumentos de gestión ambiental aplicables, es decir, porque estos instrumentos disponen la medición por medio de CEMS. Surge así la necesidad de que las exigencias impartidas por la SMA en virtud de sus facultades, converjan con la realidad regulatoria de las empresas generadoras de energía.

Finalmente, se hace presente la relevancia de utilizar el procedimiento de revisión de la normativa para velar por la consistencia normativa con otras regulaciones con las que interactúa, por ejemplo, el impuesto a las emisiones fijas introducidas en la recién publicada Reforma Tributaria (Ley N° 21.210) y medidas de planes de descontaminación, eliminando de esta forma obstáculos al cumplimiento y logrando cumplir con la medida N° 33 la Agenda de Productividad, Innovación y Crecimiento del Ministerio de Economía destinada a lograr una mayor eficiencia y coherencia regulatoria.

6. Consideraciones acerca del Estado de Reserva Estratégico ERE y situación de QA/QC

En el marco del señalado Plan de Descarbonización, respecto al cual parte de las empresas asociadas al Gremio suscriben, y con la finalidad de dar resguardo a la seguridad y eficiencia del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), se incorpora a la regulación del sector eléctrico el “Estado de Reserva Estratégica” (ERE) para las unidades generadoras que comiencen el proceso de retiro del SEN.

En este sentido, el borrador del nuevo Reglamento de Transferencias de Potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos¹⁶, puesto en Consulta Ciudadana por el Ministerio de Energía durante los primeros días de este año, define, en su artículo 13 letra j), el estado ERE como la “Condición de operación de una Unidad Generadora en la cual ésta aún no ha sido retirada del sistema eléctrico en los términos que señala el artículo 72°-18 de la Ley General de Servicios Eléctricos, pero que de manera permanente no se encuentra disponible para ser convocada al despacho resultante de la coordinación de la operación en los términos señalados en el artículo 72°-1 de la señalada ley, a menos que sea convocada de forma anticipada por el Coordinador de acuerdo a los criterios establecidos en el presente reglamento”.

De acuerdo a lo anterior, no se justifica que la nueva norma imponga una eventual modificación del actual límite de emisión a unidades que estén o pasen a estar en condición ERE.

En este mismo sentido, al no estar reconocido aún por la SMA el estado ERE, se abren dudas respecto a la verificación del cumplimiento normativo de estas unidades. Lo anterior, considerando que la UGE tendrá eventualmente muy pocas horas de funcionamiento anual por su nueva condición “ERE”.

Por lo tanto, es muy probable que se dificulte cumplir con la forma de verificación de la norma, en comparación con las UGE que tienen un despacho mayor. Asimismo, se debiera evaluar la continuidad de la obligación de mantener los equipos CEMS instalados, ya que se hace muy difícil aplicar los protocolos de QA/QC y su validación en este nuevo estado.

7. Consideraciones relativas a la monitorización y reporte de emisiones

Se estima conveniente poder valorar en el proceso de revisión del D.S. Nº 13/2011 algunos aspectos relativos a monitorización y el reporte de emisiones.

Respecto a la **monitorización de emisiones**, es un hecho conocido dentro de la industria que los valores de emisión medidos por los sistemas CEMS tienen incertidumbres específicas asociadas a los propios equipos y los procedimientos de medición. En relación con esta materia, la normativa europea establece los siguientes valores máximos para cada parámetro respecto a los intervalos de confianza del 95% de la medición con CEMS:

Monóxido de carbono	10 %
Dióxido de azufre	20 %
Óxidos de nitrógeno	20 %
Partículas	30 %

Fuente: Directiva 2010/75/UE sobre Emisiones Industriales

Esta normativa realiza la evaluación del cumplimiento de valores límite considerando el valor resultante del dato horario de concentración medido por el CEMS restando el valor máximo del intervalo de confianza indicado en el cuadro anterior. De este modo, se asegura que se esté evaluando el cumplimiento normativo sobre un valor cierto íntegramente, sin incluir el

¹⁶ Documento disponible en: http://www.minenergia.cl/archivos_bajar/2019/12/Reglamento_Potencia.pdf

componente de incertidumbre del valor medido, entregando un criterio más objetivo a la determinación de cumplimiento de los límites de una norma legal.

Para el caso de instalaciones a las que no se aplican valores límite, como por ejemplo MP y SO₂ en combustión de gas natural, sería conveniente indicar de modo explícito que no se requiere la instalación de CEMS ni la medición periódica de estos parámetros.

En relación con lo indicado en el artículo 8 del D.S. N° 13/2011, relativo a requisito de instalar y certificar un sistema CEMS, se sugiere establecer de modo claro cuáles son los otros parámetros de interés que deben incluirse en el sistema CEMS.

Respecto a la **reportabilidad de las emisiones**, cabe señalar que la actual norma establece el envío de reportes trimestrales de emisiones, lo que en la práctica significa la entrega periódica de planillas de datos minutales, de promedios horarios y base de datos de las emisiones registradas en el período, así como de información complementaria.

Sin embargo, y considerando la obligación establecida por la Superintendencia del Medio Ambiente hacia los titulares que cuenten con Sistemas de CEMS, en el sentido de transmitir en tiempo real las emisiones de MP, NO_x, SO₂ y demás parámetros, la nueva normativa debiese declarar el envío de dicha información a la autoridad como suficiente para acreditar la mayoría de la información que actualmente es enviada por los titulares en cumplimiento del D.S. N° 13/2011, sin perjuicio de su futura validación y posible sustitución a futuro

Por lo anterior, presentar periódicamente esta información debiera ser evaluado con el objetivo evitar la duplicidad de entrega de información, acotando la entrega de información a aquella que permita entender y evaluar de la mejor forma posible las emisiones atmosféricas de cierto período y aquella que no haya sido puesta a disposición de la SMA mediante los sistemas de conexión en tiempo real.

Por otro lado, se hace presente que, con la conexión en tiempo real de las emisiones atmosféricas registradas por los CEMS, resultará necesario regular y establecer un protocolo de comunicación entre Titulares y Autoridad, en caso de incidentes o fallas intempestivas asociadas a las emisiones atmosféricas, con una estructura y plazos que defina la misma Autoridad.

8. Consideraciones acerca de centrales termoeléctricas con turbina de gas

En este apartado se hace referencia a dos tipos de aplicaciones de las turbinas de gas en sistemas eléctricos no aislados:

- a. **Turbinas de gas en ciclo abierto**
- b. **Turbinas de gas en ciclo combinado**

En el caso de las turbinas a gas en ciclo abierto, su funcionamiento principal es de respaldo del sistema eléctrico y para cobertura de peaks de la demanda del sistema. Las turbinas de gas permiten entregar estas prestaciones por su alta capacidad para lograr un arranque muy rápido en frío y por alcanzar en tiempos muy cortos el valor de potencia deseado. En esta aplicación, las turbinas de gas suelen operar un número muy limitado de horas al año y a cargas variables, lo que depende del requerimiento que exija el sistema eléctrico como respaldo o para cubrir un peak de

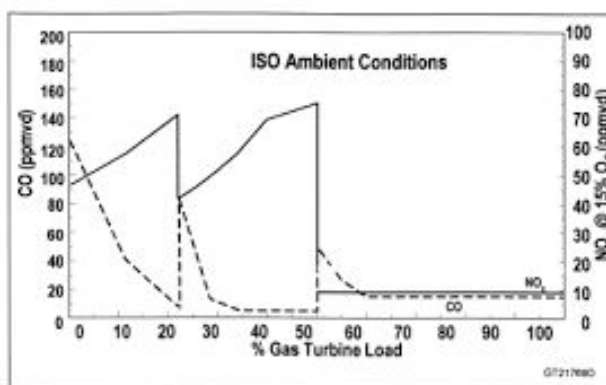
demanda. La situación recién descrita debe ser considerada en la nueva normativa, especialmente teniendo en cuenta que en ella, la certificación y consecuente validación del sistema CEMS no es posible.

En el caso de las turbinas de gas en ciclo combinado, la turbina de gas, que suele ser de mayor tamaño que las ocupadas para funcionamiento en ciclo abierto, forma parte de un sistema que combina turbina-caldera recuperadora de calor-turbina de vapor, lo que le permite alcanzar un alto rendimiento eléctrico. Estas instalaciones están diseñadas inicialmente para operar un número significativo de horas al año (típicamente más de 5.000-6.000 horas/año) a carga alta-media.

En ambas aplicaciones, el combustible ocupado para operación en condiciones normales es gas natural, aunque es frecuente tengan la posibilidad de funcionar con gasóleo (diésel) para poder entregar electricidad ante un requerimiento por necesidad del sistema eléctrico en el evento de falla en el suministro de gas natural. El funcionamiento con gasóleo es, por tanto, muy puntual y limitado a condiciones de emergencia.

En relación con las aplicaciones anteriores de turbinas de gas, sus emisiones y lo establecido en el D.S. N° 13/2011, cabe indicar lo siguiente:

Las turbinas de gas existentes, por su propio diseño tecnológico, presentan un comportamiento particular en lo referente a la formación de NOx durante la combustión y la carga de operación. La concentración de NOx mantiene emisiones más elevadas a bajas cargas hasta llegar a punto (aprox. 50-60% de la carga base) donde la formación de NOx se reduce y se alcanzan valores más bajos y estables. Un ejemplo referencial al respecto se muestra en la Figura siguiente:



Las nuevas turbinas de gas han evolucionado tecnológicamente para minimizar o evitar este problema y mantener concentraciones bajas de NOx a cualquier carga e incluso para algunos modelos de turbinas existentes es posible hacer retrofit para solucionar esta situación. Sin embargo, esto no está disponible para todos los modelos de turbinas de gas.

La circunstancia anterior dificulta el cumplimiento del valor límite establecido en el D.S. N° 13/2011 vigente para turbinas de gas natural de NOx (50 mg/Nm³, 15% O₂ seco) en el caso que sea frecuente la operación de la turbina en un rango de carga menor al 60-70%.

Si bien la norma para la evaluación del cumplimiento de este límite de NOx determina que se considera cumplimiento en caso de que el 70% de las horas de funcionamiento estén bajo el valor límite, ello podría no ser suficiente para asegurar el cumplimiento si la carga de operación de la turbina durante más del 30% de las horas del año se sitúa bajo el 60-70% de su carga nominal.

Las turbinas de gas en aplicaciones de ciclo abierto, en el muy limitado número de horas que operan, es frecuente que lo hagan en un rango de carga bajo el 50%.

Ello tiene su efecto en lo referente a la magnitud de la concentración de las emisiones de NOx durante su periodo de funcionamiento. Este aspecto ha sido tenido en cuenta en la normativa internacional. En particular, para las turbinas de gas que operan en ciclo abierto se establece, por ejemplo, en la norma europea que el límite de NOx sólo debe cumplirse para carga por encima de 70% o a la carga equivalente a partir de la cual el funcionamiento de sus quemadores de bajo NOx sea efectivo¹⁷ (mínimo técnico ambiental).

En el caso de turbinas de gas en ciclo combinado, la situación actual de mercado eléctrico y la proyección prevista está ocasionado un funcionamiento cada vez más limitado y variable de las unidades de ciclo combinado, con alta frecuencia de arranques y detenciones y operación a cargas medias-bajas respecto a la carga base. Lo anterior da lugar a una situación de funcionamiento diferente a la prevista en sus condiciones diseño para estas unidades. Ello implica que, también en la aplicación en ciclo combinado, las turbinas de gas existentes pueden ver comprometida la posibilidad de cumplimiento de los valores límites de NOx del D.S. Nº 13/2011, debido al elevado número de horas de funcionamiento en carga bajo el 70%.

Adicionalmente, para las turbinas de gas funcionando con gas natural o gasóleo en caso de emergencia por requerimientos del sistema la normativa europea citada previamente exime del cumplimiento de límites de emisión de NOx si la operación es menor a un determinado número de horas al año.

Actualmente el D.S. Nº 13/2011 no toma en consideración los aspectos indicados anteriormente en relación con las turbinas de gas. Únicamente exime del cumplimiento de límites de NOx a las turbinas de gas de potencia entre 10 y 50 MWt que ocupen gas natural o diésel y que funcionen menos de 870 horas al año.

En consideración a lo expuesto precedentemente, se entregan dos recomendaciones para su evaluación en el proceso de revisión del D.S. Nº 13/2011 respecto al posible establecimiento de límites de emisión para turbinas de gas existentes.

En primer lugar, se sugiere evaluar la mejor forma de compatibilizar el cumplimiento de límites de emisión de NOx respecto al régimen de funcionamiento de las turbinas de gas en ciclo abierto y de los cambios que el mercado eléctrico, y especialmente considerando los efectos que la penetración de energías renovables en la matriz está ocasionando en la forma de operación de las turbinas de gas en ciclo combinado.

¹⁷ Directiva 2010/75/UE, de 24 de noviembre de 2010, sobre las emisiones industriales. Decisión N 2017/1442 de la Comisión Europea, de 31 de julio de 2017 por la que se establecen las conclusiones sobre las mejores técnicas disponibles (MTD) para las grandes instalaciones de combustión.

Ello podría hacerse estableciendo un porcentaje de carga de la turbina de gas por encima del cual se debe evaluar el cumplimiento del valor límite, o definiendo un criterio equivalente que permita tomar en consideración el efecto de la mayor generación de NOx a bajas cargas, y no aplicando valores límites de NOx para turbinas que funcionan un muy bajo número de horas al año, como por ejemplo se hace en la norma europea referenciada anteriormente.

IV. Conclusiones

1. El procedimiento de revisión de la Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas debe ponderar dos criterios o circunstancias técnicas que no fueron contempladas al momento de elaborar el D.S. N° 13/2011: los requerimientos de flexibilidad en el sistema eléctrico y la descarbonización de la matriz.
2. Existen algunas dificultades en la observancia de los estándares fijados por el D.S. N°13/2011 vigente, en atención fundamentalmente a la realidad de las operaciones de las centrales termoeléctricas, lo que ha significado la flexibilización del sistema, traduciéndose hoy en día en que las operaciones de centrales requieren efectuar diariamente partidas y detenciones, mientras otras ciclan entre plena carga durante la noche y mínimos técnicos durante el día, trayendo como consecuencia mayores emisiones y junto con ello posibles brechas en el cumplimiento de los umbrales fijados por la norma de emisión.
3. Las políticas e iniciativas de descarbonización, junto a la mayor promoción de energías renovables inyectadas al sistema eléctrico nacional, han conllevado dificultades para cumplir con los umbrales exigidos por parte de algunas unidades. Lo anterior, en razón del encendido y apagado de estas centrales, y las características que tienen estos procesos, altos en concentración de emisiones.
4. Se sugiere establecer que los periodos de encendido y apagado de las unidades no deben considerarse a los efectos de evaluar cumplimiento de los valores límites, y dejar la limitación indicada en el D.S N° 13/2011 del 5% exclusivamente vinculada al tiempo máximo de falla de equipos de abatimiento en el que se aceptan niveles de emisión por encima del valor límite.
5. De esta forma, el principal desafío que se vislumbra en el contexto de este procedimiento de revisión de la norma de emisión para centrales termoeléctricas, reside en discutir la renovación de parámetros y otras obligaciones desde una perspectiva de “flexibilización en la operación del sistema eléctrico”, tomando en cuenta el cronograma de retiro de centrales y otras iniciativas tendientes a la descarbonización de la matriz.
6. Respecto a la inclusión de nuevos parámetros en la nueva norma de emisión, se sugiere tomar como referencia ciertas normativa comparadas para determinar la fijación de estándares, siempre teniendo en cuenta la posibilidad de eximir a fuentes generadoras de energía cuyo retiro de la matriz se encuentre programado. Lo anterior, siempre considerando que el valor límite de cualquier normativa o referencia internacional debe hacerse tomando de modo inseparable el propio valor límite y las condiciones definidas en esas normas respecto a la evaluación de su cumplimiento. De lo contrario, se puede

incurrir en el error de comparar valores límites que técnicamente no son comparables, puesto que su cumplimiento se evalúa de un modo diferente.

7. Se sugiere evitar la duplicidad de entrega de información, acotando la entrega de información a aquella que permita entender y evaluar de la mejor forma posible las emisiones atmosféricas de cierto período y aquella que no haya sido puesta a disposición de la SMA mediante los sistemas de conexión en tiempo real.
8. Se recomienda aprovechar la instancia para hacer convivir armónicamente los diferentes instrumentos de carácter ambiental que puedan regir a la industria, requiriéndose que las regulaciones den coherencia al grueso entramado normativo en materia ambiental, junto con cumplir los fines que las distintas regulaciones se propongan alcanzar.
9. Se debe considerar la exclusión de la regulación de las unidades que estén o pasen a Estado de Reserva Estratégica, las que deberán guiarse por los criterios y exigencias del D.S. N°13/2011.
10. Se sugiere evaluar la mejor forma de compatibilizar el cumplimiento de límites de emisión de NOx respecto al régimen de funcionamiento de las turbinas de gas en ciclo abierto y de los cambios que el mercado eléctrico, y especialmente considerando los efectos que la penetración de energías renovables en la matriz está ocasionando en la forma de operación de las turbinas de gas en ciclo combinado.
11. Por último, es crucial aprovechar esta oportunidad para dar coherencia regulatoria a los distintos instrumentos de carácter ambiental que pueden regir la actividad de generación, dispersos en el esquema regulatorio ambiental vigente, en diferentes niveles de jerarquía y especificidad.
