

000463



REF.: Presenta observaciones en relación con tramitación de norma de emisión para calderas y procesos de combustión.

ANT.: i) R.E. 1133/2016, el Ministerio del Medio Ambiente, de 26 de octubre de 2016; ii) Sesión de Comité Operativo Ampliado – Norma de Emisión para Calderas, celebrada con fecha 11 de enero de 2017.

te 030

Santiago, 08 de marzo de 2017

Señor

Pablo Badenier Martínez

Ministro del Medio Ambiente

Presente

De mi consideración:

En relación con el expediente de la referencia en el cual se tramita el proceso de elaboración de la norma de emisión para calderas (en adelante, la “NEC”), la Sociedad de Fomento Fabril, a través del presente documento, entrega observaciones que esperamos constituyan un aporte para su adecuado proceso de dictación. Estas observaciones se enmarcan en el accionar del Centro SOFOFA Medio Ambiente y Energía, que tiene por objeto la creación de capacidades y el impulso a estudios y proyectos que contribuyan a un buen diseño de la política pública en estos ámbitos.

Bajo un enfoque de participación público-privada, y como se indicó anteriormente, fuertemente orientada a la creación de capacidades para disponer de buenas regulaciones, hemos estudiado los antecedentes contenidos en el expediente de la NEC, estudio del cual se desprende una serie de conclusiones que creemos relevante que Ud. tenga presente.

En consecuencia, y tal como fuera adelantado por el suscrito personalmente en la Sesión de Comité Operativo Ampliado de la NEC, celebrada con fecha 11 de enero de 2017, la Sociedad de Fomento Fabril viene a formular observaciones fundadas respecto de la NEC, solicitando respetuosamente que se tengan presente en las siguientes actuaciones que correspondan.

1. Norma de emisión para calderas y su incongruencia estratégica con las políticas de control de contaminación del aire:

Considerando lo expuesto en el diagnóstico de la “Estrategia de Descontaminación Atmosférica en Chile: 2014-2018” (que evidencia varias zonas y territorios del país en los cuales se exceden las normas de calidad del aire), la política que se ha priorizado sobre la materia contempla: i) el establecimiento de planes de descontaminación que presenten medidas efectivas en la reducción de emisiones en las zonas declaradas como saturadas o latentes de Chile, y ii) implementar medidas de corto plazo en zonas donde no hay planes y existe información de monitoreo que arroja altas concentraciones de material particulado.

Es decir, el enfoque regulatorio que se ha priorizado para la protección de la salud de la población, es aquel orientado a solucionar los problemas de contaminación en aquellas zonas latentes y saturadas, en las cuales se justifica ampliamente el enfoque de costo-beneficio y costo-efectividad de aplicar medidas de descontaminación y prevención.

Como criterio subsidiario, se puede considerar la protección del medio ambiente y de los ecosistemas, para lo cual existen normas secundarias de calidad ambiental. Por lo tanto, resultaría razonable también dictar planes de prevención y/o descontaminación en dichas zonas contaminadas desde el punto de vista de las normas secundarias de calidad.

Por lo tanto, a nuestro juicio no tendría sentido ahora cambiar el enfoque político y estratégico, regulando aquellas fuentes que se encuentran fuera de aquellas zonas latentes o saturadas, ya sea por normas primarias o secundarias de calidad ambiental. Más aún si se considera que se

regularía a muchas fuentes existentes en zonas que cumplen sobradamente con las normas de calidad ambiental. Por lo tanto, sería una norma cuyo beneficio ambiental y a la salud de las personas resulta absolutamente marginal en comparación con el potencial perjuicio al desarrollo económico y crecimiento del país, las personas, las empresas y su desarrollo. Sin perjuicio de lo anterior, y comprendiendo que la política regulatoria contempla seguir adelante con la creación de la NEC, es preciso analizar una serie de consideraciones que a nuestro juicio permitirán a la autoridad tener presente la necesaria armonización que debe existir entre los instrumentos de gestión ambiental ya existentes con posibles nuevas regulaciones, de modo tal que el desarrollo de la actividad regulatoria se ejecute de la forma más adecuada posible, tomando en consideración todas las variables relevantes en el proceso, de forma de lograr una regulación eficaz, costo eficiente y que garantice un beneficio real para el medio ambiente y la salud de las personas.

2. Consideraciones respecto de otras regulaciones e instrumentos de gestión ambiental existentes.

En relación con lo señalado precedentemente, consideramos necesario tener presente que las fuentes emisoras existentes ubicadas en los lugares más sensibles del país, es decir, donde se constatan situaciones de latencia o saturación, ya se encuentran reguladas o en proceso de ser reguladas a través de sus respectivos planes de descontaminación o prevención, por lo que la NEC, en los términos en que está concebida, importaría una falta de armonización regulatoria, pues además de todas las regulaciones en desarrollo, las autoridades han comenzado a implementar los denominados "impuestos verdes" que también afectan a este tipo de fuentes y uno de cuyos propósitos es precisamente desincentivar y/o reducir las emisiones atmosféricas. De otro modo, pudiere sostenerse que dicho impuesto sólo tendría un carácter recaudatorio y no ambiental.

En consecuencia, y sin perjuicio de que estimamos conveniente avanzar en el desarrollo de regulaciones preventivas que tengan por objeto la protección del medio ambiente y la salud de

las personas, planteamos que estas deben considerar el contexto regulatorio ya existente, de modo tal de que las nuevas normas respondan a objetos eficaces de protección ambiental. En ese contexto, no debe desconocerse que las principales fuentes emisoras del país ya cuentan con otros instrumentos de gestión ambiental que regulan sus emisiones atmosféricas. En efecto, ya existen las siguientes regulaciones para fuentes fijas:

- i. Norma de emisión para fuentes en la Región Metropolitana.
- ii. Normas de emisión específicas para fuentes ubicadas en zonas latentes y/o saturadas, en el marco de sus respectivos Planes de Prevención y/o de Descontaminación Atmosférica (PPDA). Estos Planes incluyen obligación de reducción de emisiones y límites de emisión. Cabe destacar que, según datos del Ministerio del Medio Ambiente, del total de 10.534 calderas identificadas como existentes en el país, el 85% de ellas se encuentran en zonas reguladas a través de PPDA.
- iii. Norma de emisión para fundiciones mineras.
- iv. Norma de emisión para termoeléctricas.
- v. Límites de emisión establecidos en las RCAs (que tienen la virtud de ser sitio-específicas y fuente-específicas; es decir, que sus emisiones consideran el resguardo de las normas de calidad a través de modelaciones y, posteriormente, a través del monitoreo de emisiones y de calidad del aire).
- vi. Normas de emisión para incineración y co-incineración.
- vii. Norma de emisión para la regulación del contaminante arsénico emitido al aire.
- viii. Reglamento para el funcionamiento de establecimientos emisores de anhídrido sulfuroso, material particulado y arsénico.
- ix. "Impuestos verdes": como se indicó, la reciente Reforma Tributaria ha gravado con impuesto las emisiones, ya existiendo en definitiva incentivos económicos para la reducción de las mismas.

3. Armonización entre la norma y el AGIES:

Por otra parte, es necesario tener presente y analizar cuidadosamente los impactos sociales y económicos que puede tener la NEC. En efecto, la justificación de una exigencia adicional debería estar muy bien respaldada, en el sentido de demostrar que los beneficios sociales y económicos de esta nueva regulación son muy superiores a sus costos.

Para ello, nos permitimos sugerir que, antes de emitir un Anteproyecto, se dé a conocer y se pueda analizar y comentar el "Análisis General del Impacto Económico y Social" (AGIES), de manera de aportar con antecedentes técnicos y económicos que ayuden a garantizar un adecuado análisis de costos y beneficios.

Esto es relevante toda vez que, del análisis de procesos regulatorios anteriores, se ha podido constatar que los costos están subestimados (por ejemplo y, especialmente, los costos de abatimiento) y en los cuales se han identificado beneficios sólo cualitativamente. Consideramos que para el éxito de esta regulación resulta esencial evaluar previa y adecuadamente los efectos ambientales, de salud, y económicos.

En efecto, en el pasado los AGIES han presentado una serie de limitaciones que evidencian una subestimación de los costos y sobre-estimación de beneficios, lo que lleva a que el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad, así como el Consejo Consultivo del Ministerio del Medio Ambiente, y los demás organismos e instancias involucradas en la aprobación de estas regulaciones, no dispongan de toda la información para decidir sobre su idoneidad y pertinencia. A modo de ejemplo, se debe tener presente que los análisis existentes en este expediente a nuestro juicio presentan falencias de gran importancia, como las siguientes:

- a) Se asumen sistemas de abatimiento "generales", que no necesariamente aplican a ciertas tipologías de fuentes emisoras. Se requiere que el análisis económico y social de dicha norma considere las tecnologías realmente disponibles para alcanzar las metas que se proponen y sus respectivos costos. Para ello, el AGIES debe considerar todo el universo de fuentes a regular, diferenciando las tecnologías de abatimiento aplicables a cada una de ellas, en forma

específica; ello es la única forma de determinar los costos reales de la norma. En efecto para la confección del AGIES no se consideraron las Calderas de Plantas de Celulosa que poseen una tecnología basada en equipos de abatimiento electroestático o precipitadores electroestáticos, los que pueden ser de muy alto costo (Ej.: Para una Caldera de 50 MW el costo fluctúa entre 7 y 9 millones de dólares).

- b) Se omiten o se minimizan los costos colaterales reales de implementación de la NEC; por ejemplo, no se consideran adecuadamente los costos de los sistemas de medición continuos, validación de dichos sistemas, adecuación de las instalaciones existentes para la instalación de sistemas de abatimiento, y/o implementación de mejoras o *up-grade* de dichos sistemas, y adecuaciones para la instalación de los sistemas de medición en línea, entre otros.
- c) Se asume o se extrapola en forma incorrecta los costos de inversión y/o de control, sin diferenciar fuentes nuevas de aquellas existentes. Dicho en otras palabras, se asume, para determinar el costo de abatimiento, que todas las fuentes son nuevas. Ello dista en forma significativa de la realidad, por cuanto los mayores costos están asociados a fuentes existentes para las cuales, como se indicó, los costos de implementación de la norma son mayores, incluso para alcanzar los mismos niveles de concentración y/o reducción de emisiones.
- d) En los antecedentes disponibles en el expediente electrónico de la NEC (Folio 322 vta.), se advierte una significativa subestimación de los costos para la reducción de emisiones, calculado en dólares de los Estados Unidos de América por tonelada reducida. A modo de ejemplo, para el material particulado, se estima para ambos escenarios que el costo promedio de reducción de una tonelada podría variar entre aproximadamente US\$130 y US\$134, en circunstancias que en el propio Expediente Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión de la norma, específicamente en Folio 139 y siguientes, consta el documento denominado Generación de Antecedentes Técnicos y Económicos para la elaboración de un Norma de Emisión para Calderas y Procesos Industriales con combustión en el sector industrial, comercial y residencial, el que presenta indicadores de costo-efectividad para la

reducción de MP en calderas que distan mucho de lo considerado en el AGIES. En efecto, dicho documento establece costos de 12.763 USD/t para el "Escenario Razonable"¹, es decir, que son más de 100 veces mayores que el promedio indicado para todas las fuentes en la presentación de los resultados del AGIES, lo que representa una subestimación relevante de los costos de abatimiento que se están considerando para establecer los límites de emisión.

- e) Así también, es posible advertir en el expediente una subvaloración de los costos que tendría la aplicación de una norma en las condiciones y con los valores máximos de emisión que se han planteado. En relación, por ejemplo, al material particulado, puede observarse que se estima que el costo total (valor presente) para todas las fuentes del país, incluidas en el análisis, varía entre US\$ 4.600.000 y US\$5.100.000 aproximadamente, dependiendo del escenario. Sin embargo, ese valor puede ser largamente sobrepasado por las inversiones requeridas en sistemas de control de emisiones incluso en una sola caldera. En efecto, dependiendo del tamaño, la antigüedad, tecnología y emplazamiento físico de la caldera, los sistemas de control o abatimiento de emisiones tienen el potencial de variar significativamente, al igual que los costos de su implementación. Asimismo, debe tenerse presente que a medida que es más exigente el límite máximo permitido de emisiones, se hace más difícil y más onerosa la implementación de sistemas que permitan cumplir con dichos niveles. Por lo tanto, modificaciones en los límites requieren necesariamente una actualización del AGIES.
- f) En el expediente de la NEC, específicamente en Memorándum N°698/2016, Folio 324, se solicita que el AGIES no considere los costos asociados a las fuentes incluidas en los planes de descontaminación, indicando que dichos costos estarían incluidos en el AGIES del Plan respectivo. Sin embargo, y dado que los límites de emisión de la NEC serían más restrictivos que los límites de la mayoría de los planes, es necesario incluir dichas fuentes. Los costos asociados a la reducción de emisiones en los Planes sólo consideraban disminuir hasta 50 mg/m³N (salvo Región Metropolitana), sin embargo, se requiere considerar un costo

¹ Tabla 40: Resultados del modelo económico para calderas (VPN), página 305.

adicional, y más importante aún, para bajar desde una concentración de, por ejemplo, 50 mg/m³N y alcanzar las concentraciones de 20 o 30 mg/m³N que plantean los escenarios de la NEC.

- g) Por otra parte, se omite el impacto global de normativas sucesivas, lo que implica que no se están considerando aspectos relacionados con la competitividad y productividad de la industria.
- h) Los costos de la norma no consideran el impacto económico y social de aquellas fuentes que deban dejar de funcionar como consecuencia de la imposibilidad técnica-económica de cumplir los límites de la NEC.

En efecto, cada regulación, por sí misma, no necesariamente inviabiliza una actividad existente pero la aplicación de todas en su conjunto sí puede tener un efecto relevante y, en algunos casos, conducente al término de la misma. Los antecedentes disponibles en el expediente no dan cuenta de los efectos agregados de las regulaciones específicas (sinergias) sobre una determinada industria o instalación. Por ejemplo, a la fecha, no se ha evaluado el efecto en un sector industrial o sobre un territorio de la aplicación simultánea de las normas de emisión, de generación, cogeneración, coprocesamiento, de olores (TRS y otros), de ruido, regulaciones sobre emisiones al aire y a las aguas (marinas, continentales superficiales, aguas subterráneas y alcantarillado), contaminación lumínica, de "impuestos verdes", entre otras. El AGIES debiese considerar el impacto sinérgico, social y económico, de toda la regulación en las operaciones de plantas existentes y, considerar, el potencial cierre de instalaciones como consecuencia de la entrada en vigencia de una nueva norma.

- i) La información utilizada de base para elaborar de norma contiene errores relevantes como el observado en el inventario de emisiones considerado en el expediente de la norma, presentándose en algunos casos datos de emisiones que son entre un 1.100% y 1.500%

superiores a las emisiones reales (fojas 179 VTA). Por ejemplo, en el caso de calderas existentes en las comunas de Yungay y de Ránquil (zonas sin plan de descontaminación) se señala que las emisiones de material particulado eran de 1.886 Ton/año en la comuna de Ránquil, cuando en realidad las emisiones del establecimiento están en un rango de 119-125 Ton/año. Lo mismo ocurre para el caso de las emisiones de la caldera indicada en la comuna de Yungay, donde la base de datos del MMA consideró que dicho establecimiento emitía del orden de 1.640 Ton/año de material particulado, en circunstancias que el valor real corresponde a 143-145 Ton/año. Cabe hacer presente que en la misma presentación en que se expone el diagnóstico y base de datos para la elaboración de la norma (176 vta.) se señala que *“existen altas incertidumbres en la información, es lo mejor disponible”*.

En virtud de estos errores, se podría estar sobredimensionando el efecto de las emisiones sobre la salud de la población y, en consecuencia, los beneficios sociales de la norma podrían no ser los cuantificados y por lo mismo, variar considerablemente la razón costo/beneficio de la NEC.

Por otro lado, en el expediente de la NEC aún no es posible contar con todos los estudios utilizados para realizar el AGIES como, por ejemplo, el estudio “antecedentes para la elaboración de la norma nacional de calderas y procesos de combustión (horno de vidrio y cementeras)” de Greenlab UC, 2016. Contar con toda la información permite aportar al análisis y enriquecerlo con información técnica y práctica.

- j) Finalmente, se hace necesario que el AGIES considere un análisis de consistencia con recomendaciones de la OECD.

4. Inconsistencia regulatoria.

Este proyecto de norma, tal como está concebido actualmente, regularía muchos sectores industriales que no están emplazados en zonas saturadas ni latentes (esto es, que se ubican en zonas limpias o con buena calidad del aire), en circunstancias que existe evidencia -a través del seguimiento a sus emisiones y de la calidad del aire (mediante estaciones de monitoreo en el entorno de sus operaciones), así como de la modelación de las mismas- que las emisiones de ciertas industrias no afectan significativamente la calidad del aire de las comunas o zonas donde se emplazan.

Lo anterior, además de ser incongruente con lo indicado en la "Estrategia de Descontaminación Atmosférica en Chile: 2014-2018", existe una inconsistencia respecto de los límites de emisión, particularmente de PM, en zonas declaradas saturadas (con planes de descontaminación). En efecto, según información presentada en la sesión del Comité citado en el ANT., se evalúan escenarios de límites de emisión, menores o iguales a los que se aplica en la mayoría de los PPDA, esto es, límites de emisión de 50 mg/Nm³ para MP (y sólo 30 mg/Nm³ para la Región Metropolitana). A nuestro juicio, ello resulta ser una inconsistencia inexplicable, por cuanto en zonas saturadas (es decir, donde la población está expuesta a malas condiciones de calidad del aire y donde se concentran el mayor número de población) se exigirían límites mucho menos exigentes.

Así, los PPDA pasarían a exigir límites menos rigurosos que la norma (ver Figura 1), generando una señal ambientalmente contradictoria y con efectos indeseables, como que una fuente emisora estaría incentivada más bien a instalarse en una zona saturada, lo que eventualmente podría agudizar los efectos sobre la salud de la población. Por otro lado, una fuente ubicada en una zona saturada no tendría ningún incentivo a relocalizarse fuera de dicha zona, por cuanto, al hacerlo, deberá disminuir sus niveles de emisión.

La misma inconsistencia se produce respecto de la norma de emisión para termoeléctricas (DS N°13) donde se establece un límite de emisión según tipo de combustible, que para el caso de MP resulta menos exigente que los límites propuestos para la NEC en el expediente. Esto es, el DS

N°13 establece límites de emisión para combustibles líquidos de 30 mg/Nm³ y para sólidos de 50 mg/m³, ambos valores iguales o mayores a los 20 y 30 mg/Nm³ de la NEC.

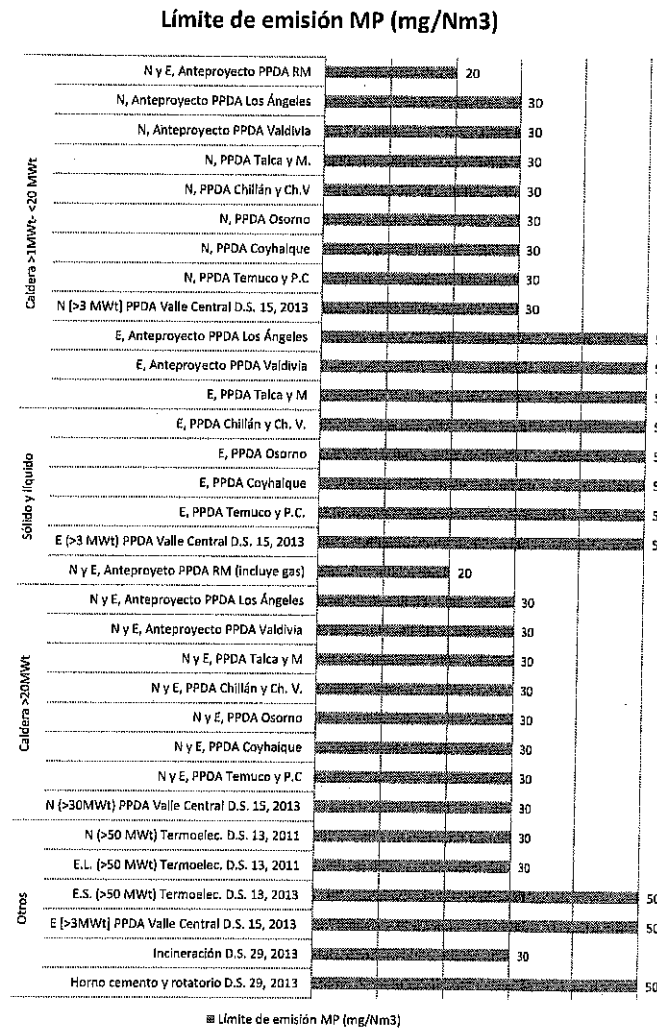


Figura 2: Comparación de límites de MP en la normativa nacional para calderas de potencia térmica mayor o igual a 1 MWt N: nueva, E: existente, S: sólido, L: líquido, G: gaseoso

Figura 1. Límites de emisión para MP en normas y PPDA

5. La regulación debiese considerar las diferencias entre unidades de generación de energía de aquellas que son procesos:

Dada su mayor complejidad, se hace necesario distinguir entre instalaciones para suministrar vapor o energía (por ejemplo, calderas de poder) y procesos, como por ejemplo, las instalaciones de la industria cementera y forestal, entre otras, de natural mayor complejidad y con insuficiente análisis efectuado, especialmente en lo que concierne a las inversiones que en ellas se requieren para abatir emisiones.

En efecto, las normas internacionales de referencia (Unión Europea y US-EPA) excluyen de la aplicación de las normas de emisión para calderas, entre otras, a los siguientes tipos de fuentes:

- i. Las instalaciones que incineran o co-incineran residuos sólidos o líquidos;
- ii. Las instalaciones de combustión en las cuales se utilicen los productos gaseosos de la combustión para el calentamiento directo o secado de objetos o materiales;
- iii. Las instalaciones de postcombustión destinadas a depurar por combustión los gases residuales de los procesos industriales;
- iv. las turbinas de gas y los motores de gas y gasóleo, cuando se utilicen en plataformas marinas;
- v. las instalaciones de regeneración de los catalizadores de craqueo catalítico;
- vi. Las instalaciones de conversión del sulfuro de hidrógeno en azufre;
- vii. Los reactores utilizados en la industria química;
- viii. Los hornos con batería de coque;
- ix. Los recuperadores de altos hornos;
- x. Los hornos crematorios;
- xi. Las instalaciones de combustión que queman combustibles de refinería solos o con otros combustibles para la producción de energía en las refinerías de petróleo y de gas;
- xii. Las calderas de recuperación dentro de instalaciones destinadas a la producción de pulpa.

Al respecto:

i) Del expediente se denota que el análisis se ha realizado principalmente para instalaciones que suministran vapor o energía (conocidas genéricamente como "calderas"), incluyendo en ellas, a nuestro juicio, inadecuadamente instalaciones que se comportan y que son de naturaleza distinta, como lo son las instalaciones de proceso (cuyo objetivo principal es distinto al de generar vapor y/o energía).

A modo de ejemplo, el documento "Antecedentes para la elaboración de la Norma Nacional de Calderas y Procesos de Combustión (Hornos de Vidrio y Cementeras)" elaborado por GreenLabUC con fecha 19/10/2016, no hace ninguna referencia al DS 29/2013 MMA que rige hoy para las emisiones de cementeras, considerando que en su gran mayoría utilizan combustibles no tradicionales.

ii) Bajo la misma perspectiva de insuficiencia de análisis para el caso de procesos, cabe señalar que, para efectos de las emisiones asociadas a los equipos de procesos en la industria de la celulosa y madera, no se tiene un análisis acerca de la alta variabilidad de los mismos, debido a que su operación y condiciones dependen directamente de las del proceso principal -es decir, de las líneas de producción- y no del combustible a suministrar.

A diferencia de calderas de poder, en que la operación e ingreso de combustible es constante e independiente del proceso, en equipos de proceso de la industria de celulosa (como calderas recuperadoras y hornos de cal), sus combustibles principales e insumos son generados en otras áreas de proceso, y operan en función de las mismas. Es decir, estos equipos son parte del proceso de transformación de la madera en celulosa y no son equipos de respaldo para suministrar vapor o energía (como lo son efectivamente las calderas de poder).

Así, en los equipos de proceso de la industria de la celulosa y madera el objetivo principal no es la generación de vapor y/o energía térmica, sino que ellos son utilizados como reactores, que a través de la combustión generan nuevas materias primas e insumos para diferentes áreas de la línea principal del proceso productivo. Por lo mismo, su eficiencia se mide en % de reducción, % caustificación u otro similar.

En virtud de ello, a nuestro juicio no resulta técnicamente correcto aplicar las mismas regulaciones (sobre límites, criterios de cumplimiento y/o percentiles, de período de adaptación, etc.) para calderas y para instalaciones de proceso.

Esto no significa en modo alguno que las particularidades de las fuentes de proceso justifiquen eximir las de toda regulación ambiental, sino solamente que eventuales normas de emisión que las regulen deben considerar sus particularidades, y que no es recomendable incluirlas en una regulación general como la NEC.

6. Consistencia regulatoria con relación a incentivos al uso de energías renovables:

Elementos asociados también al fortalecimiento del uso de energías renovables son también necesarios de considerar. Al respecto, al igual que la tendencia mundial, la biomasa utilizada en las calderas de poder, dado que es una energía renovable es abordada con límites de emisión menos restrictivos que los asociados a combustibles fósiles, de manera de potenciar su uso como recurso energético. Asimismo, la biomasa presenta variabilidad estacional importante en cuanto a su calidad, por lo tanto, los límites de emisión debieran reflejar dicha variabilidad, considerando criterios de cumplimiento adecuados.

7. Consideraciones de la experiencia internacional:

En el mismo sentido que lo indicado en punto anterior, se debe tener presente que otros países cuentan con normas distintas para equipos de procesos y calderas, con límites de emisión diferentes, y en algunos casos, asociados a los niveles de producción de celulosa o paneles. Los permisos de emisión entregados en otros países también diferencian calderas de poder de equipos de procesos como calderas recuperadoras, hornos de cal y plantas térmicas de secado de partículas, pues reconocen que se trata de procesos diferentes.

A modo de ejemplo se puede citar el caso de la Directiva UE 2015/2193 del Parlamento Europeo, “Sobre la limitación de las emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de las instalaciones de combustión medianas”, en la que expresamente se deja fuera de su ámbito de aplicación a diversos tipos de fuentes, ya sea por sus características propias (i.e. instalaciones de incineración y co-incineración de residuos, instalaciones de post-combustión, instalaciones de conversión de H₂S en SO₂, altos hornos, hornos con batería de coque, hornos crematorios, instalaciones de regeneración de los catalizadores), por formar parte de procesos (i.e. reactores de la industria química, calderas recuperadoras de plantas de celulosa, instalaciones de combustión que sean parte del proceso de refinerías de petróleo y gas) o por su ubicación (i.e. turbinas y motores en plataformas marinas, fuentes ubicadas en las islas Canarias, etc.).

Asimismo, la National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants de la US EPA también diferencia los distintos tipos de fuentes de proceso y de características específicas (denominadas ‘source categories’, o categorías de fuentes, de las cuales existen más de 130 categorías), diferenciándolas de los demás tipos de calderas.

Es relevante tener en consideración, además, lo que precisamente se señala en la minuta “Regular Procesos en la norma de emisión para calderas”, a fojas 282 del expediente, en el sentido que se requiere “tener un conocimiento acabado de cada proceso de combustión, con el fin de elaborar una norma de emisión efectiva y eficiente”.

8. Otras consideraciones que debiesen tomarse en consideración para la eventual regulación que considere calderas de poder:

- i. Al fijar los límites de emisión de una norma de calderas es necesario considerar también los criterios de cumplimiento de la misma, como percentiles, frecuencia de medición de concentraciones (promedios mensuales, diarios u horarios). Se sugiere comenzar, para aquellas calderas cuyo objetivo es el suministro de vapor o energía, con cumplimiento de

percentil 95% de los promedios diarios (24 horas) registrados durante un periodo anual, tal como se hizo con otras normas de emisión (por ejemplo, de compuestos TRS), y eventualmente en una futura revisión de la norma, evaluar promedios horarios registrados en un periodo mensual. Cabe señalar que distintos criterios de cumplimiento impiden comparar adecuadamente los límites de la NEC con otras normas de referencia internacionales, requiriéndose conversiones en base a análisis estadísticos para lograr una adecuada comparación. Por otra parte, estos criterios de cumplimiento debieran variar para las fuentes de proceso.

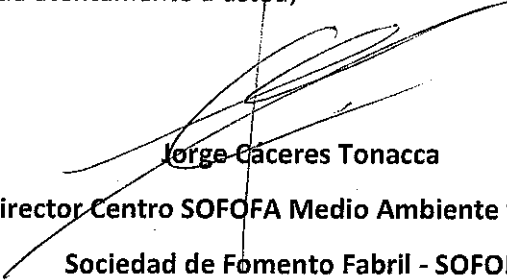
- ii. Se considera técnicamente conveniente contar con un análisis en detalle de las correcciones por Oxígeno y por Temperatura que se incluirán en la NEC. Por lo general, las normativas internacionales consideran concentraciones de oxígeno entre 3% y 15%, y temperaturas estándar de 0°C, a diferencia de las normas chilenas que utilizan distintas concentraciones de oxígeno y temperatura estándar de 25°C. Por lo tanto, para que las normas de referencia sean efectivamente comparables a los límites de la NEC debe realizarse las conversiones necesarias a los límites nominales.
- iii. Asimismo, una norma de emisión para fuentes nuevas -y con mayor razón para fuentes existentes- debe necesariamente considerar el concepto de gradualidad; esto es, fijar límites de emisión a cumplir en un horizonte no menor a los 5 años, considerando los cambios de diseño de ingeniería y los niveles de inversión requeridos para abatir y controlar emisiones.
- iv. Por otro lado, se estima que la NEC debiese considerar situaciones de operación anormal o fuera de régimen de las fuentes, como partidas y detenciones, o fallas operacionales, interrupción de medición debido a mantenciones, calibraciones, entre otras, y permitir descontar las concentraciones que en esos periodos se registren.

- v. Finalmente, se recomienda considerar también la posibilidad de eximir del cumplimiento de esta norma a las fuentes que operen menos que una cierta cantidad de horas al año, tal como lo hacen otras normas internacionales. Por ejemplo, la US-EPA exime del cumplimiento de la norma de emisión a aquellas fuentes que operan menos de 1.500 horas en el año.

En conformidad a lo expresado, en el marco del proceso de elaboración de la norma de emisión para calderas, solicito a usted considerar las observaciones contenidas en el presente documento.

Finalmente, en el marco del accionar del Centro SOFOFA Medio Ambiente y Energía, reiteramos la disposición a contribuir con antecedentes, estudios y proyectos que conduzcan al buen diseño de estas importantes políticas públicas.

Sin otro particular, saluda atentamente a usted,



Jorge Cáceres Tonacca
Director Centro SOFOFA Medio Ambiente y Energía
Sociedad de Fomento Fabril - SOFOFA