

Santiago, 20 de enero de 2025

Señoras/es Integrantes del

Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y el Cambio Climático

PRESENTES

Ref.: Modificación de la Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas, D.S. N°13

De nuestra consideración:

En el contexto del proceso administrativo relativo a la modificación del Decreto Supremo N.º 13/2011, a través del Anteproyecto de Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas, el que, a la fecha, ya dio lugar a un proyecto definitivo, se somete a su consideración el presente documento en el que se expone una serie de argumentos y fundamentos esgrimidos con mayor detalle dentro del proceso, los cuales solicitamos sean considerados al momento de emitir su veredicto.

La publicación, en junio de 2023, del Anteproyecto de Norma de Emisión de Centrales Termoeléctricas para revisar la norma existente, aprobada según el D.S. N°13/2011, ha venido a cristalizar y atender dicha necesidad, lo cual es digno de destacar.

Sin perjuicio de lo anterior, el cumplimiento riguroso del procedimiento administrativo en la dictación/modificación de normas de emisión es esencial, en la forma como en el fondo, ya que es exigible y necesaria una adecuada motivación, que permita sostener la debida razonabilidad de tal formulación. Ello, dado el amplio espacio a la discrecionalidad que el legislador reconoce a la autoridad administrativa, posibilitando la realización de políticas públicas a través de la elaboración de estas normas.

Habida cuenta de lo anterior, como partícipes del proceso en que se ha ido gestando el proyecto que modifica el D.S. N°13, hemos realizado diversos estudios, los cuales han sido acompañados en el proceso de Participación Ciudadana, y que respaldan las afirmaciones que más adelante detallamos. Al respecto, cabe destacar el Informe en Derecho que adjuntamos al presente documento, dado que no figura en el expediente pese a haber sido enviado hace varios meses atrás formalmente vía Oficina de Partes al Ministerio de Medio Ambiente y haberse solicitado su incorporación expresamente y en varias oportunidades, sin respuesta alguna.

A continuación, explicaremos por qué esta modificación no se alinea con la transición energética justa y los planes del Ministerio de Energía (Descarbonización e Hidrógeno Verde):

- es carente de motivación,
- ineficiente (los costos superan 33,9 veces los beneficios),
- discrecional y vulnera el Acuerdo de Escazú,
- es discriminatorio respecto de las tecnologías de las fuentes emisoras,
- pasa por alto la realidad técnica de las instalaciones de generación,

- se trata de un procedimiento viciado.

1. La modificación propuesta no se alinea con el Plan de Descarbonización y sus pilares, como tampoco con una transición energética justa

El Plan de Descarbonización que ha desarrollado el Gobierno, a través del Ministerio de Energía, con la participación voluntaria de las empresas generadoras, considera el debido equilibrio entre variables ambientales, impactos económicos y sociales, y también, el resguardo de la seguridad y eficiencia económica del propio sistema eléctrico.

Por lo tanto, un intento unilateral, por vía administrativa, de acelerar el plan de descarbonización de la matriz energética, que ya contempla el retiro o reconversión de centrales termoeléctricas a más tardar el año 2040 (como consecuencia del compromiso público-privado), vulnera, no sólo los principios de equidad, planificación y descentralización de la transición energética justa, sino que el propio Acuerdo de Escazú sobre Democracia Ambiental, que considera involucrar y garantizar una auténtica participación en estas decisiones, a través de la utilización de estructuras legítimas.

Así, el proceso de descarbonización, iniciado en la década pasada, con objetivos claros y fechas establecidas, se ve vulnerado por una modificación a la norma de emisiones. Esta vulneración puede implicar escenarios en los cuales nuestra transición energética pierda seguridad, afecte al alza los precios de la electricidad e implique incluso generar mayores emisiones de gases de efecto invernadero, al anticipar forzosamente la salida de unidades de generación, producto de la inviabilidad para adaptarse a una norma que exige inversiones cuantiosas y técnicamente injustificadas. En particular, mi representada ha optado por reconvertir sus instalaciones, con el objeto de contribuir a la transición energética, manteniendo su aporte de electricidad de manera confiable y continua, preservando con ello las fuentes laborales y el aporte económico a la región de Atacama. Para esto, la empresa decidió desarrollar un proyecto de reconversión a "co-combustión o "co-firing" de carbón con amoniaco verde, el que está considerado en el Plan de Descarbonización, cuyo objetivo -técnicamente respaldado- es llegar a un 50% de reemplazo de carbón por amoniaco. El proyecto a su vez se alinea con la Acción 53 del Plan de Acción de Hidrógeno Verde, cuyo objetivo es analizar e implementar alternativas de reconversión de las termoeléctricas a tecnologías con hidrógeno mediante opciones de co-combustión o mezcla.

Sin embargo, el proyecto de norma excluiría nuestro proyecto de reconversión, pues en sus definiciones establece que "*Para efectos de lo dispuesto en la presente norma, solo se considerarán como procesos de reconversión aquellos que contemplen el tránsito del uso de combustibles sólidos al uso **exclusivo** de combustibles de bajas emisiones en las horas de operación en régimen, a más tardar el año 2038*" (lo destacado es propio)".

Como es sabido, la co-combustión de carbón con amoniaco es una tecnología en desarrollo, que están implementando decididamente países como Japón y Corea, como parte de sus estrategias de transición energética, con resultados muy prometedores a la fecha. Sin embargo, aún en estos países desarrollados, no existe por ahora el compromiso de cambiar al uso **exclusivo** de este combustible de bajas emisiones, lo que en la práctica tampoco sería co-firing. Lo anterior, no por falta de voluntad, sino porque todavía no existe certeza acerca del comportamiento de las calderas de las centrales termoeléctricas a carbón usando 100% amoniaco.

Así las cosas, tal como está redactada la norma de emisión, esta no resulta coherente con la realidad de los procesos de co-firing en el mundo, ni con el aporte que ve en ello el Plan de Descarbonización o el de Hidrógeno Verde, liderados por el Ministerio de Energía.

Cabe comentar, además, que en el AGIES asociado a la versión definitiva del proyecto, se excluyen deliberadamente los costos de inversión en equipamientos que se requerirían para reducir las emisiones de NOx, tanto en dos unidades de Guacolda como en las unidades Cochrane y Santa María, bajo el supuesto de que sus propietarios habrían “anunciado” reconversiones, y por consiguiente, asumiéndose que dichos costos serían parte de las reconversiones y no del cumplimiento de la norma, por lo que fueron descontados en el cálculo. Con todo, en el proceso de descarbonización la única empresa de las aludidas que ha anunciado formalmente que presentará un proyecto de reconversión es Guacolda. Sin embargo, como se indicó precedentemente, la reconversión a un co-firing distinto de 100% al año 2038 no calificaría como tal para efectos de cumplir la norma. En consecuencia, el AGIES considera supuestos erróneos e incompatibles con el texto de la norma y que van en la línea de subestimar los costos de su implementación.

2. Ausencia de motivación en la modificación de la Norma

No existe duda, ni reproche respecto a la pretensión de revisar la citada norma, a conciencia de la existencia de un plazo que se encontraba ya excedido, lo cual permite afirmar que el proceso es considerado no sólo oportuno, sino necesario.

No nos olvidemos de la premisa que la norma considera en su Art.5, y que erróneamente ha sido tomada como un argumento; esto es: “analizar la factibilidad de establecer un plazo para que las fuentes existentes se ajusten a los límites dispuestos para las fuentes nuevas” (énfasis agregado), y no la modificación pura y simple de los límites de emisión; en ningún caso esta revisión impone a la autoridad la obligación de ajustar los límites de emisión de las fuentes existentes a los límites de las fuentes nuevas en el marco de dicho proceso, pero sí, al versar sobre materias de carácter técnico, estas deben ser discutidas en el marco del proceso de una revisión exhaustiva, fundada, que pondere todos los factores posibles, aplicable a la regulación nacional. Lo anterior, independiente de que, con posterioridad a la dictación de la norma, la regulación de la Comunidad Europea haya podido proponer límites de emisión más estrictos que los que nuestra normativa había considerado¹.

Es importante considerar que las normas de emisión existen con el fin de establecer un límite sobre el cuál se estima que un determinado contaminante genera un riesgo no aceptable, siendo las normas de calidad del aire las que en definitiva nos permiten establecer el real estado de exposición que la población tiene respecto de los contaminantes; diferencia que se vuelve relevante durante la revisión de una norma, permitiendo distinguir qué contaminantes podrían poner en riesgo a la población y cuyos límites debieran, por tanto, ser modificados.

En la presente revisión de la norma podríamos afirmar que hacer más restrictivos los límites del material particulado (MP) se justificaría, toda vez que su concentración en la calidad del aire de una gran cantidad de comunas se encuentra por sobre, o próxima a superar los niveles de riesgo establecidos. Lo mismo sucede en los casos del Vanadio y

¹ Considerandos 25-27 del Proyecto Definitivo

Níquel, justificándose de acuerdo con el Art. 4 de la norma vigente el que en la presente versión de la norma se fijan límites de emisión para dichos contaminantes.

Sin embargo, en el caso de los Óxidos de Nitrógeno (NOx), la implementación de la norma desde sus inicios (la pasada década) implicó una baja considerable en las emisiones, no superándose los niveles de concentración ambiental de este contaminante en ninguna comuna donde existen centrales termoeléctricas. A mayor abundamiento, el 23 de septiembre de 2024 entró en vigor la nueva norma primaria de calidad del aire para NO₂ (DS 40/2024), la cual ha venido a reemplazar la norma existente (DS 114/2003). En lo relevante, los valores de la norma para cada uno de los periodos considerados (1 hora y anual) son al menos 50% más bajos respecto de la norma anterior, mientras que adiciona un nuevo límite para concentraciones en 24 horas. Si se aplican los nuevos valores a las comunas en que existen centrales termoeléctricas que operan con combustibles sólidos usando los resultados de los monitoreos del año 2021, se puede concluir que no hay comunas cuya calidad del aire se encuentre saturada o latente por este componente. Por lo tanto, en este caso, una mayor restricción de la norma existente de emisión de NOx carece absolutamente de motivación.

Tal como ha informado por la Superintendencia del Medio Ambiente, desde la entrada en vigencia del DS 13/2011, el cumplimiento de las centrales termoeléctricas afectas a la norma de emisión ha llegado en 2021 a un 100%².

3. Es una política pública ineficiente

Las normas ambientales consideran dentro de las etapas de su elaboración, una evaluación del impacto económico y social, respecto de los beneficios que generaría, contrastándola con los costos que implicaría su implementación. Junto con conocerse el Anteproyecto de Norma, el 13 de junio de 2023, fue publicado el respectivo AGIES, estudio que en su primera versión determinó que los costos anuales de implementación de la norma actualizada superaban en 11,4 veces³ el valor presente de los beneficios esperados. Si bien la actualización de la norma apunta a implementar mejoras al Medio Ambiente, el pilar Económico de la Sustentabilidad se ve manifiestamente descompensado (reforzando lo planteado en el punto 1 del presente documento).

En la versión definitiva, el AGIES mantiene una diferencia sustantiva entre beneficios y costos; junto con que la razón costo/beneficio bajó de 11,4/1 del anteproyecto a 3,5/1 en el proyecto definitivo, la evaluación tiene al menos dos errores evidentes: a) No incluye los costos de los equipos de abatimiento de NOx comentados precedentemente (evitados intencionalmente por supuestas reconversiones) y b) la base del cálculo de los beneficios consiste en un valor presente de 57 MMUSD para el periodo 2025-2040 y la base para los costos es un valor anual de 199,1 MMUSD/año. Si los costos se traen a valor presente, misma base para la que están calculados los beneficios, los costos serían 1.933,7 MMUSD (tasa de descuento de 6% y un periodo de 15 años). Por lo tanto, la razón costo/beneficio, bien calculada, con los datos que el AGIES de este Proyecto considera, sería en realidad 33,9/1.

² Considerando 18 Proyecto Definitivo

³ Costos anuales de implementación: USD 193,06 millones.

Beneficios anuales del período 2025-2040: USD 16,87 millones.

Razón anual [Costos/Beneficios]: 11,4

En concreto, es imposible desconocer que el AGIES adolece de errores metodológicos, al no contemplar todos los costos económicos y sociales que generará el cumplimiento de la norma, considerando, a mayor abundamiento, que tampoco se contemplan los costos sociales que se generarían, tales como, por ejemplo, el desempleo. Tampoco se consideran aquellos relativos a las plantas cogeneradoras conectadas al Sistema Eléctrico Nacional (tema a analizar más adelante). En definitiva, una relación Costo/Beneficio de 33,9/1 del proyecto definitivo refleja fehacientemente la ineffectividad de la norma que se pretende implementar. Tal es la desproporción, que no se tiene registro de otra normativa a nivel nacional que haya tenido un AGIES tan desfavorable en su relación de costos y beneficios, como lo es este. Ello, a diferencia de la norma vigente (D.S. N°13/2011), donde los beneficios sí fueron superiores a los costos de su implementación.

4. Discrecionalidad de la Autoridad al ajustar los límites de emisión, nuevo AGIES y vulneración del Acuerdo de Escazú

El AGIES ha sido relevado por la judicatura a trámite e instrumento esencial para la toma de decisiones en torno a la adopción de una norma de emisión, debiendo existir una debida congruencia y proporcionalidad entre el examen que antecede a la norma, que en definitiva se adopte, como garantía de razonabilidad y análisis de su fundamentación.

Las limitaciones deben ser las necesarias y suficientes para alcanzar la finalidad de protección ambiental que se pretende. En este sentido, la imposición de límites de emisión no puede ser el resultado de un actuar arbitrario de la Administración, sino que los mismos deben ser una consecuencia lógica del mérito de un análisis fundado.

Durante la sesión N°6 del Comité Operativo Ampliado (junio de 2024), fueron presentados los resultados de un AGIES actualizado, más restrictivos aún, derivados de variaciones en los límites de ciertos contaminantes, que acarrearán cambios en el nivel de beneficios, generando grandes diferencias en los costos de implementación asociados. En definitiva, se trató de un nuevo AGIES, generado sin las debidas evidencias que permitan justificarlo. Luego, hace un par de semanas, justo antes de enviar el Proyecto definitivo a los integrantes del Consejo, se incorpora al expediente electrónico un nuevo documento AGIES (que figura con fecha noviembre 2024), que complementa el anterior, para efectos de la presentación del proyecto definitivo.

Lo anterior, sin una adecuada consulta pública representa una omisión en el proceso administrativo, que no sólo lo vicia, sino que pasa por alto los principios esenciales de democracia ambiental que consagra el Acuerdo de Escazú, especialmente respecto de los principios de: Participación Pública (en lo que respecta al lineamiento que considera que los procesos de consulta deben ser efectivos y aquel referente a los mecanismos de retroalimentación), y el de Transparencia y Rendición de Cuentas.

5. La norma es discriminatoria respecto a las tecnologías de las fuentes emisoras

Un hecho relevante relativo al proceso de revisión de la norma y a la determinación de los beneficios y costos de la misma, tiene que ver con la exclusión de las centrales cogeneradoras del cumplimiento de la norma, que habían sido explícitamente incluidas en el anteproyecto, tal como da cuenta el expediente, pese a que el Ministerio de Medio Ambiente señaló con posterioridad -en la última sesión del Comité Operativo Ampliado - que estas fuentes serían reguladas a futuro por la norma de emisión para calderas. Creemos, más bien, que esto fue consecuencia de un error del AGIES original, tal como da

cuenta el propio Ministerio de Energía a través de la minuta incorporada al expediente con fecha 11 de mayo de 2023: “*de incluirlas en la regulación (...) el AGIES debiera analizar si es una medida costo eficiente*”.

- a) Al respecto cabe consignar lo siguiente: no todas las centrales cogeneradoras tienen caldera. Por ejemplo, la cogeneradora Aconcagua (ENAP) produce electricidad y vapor a partir de una turbina a gas natural. Y si bien, hay un intercambiador de calor para recuperar la energía de los gases de escape, las emisiones se producen a partir del proceso de combustión en la turbina, por lo que estas quedarían sin regulación.
- b) Los nuevos contaminantes regulados en la norma de emisión níquel y vanadio se encuentran presentes con mayor intensidad en los procesos termoeléctricos que usan petcoke. Pero precisamente la única central termoeléctrica que actualmente usa este tipo de combustible en Chile, es la cogeneradora Petropower (ENAP), la que quedaría bajo tal argumento, simplemente excluida de la aplicación de la norma de emisión.

Por lo tanto, es evidente que la norma es absolutamente discriminatoria y favorece, al menos temporalmente, mientras no se resuelvan las observaciones planteadas precedentemente, a las centrales cogeneradoras. Creemos que, de mantenerse la decisión de implementar la modificación de la norma, más allá de las objeciones de fondo y de forma que las empresas reguladas presenten, debe incorporarse a las centrales cogeneradoras como parte de las instalaciones sujetas al cumplimiento de la misma; con mayor razón, si se considera que las cogeneradoras mencionadas son de propiedad de Enap, empresa del Estado de Chile.

6. El proyecto normativo se desentiende de la realidad técnica de las instalaciones que regula

Pese a las observaciones realizadas en temas operacionales por las empresas generadoras, apoyadas por el Ministerio de Energía, la versión definitiva de proyecto de la norma insiste en imponer criterios contrarios a la realidad técnica de las instalaciones de generación, los que afectarán negativamente la operación del sistema eléctrico y con ello la transición energética. A continuación dos ejemplos:

- a) El proyecto no considera el valor de la operación a mínimo técnico al nivel más bajo posible, lo que permitiría una mayor penetración de las energías renovables y una disminución de los costos sistémicos. En efecto, al no diferenciar las exigencias sobre las concentraciones de emisiones que se producen a distintos niveles de generación (lo que fue solicitado reiteradamente con la ayuda del Ministerio de Energía), para cumplir los límites más exigentes de la norma, las centrales termoeléctricas deberán subir sus mínimos técnicos, aumentando el vertimiento de centrales renovables y aumentando los costos sistémicos, los que son traspasados a los clientes.
- b) El proyecto rigidiza la operación de unidades termoeléctricas que usan una chimenea en común, al exigir que las unidades deban entrar en operación simultáneamente o desconectarse del sistema eléctrico también de manera conjunta, eliminando, en la práctica, la posibilidad de operación de una sola unidad en caso de que el Coordinador Eléctrico Nacional así lo requiera.

Estos ejemplos demuestran el empeñamiento del Ministerio de Medio Ambiente en no reconocer la importancia de los aportes de las centrales termoeléctricas al suministro eléctrico en un contexto de transición energética, incluso contra la opinión y los

alineamientos del propio Ministerio de Energía, responsable del plan de descarbonización, como también del aporte social a la localidad en que operan.

7. Procedimiento viciado

El proceso de participación ciudadana del Anteproyecto de esta norma de emisión culminó con múltiples observaciones de diversos actores de interés en septiembre de 2023. No obstante, tal como señalamos en el punto anterior, se hace notar que el contenido y, en particular, los límites de emisión del Anteproyecto de Norma fueron nuevamente modificados hacia las Sesiones N°6 y N°7 del Comité Operativo Ampliado, sin existir para dicho momento una nueva instancia de Participación Ciudadana en la cual poder presentar observaciones. Así:

- La sola existencia de una nueva evaluación económica y social (AGIES PD⁴ y AGIES Complementario PD⁵), amerita una acabada revisión. Si bien el documento fue publicado en el Expediente, así como algunas opiniones vertidas en los respectivos COAs, no fue posible realizar las debidas observaciones a través de ningún proceso de participación ciudadana, para que fuesen consideradas en el proceso, más aún, teniendo en cuenta que la nueva versión es distinta y aún más restrictiva, respecto de su versión anterior.
- No se tiene registro de otro proceso de elaboración de normas ambientales en las cuales un límite de emisión o de calidad ambiental se vuelva más restrictivo durante el proceso de revisión. Lo anterior está íntimamente relacionado con la evaluación económica, por cuanto no suele ser lineal una variación en las emisiones respecto del esfuerzo incremental en abatimiento. A modo de ejemplo, el Anteproyecto de Norma ya proponía bajar a 30 mg/m³ como límite de emisión de material particulado para unidades operando a combustibles sólidos (el D.S. N°13/2011 consideraba como límite 50 mg/m³), lo cual fue reducido a 20 mg/m³ en junio de 2024, modificación relevante respecto de la cual debió existir una nueva instancia para presentar observaciones al respecto, como se ha mencionado anteriormente.
- El artículo 34 letra b) del DS 38/2013 señala que se requieren estudios específicos para definir las mejores técnicas disponibles en cada caso. El no contar con estos estudios se constituye en un vicio grave en el procedimiento, ya que afecta directamente los parámetros de la norma y es esencial para asegurar su efectividad y adecuación. Estos estudios son claves para garantizar que la regulación proteja adecuadamente el medio ambiente y la salud, y que sea justa en su impacto sobre las actividades productivas. Sin ellos, la normativa resulta ineficaz y desproporcionada.

La forma en que se ha desarrollado el análisis técnico y económico ha sido del todo inadecuada. Sumado a lo anterior, el hecho de no haber existido una participación ciudadana adicional, una vez que los valores de la norma fueron drásticamente modificados, podrían derivar en que, en una instancia sucesiva de control judicial sobre la decisión administrativa, la revisión y el juicio se centrarán en la idoneidad del procedimiento, debiendo revisarse si la decisión se ajustó a la normativa procesal establecida; si se llevó a cabo el cumplimiento estricto de las etapas del procedimiento; y si, en esencia, existió la adecuada motivación que permitiera asegurar la razonabilidad y legalidad de la decisión.

⁴ Junio 2024

⁵ noviembre 2024

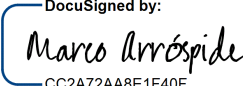
En resumen, para cumplir con los estándares de legalidad y eficacia, es crucial que la autoridad administrativa no sólo respete los procedimientos establecidos, sino que también motive de manera adecuada cualquier modificación normativa, asegurando una participación pública efectiva y respetando el cumplimiento de la normativa vigente.

POR TANTO,

Solicitamos se consideren los argumentos señalados en el presente documento y ofrecemos la posibilidad de reunirnos para realizar aclaraciones a lo expuesto, en caso de ser requerido.

Se adjunta a la presente, Informe en Derecho aludido, elaborado por el Doctor en Derecho Iván Hunter, el cual ha sido considerado en la elaboración del presente documento.

Saluda atentamente,

DocuSigned by:

CC2A72AA8E1F40F...
Marco Arróspide Rivera
Gerente General
Guacolda Energía SpA