

**REQUIERE INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA
RESPECTO DE PROPUESTA ESTIMACIÓN DE
EMISIONES, E INSTRUYE LA FORMA Y EL MODO DE
PRESENTACIÓN DE LOS ANTECEDENTES A ENAP
REFINERA ACONCAGUA.**

RESOLUCIÓN EXENTA N° 1982 / 2019

SANTIAGO 31 DIC 2019

VISTOS:

Lo dispuesto en el artículo segundo de la Ley N° 20.417, que fija el texto de la Ley Orgánica de la Superintendencia del Medio Ambiente (en adelante, LOSMA); en la Ley N° 19.300, sobre Bases Generales del Medio Ambiente; en la Ley N° 19.880, que establece las Bases de los Procedimientos Administrativos que rigen los Actos de los Órganos de la Administración del Estado; en la Ley N° 18.834 que Aprueba el Estatuto Administrativo; en el Decreto Supremo N° 105, de 2018, del Ministerio del Medio Ambiente, que establece Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica para las comunas de Concón, Quintero y Puchuncaví (en adelante, PPDA CQP); en la Resolución Exenta N° 424, de 2017, de la Superintendencia del Medio Ambiente, que fija la organización interna de la Superintendencia del Medio Ambiente; en las Resoluciones Exentas N° 559, de 2018, N° 438, de 2019, y N° 1619, de 2019, todas de la Superintendencia del Medio Ambiente, que modifican la Resolución Exenta N° 424, de 2017; en el Decreto con Fuerza de Ley N° 3, de 11 de septiembre de 2010, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, que fija la Planta de Personal de la Superintendencia del Medio Ambiente y su Régimen de Remuneraciones; en el Decreto N° 31, de 2019, del Ministerio del Medio Ambiente, que nombra a don Cristóbal de la Maza Guzmán en el cargo de Superintendente del Medio Ambiente; en la Resolución N° RA 119123/58/2017, de la Superintendencia del Medio Ambiente que renueva el nombramiento en el cargo de alta dirección pública, 2° nivel que indica, a persona señalada; en la Resolución Exenta N° 565, de 2017, de la Superintendencia del Medio Ambiente que establece orden de Subrogación para el cargo de Jefe de la División de Fiscalización y asigna labores directivas; en la Resolución Exenta N° 81, de 2019, de la SMA que establece el orden de Subrogancia para el cargo de fiscal de la Superintendencia del Medio Ambiente; y; en la Resolución N° 7, de 2019, de la Contraloría General de la República, que fija norma sobre exención del trámite de toma de razón.

CONSIDERANDO:

1º Que, el inciso primero del artículo 2° de la LOSMA, dispone que la Superintendencia del Medio Ambiente, entre otras funciones, tiene por objeto coordinar, organizar y ejecutar el seguimiento y fiscalización de las medidas establecidas en los Planes de Prevención y/o Descontaminación Ambiental.

2º Que, la letra e) del artículo 3° de la LOSMA, faculta a este organismo para requerir de los sujetos sometidos a su fiscalización, la información y datos que sean necesarios para el debido cumplimiento de sus funciones, de conformidad a lo señalado en la referida Ley Orgánica.

3º Que, la letra f) del artículo 3° de la LOSMA, faculta a este organismo para establecer normas de carácter general sobre la forma y modo de presentación de los antecedentes a que se refiere el considerando anterior.

4º Que, la letra m) del artículo 3° de la LOSMA, faculta a esta Superintendencia para requerir de los titulares de fuentes sujetas a un Plan de

Prevención y/o Descontaminación Atmosférica, así como a Normas de Emisión, bajo apercibimiento de sanción, la información necesaria para acreditar el cumplimiento de las medidas establecidas en los respectivos planes y las obligaciones contenidas en dichas normas.

5º Que, el artículo 15 del PPDA CQP, indica que el límite de emisión de MP, SO₂ y NO_x para ENAP Refinerías Aconcagua, será el correspondiente al promedio de sus emisiones reportadas los años 2015, 2016 y 2017, en cumplimiento del D.S. N° 138/2005 del Ministerio de Salud, las que representan su condición de operación promedio en ausencia de una norma específica. Asimismo, se señala que las emisiones máximas permitidas de SO₂ se han calculado de conformidad con la Resolución Exenta N° 159/2003, de la Comisión Regional del Medio Ambiente de Valparaíso.

6º Que, el artículo 18 del PPDA CQP, establece que *“(...) ENAP Refinerías Aconcagua deberá presentar a la Superintendencia del Medio Ambiente dentro de los 6 meses de publicado el presente decreto, una propuesta metodológica de estimación de emisiones para todo su establecimiento, que deberá considerar lo dispuesto en los artículos 16 y 17 del presente Plan”*.

7º Que, la letra c) del artículo 49º del PPDA CQP señala que los planes operacionales deberán contener, *“Estimación o cálculo de emisiones de MP10, MP2.5, SO₂, NO_x, y COVs (...)”*

8º Que, la empresa ENAP Refinerías Aconcagua (en adelante, ENAP), cuenta con dos Planes Operacionales aprobados por la Seremi del Medio Ambiente de la región de Valparaíso, mediante la Resolución N° 31, de septiembre de 2019, que modifica la Resolución N° 16, de 10 de julio 2019, que Aprueba Plan Operacional de ENAP Terminal Marítimo, y la Resolución N° 10, de septiembre de 2019, que modifica Resolución N° 8, de 14 de junio 2019, que Aprueba Plan Operacional Enap Refinería Aconcagua.

9º Que, la Resolución Exenta N° 13, de 5 de enero de 2018, de la Superintendencia del Medio Ambiente, modifica la Resolución Exenta N° 1287 y aprueba propuesta de metodología para la cuantificación de emisiones en el marco de la Ley N° 20.780 para Enap Refinerías Aconcagua.

10º Que, la Resolución Exenta N° 1459, de 7 de diciembre 2017, de la Superintendencia del Medio Ambiente, aprueba la propuesta de metodología para la cuantificación de emisiones en el marco de la Ley N° 20.780 para la cogeneradora Aconcagua.

11º Que, mediante carta conductora N° 166/2019, de 30 de septiembre de 2019, ENAP presentó su propuesta metodológica de estimación de eficiencia global del sistema de recuperación de azufre (SRA) y su propuesta de estimación de emisiones, de acuerdo a lo establecido en el artículo 16 y 18 del PPDA CQP, respectivamente.

12º Que, mediante la revisión de la propuesta presentada por ENAP, mediante carta conductora N° 166/2019, de 30 de septiembre de 2019, esta Superintendencia identificó las siguientes observaciones:

- a) Ausencia de diagramas de procesos de ERA Concón, ERA Quintero y de la Cogeneradora Aconcagua; detallando funcionamiento por proceso desde que entra el crudo hasta la obtención de productos, nombrando las áreas y plantas del complejo industrial. Además, carece de la georreferenciación de las fuentes emisoras y sus características de diseño, materias primas procesadas o combustibles, características de las chimeneas de evacuación de gases (cantidad de chimeneas, descarga única o comparte ducto de evacuación, diámetro y altura para cada una de sus fuentes).

- b) Omisión respecto de las metodologías de cuantificación de emisiones ya aprobadas en marco de otros instrumentos de carácter ambiental (ICA), distintos al PPDA CQP para las fuentes, IN000649-5, IN000650-9, IN000651-7, IN001036-0, IN000652-5, PC003440-1 (ERA Concón) y de las fuentes IN003466-5, PC003861-K (Cogeneradora Aconcagua).
- c) No se indica los factores de emisión de MP y NOx para las fuentes PC000380-2 de la sección 4 de la propuesta, Emisiones de Cracking Catalítico; ni para las fuentes PC000373-k, PC000381-0 y PC000372-1 de la sección 5, Emisiones Unidades Recuperadoras de Azufre; ni para la fuente PC002238-6 de la sección 13, Emisiones de Planta de Ácido Sulfúrico.
- d) Existe una carencia de información respecto a cómo se determinará el nivel actividad de las fuentes y las periodicidades de la determinación para cada una de las fuentes.
- e) La propuesta de determinación de eficiencia del Sistema de Recuperación de Azufre mediante balance de masa, carece de la información detallada de los balances de materias parciales y globales con los que se determinará el porcentaje de recuperación, la identificación de las variables y las corrientes del balance. Además, no se acompaña a la propuesta la planilla Excel que se utilizará en los cálculos de acuerdo a lo mencionado en la propuesta.

13º Que, la metodología de estimación de emisiones debe ser fundamentada, por lo tanto debe considerar todos los antecedentes técnicos, procedimientos necesarios para la estimación de emisiones descritos detalladamente y en caso de supuestos indicar en qué se basan.

14º Que, la metodología de estimación de emisiones propuesta debe contener todos los antecedentes técnicos y ruta de cálculo que permita comprobar la formulación y trazabilidad de los factores de emisión propuestos para poder validar y aprobar la metodología de estimación de emisiones propuesta.

15º Que, de acuerdo a las consideraciones anteriores, esta Superintendencia procede a resolver lo siguiente:

RESUELVO:

PRIMERO. REQUERIR a ENAP REFINERÍAS ACONCAGUA, la presentación de una nueva propuesta metodológica, que incorpore y/o considere, según corresponda, los siguientes antecedentes

- A. Declaración de las emisiones reportadas los años 2015, 2016 y 2017, del cumplimiento del D.S. N° 138/2005 del Ministerio de Salud, utilizadas para la determinación de las emisiones máximas permitidas presentadas en la tabla 10 del PPDA CQP.
- B. Incorporar a la propuesta, todas las fuentes fijas existentes en la zona afecta al plan: ERA Concón, ERA Quintero y Central Combinada ERA, que no se encuentren en la propuesta entregada el 30 de septiembre de 2019, según el detalle señalado en las letras i, ii y iii:

i. Para unidad fiscalizable "Refinería":

Equipo	N° interno	N° RETC
Horno Planta Visco-reductora	B-161	PC000360-8
Chimenea Planta de Ácido	B-1000	PC000371-3
Lavador de Gases CCR	E-440	PS005346-5

ii. Para la unidad fiscalizable "Central Combinada ERA":

Equipo	N° interno	N° RETC
Generador	10BDV10	EL036853-9
Generador	10BDV20	EL036854-7
Caldera recuperadora de calor (HRSG)	11HA10	IN003466-5
Turbina	11MB	PC003861-K

iii. Cualquier otra fuente emisora, que tenga número de registro, no incluida en la propuesta ingresada el 30 de septiembre de 2019.

C. Además, de manera general, para cada una de las fuentes de la letra B, deberán considerar:

- Indicar su N° de registro en RETC.
- Identificar la descripción y la georreferencia de todas las fuentes emisoras.
- Indicar las materias primas y/o el o los combustibles que utiliza.
- Indicar el detalle pormenorizado de los factores de emisión (procedencia) y datos, registros y análisis que se utilizarán para llegar al resultado de las emisiones por fuente y por contaminante (MP, NOx, SO₂, COV según corresponda).
- Señalar las características de la chimenea/ducto (diámetro y altura), si es independiente o comparte ducto de salida de los gases hacia la atmósfera con otra fuente. En caso que una unidad posea más de un ducto también debe ser indicado.
- Indicar como se cuantificará el nivel de actividad de la fuente, es decir, si utiliza flujómetro, pesómetro u otro medio de cuantificación para cada fuente o si se comparte con otras fuentes emisoras.
- Establecer como se calculará el consumo mezcla de combustibles, cuando corresponda, y como se establece el factor de emisión asociado a la mezcla, para la estimación de cada contaminante asociado.
- Exponer el medio por el cual se verificará el cálculo de la emisión por fuente.
- Detallar la ruta de cálculo para cada fuente emisora (detallar los factores de conversión de unidades a Sistema Internacional), hasta obtener los resultados en ton/año.
- Si las fuentes se encuentran sujetas a muestreos/mediciones que se utilizan para estimar emisiones deberán: Adjuntar a la propuesta los informes de muestreos discretos de MP y las mediciones de SO₂ y NOx que se utilicen para determinar un factor de emisión.

D. Identificar las fuentes sujetas a monitoreo continuo de emisiones CEMS a causa del PPDA CQP, e indicar en qué etapa se encuentra el proceso de instalación y validación inicial de los CEMS.

E. La estimación de emisiones final deberá ser presentada por sección (fuente/operación), agrupada por ERA Concón, ERA Quintero y Cogeneradora.

F. Se deberán corregir y/o complementar los antecedentes incluidos en la propuesta del 30 de septiembre de 2019, según lo descrito a continuación:

a) Corregir y complementar información específica de la sección 2 y 12, "Emisiones de Calderas" y "Emisiones de Turbina":

- i. Para las calderas IN000649-5, IN000650-9, IN000651-7, IN001036-0 y IN000652-5 y la turbina PC003440-1, asimismo de las fuentes IN003466-5 y PC003861-K; que se encuentren afectas a la Ley N°20.780, utilizar la propuesta e información de ese instrumento para la determinación de las emisiones que se informen en el marco del PPDA.
- ii. Para la caldera IN000761-0, señalar:
 - Los FE (factor de emisión) por parámetro a cuantificar, dentro de la misma sección.

- Esclarecer la nota (a) de la tabla 3 “La potencia térmica y el control de NOx pueden ser modificados” , especificar este tipo de cambios y justificar el por qué.
- Señalar como se determinará el volumen molar de combustible consumido en la caldera y frecuencia de medición requerida para los cálculos de emisión.
- Señalar como se determinará el Poder Calorífico Superior (PCS) del combustible, con qué frecuencia requerido para los cálculos de emisión.
- iii. Señalar como se determinará la fracción molar de H₂S en el combustible, con qué frecuencia requerido para los cálculos de emisión.

b) Corregir y complementar información específica de la sección 3, “Emisiones de Hornos”:

- i. Señalar el nombre interno de cada fuente y planta o indicar el significado de las siglas utilizadas para su identificación, por ejemplo, el equipo TAG B-51 es el “Horno Planta Topping 1 (TV1)”.
- ii. Corregir en la tabla 5 la unidad del factor, dice lb/sfc y debe decir lb/10⁶sfc, según la bibliografía entregada.
- iii. Al señalar que los factores de emisión deben ser ajustados al poder calorífico del combustible, utiliza un calor específico de referencia de 1.020 (btu/scf), al respecto indicar en que funda su utilización.
- iv. Respecto a la ecuación (2), propuesta para el cálculo de las emisiones de SO₂, esta ecuación está incompleta, toda vez que no hay congruencia de unidades en los lados de la igualdad.
- v. Indicar el combustible que utiliza cada los 19 hornos, es decir, si funcionan exclusivamente con gas natural, fuel gas de refinería, mezcla de ambos u otro.
- vi. Indicar si los 19 hornos tienen flujómetros independientes o compartidos u otra forma de determinar los consumos de combustibles.
- vii. Explicar cómo validan el nivel de actividad obtenido de forma directa desde el sistema de datos PI de la refinería que se hace mención en la página N° 10 de la propuesta.
- viii. Señalar como se determinará la fracción molar de H₂S del combustible y con qué frecuencia, requerida para los cálculos de emisión.
- ix. Señalar como se determinará el PCS del combustible y con qué frecuencia, requerida para los cálculos de emisión.
- x. Indicar la referencia respecto a lo señalado para volumen molar del combustible evaluado en condiciones estándar de 60° F y 1 atm.
- xi. Esclarecer la nota (a) en la tabla 4 “La potencia térmica y el control de NOx pueden ser modificados” , especificar este tipo de cambios y justificar el por qué.

c) Corregir y complementar información específica de la sección 4, “Emisiones de Cracking Catalítico”:

- i. Indicar los factores de emisión para MP y NOx que utilizará esta metodología.
- ii. Según información entregada, el monitoreo de emisiones de SO₂ se relaciona con mediciones de carga de azufre. Al respecto indicar cómo se determinará la cantidad de azufre diario que se carga en la unidad de cracking catalítico y cuál será el medio verificador de esta medida. Esto se sustenta al existir diferencia entre las dos primeras mediciones (19 de junio y 03 de septiembre), y la última medición del 24 de septiembre, respecto al promedio de las 2 primeras. Además, indicar el significado de la sigla “GO” de la ecuación de la recta en el anexo 1 de la propuesta.

- iii. En el anexo 1 se exponen los resultados de tres mediciones del año 2019, para la determinación del SO₂. Al respecto, justificar por qué utiliza esta cantidad de mediciones para establecer la ecuación de la recta que propone para determinar las emisiones.
 - iv. En el caso de disponer de muestreos/mediciones que se utilizarán para estimar emisiones debe adjuntar a la propuesta los informes de muestreos discretos de MP y las mediciones de SO₂ y NO_x que se utilicen para determinar un factor de emisión.
 - v. Aclarar cómo se determina la carga de azufre FCC en km³/d (mil metros cúbicos día), parámetro indicado en la propuesta como necesario para determinar las emisiones de SO₂.
 - vi. Cualquier cálculo asociado a una sección como la ecuación de la recta, este dentro de la misma sección a la que este referida y en anexo exponer los datos como los gráficos utilizados.
- d) Corregir y complementar información específica de la sección 5, “Emisiones Unidades Recuperadoras de Azufre”:
- i. Incorporar en este análisis los factores de emisión para NO_x, MP y COV.
 - ii. Indicar que combustible utilizan los hornos de post combustión en los que se incineran los gases de cola del proceso de las URA.
 - iii. Indicar como se determinarán los caudales de gases “Q = gases”, variable indicada en la ecuación N° 4 de la propuesta.
 - iv. Esclarecer cómo se determinará la concentración de SO₂, indicada en la ecuación (4). Siendo que además indica que la ecuación (5) depende de la ecuación (4). Se debe aclarar este punto.
- ec (4): $E=Q \cdot C_{SO_2} / 109$
- ec (5): $FE=E/A$
- v. Indicar cómo se determinará la concentración de SO₂ promedio diario en gases de combustión (mg/Nm³) de la post combustión de las URA.
 - vi. En el caso del balance de masas determinar cuáles son las corrientes de entrada y salida de la URA, además indicar si existe un único ducto de evacuación de gases es la post combustión de los gases de cola.
- e) Corregir y complementar información específica de la sección 6, “Emisiones de Estanques”:
- i. Respecto a la metodología propuesta para estanques verticales de techo fijo de la sección 7.1.3.2, Cap. 7 AP-42 US EPA “Total Losses From Floating Roof Tanks”, señalar cómo se condice o se relaciona con lo solicitado formalmente por la Autoridad Sanitaria mediante el ORD. N° 1267 del 24 de junio de 2019, respecto a utilizar el Software Tanks en el cálculo de las emisiones de COV para los estanques en la respectiva declaración anual de emisiones del D.S. N° 138/2005 del Ministerio de Salud.
 - ii. Respecto a los estanques que se declaren como inactivos durante un periodo menor al que se va a declarar, se debe entregar un medio verificador (por ejemplo, que quede reflejado en el nivel de actividad del estanque para las sustancias orgánicas, de acuerdo al volumen de producto manejado en ese período)

- iii. En el último párrafo de esta sección, se señala que la metodología se convertirá a escala “horaria” utilizando como factor 365 días por año, se debe aclarar que el factor a utilizar será 8760, considerando 365 días por año.
- f) Corregir y complementar información específica de la sección 7, “Emisiones de Antorchas”:
- i. Indicar capacidad de diseño (flujo de diseño) de cada antorcha y el tipo de quemadores, además si posee registro independiente de combustible para cada antorcha.
 - ii. Indicar tiempo de funcionamiento de las antorchas, por ejemplo, si estas se encuentran operativas los 365 días del año.
 - iii. Indicar cómo se mide el crudo que se alimenta a la refinería, que requiere el factor de emisión para el cálculo de la emisión y la frecuencia de determinación.
 - iv. En los casos de estimación de COV, el factor de emisión de COV debe estar en concordancia con lo indicado en los planes operacionales.
- g) Corregir y complementar información específica de la sección 8, “Emisiones de Torres de Enfriamiento”:
- i. Justificar por qué no se estimarán las emisiones de NO_x y SO₂.
 - ii. Indicar la cantidad de torres de enfriamientos.
 - iii. Indicar cómo y con qué frecuencia se miden los TDS y su medio de verificación.
 - iv. Indicar cómo será el tratamiento de datos para la fórmula de cálculo de emisiones para PM₁₀ (Ecuación 6), debido a que ésta utiliza dentro de sus parámetros variables dinámicas, si se realiza automáticamente, como TDS que es función de la conductividad.
 - v. En los casos de estimación de COV, el factor de emisión de COV debe estar en concordancia con lo indicado en los planes operacionales.
- h) Corregir y complementar información específica de la sección 9, “Emisiones de la Unidad Coker”:
- i. Justificar por qué no se estiman SO₂ y NO_x.
 - ii. Añadir las emisiones por descarga en domo de almacenamiento y las operaciones de traspaso de material a través del movimiento de la maquinaria, cintas transportadoras y carga de camiones.
 - iii. Indicar características de la pila: de tamaño aproximado de una pila, cantidad de pilas que se acopian en el patio de acopio, y si estas poseen tamaños similares o variables.
 - iv. Especificar como se determina la humedad requerida para la determinación del FE drum (tambores de coque), con qué frecuencia y añadir procedimientos de muestreos para esta determinación.
 - v. Indicar cuál es el valor del FE pila (pila de coque).
 - vi. Indicar si se considerará constante la velocidad del viento todo el año o, en caso contrario, como se informará el valor que se utilizará para la determinación de los FE_{drum} y FE_{pila}.
 - vii. Indicar si las dimensiones para calcular el área expuesta (A_{exp}) es un valor que se determina con qué frecuencia, si este varía en el tiempo o se mantiene constante, y su medio de verificación.

- viii. Indicar cómo se determina el tiempo de exposición de la pila, y su medio de verificación (si es un tiempo de residencia, indicar cuánto es ese tiempo aproximadamente).
- i) Corregir y complementar información específica de la sección 10, "Emisiones del Patio de Carga":
- i. En la tabla 16, los datos del factor original de propano no tienen unidades.
 - ii. Indicar factor de conversión de unidades (para pasar de lb/10³ gal a kg/Sm³) en la tabla 16.
 - iii. Se cita una ecuación para obtener el flujo de vapores, sin embargo, esta no se encuentra en el documento (ver página 26) en oración "...*mientras que el flujo de vapores se obtiene mediante la siguiente ecuación:*"; agregar la ecuación y su referencia.
 - iv. Indicar referencia del valor de FEvap (ecuación 21) a utilizar para el MP, SO₂ y NO_x para el combustor.
 - v. Indicar en que se sustenta que la eficiencia de captación de vapores (eff) es del 70% mínimo.
 - vi. Indicar la referencia de los factores de la tabla 17, factor de conversión de unidades y en que se utilizarán, ya que no está explícito en la propuesta. Considerar también en que se sustenta que el LPG disponible sea 50% de butano y 50% propano.
 - vii. Indicar como se obtendrán la medición de los flujos de vapores (Q_{VAP}) y los flujos de LPG (Q_{LPG}) y su frecuencia.
 - viii. Eliminar ecuación 22, se refiere al sistema de captura que ya se señaló en la ecuación 19.
 - ix. El parámetro FEvap está señalado en forma incompleta "Factor de emisión para", que se utiliza en la ecuación 21 Según literatura de referencia, este parámetro correspondería al factor de emisión de vapores orgánicos volátiles a quemar en el combustor, provenientes de la recuperación del patio de carga.
 - x. En los casos de estimación de COV, el factor de emisión de COV debe estar en concordancia con lo indicado en los planes operacionales.
- j) Corregir y complementar información específica de la sección 11, "Emisiones de Grupos Electrógenos":
- i. Añadir equipo de emergencia de Quintero (G-5001) cuyo N° registro RETC es EL004646-K.
 - ii. Indicar cómo se determinará el volumen energético de combustible consumido para cada GE y con qué frecuencia se hará.
- k) Corregir y complementar información específica de la sección 12, "Emisiones de Turbina":
- i. Indicar qué factor se usa para el NO_x de esta turbina (sin control de emisiones o con control de emisiones).
 - ii. Indicar cómo se determinará el volumen energético de combustibles consumido para cada GE, con qué frecuencia y cuál será el medio verificador.
- l) Corregir y complementar información específica del capítulo 13, "Emisiones de Planta de Ácido Sulfúrico":
- i. Exponer los factores de emisión para esta unidad (horno de planta de ácido) de los contaminantes MP y NO_x, así como la forma de estimación.
 - ii. Explicar cómo se relaciona esta planta de ácido sulfúrico con la Unidad de Emisión denominada "Planta Nueva Alquiler".

- iii. Indicar cuál es la referencia bibliográfica de la ecuación 25. No se encontró en el Cap 8, sección 10, AP 42, entregar más detalle de su ubicación para trazabilidad de la ecuación propuesta.
 - iv. Indicar cuál es la eficiencia de la conversión de diseño de SO_2 de la planta de ácido.
 - v. La producción de H_2SO_4 se obtendrá del PI o balance de planta. Al respecto explicar por qué no se obtiene de una sola procedencia.
- m) Corregir y complementar información específica de la sección 14, “Emisiones de Planta de Tratamiento de Efluentes:
- i. En Tabla 23, incorporar el nombre de cada una de las fuentes de emisión para relacionarlos con su respectivo código interno y N° registro RETC.
 - ii. En Tabla 24, falta incorporar las fuentes emisoras existentes en la Unidad Fiscalizable de Quintero.
 - iii. En los factores de emisión para Separadores API 1 y 3 de la Tabla 24, señalar cuál es la importancia que tiene en el factor respecto al período enero a noviembre 2018 y diciembre 2018, respectivamente.
 - iv. No incorpora como fuente emisora de COV la Piscina de Expansión señalada en su Plan Operacional y que se encuentra a la salida del Equipo DAF (F-4001).
 - v. En los casos de estimación de COV, los factores de emisión de COV debe estar en concordancia con lo indicado en los planes operacionales.
- n) Corregir y complementar información específica de la sección 15 “Balance de Azufre”, siguiente:
- i. Se solita una sección detallada con esta estimación y que dé cuenta de la evaluación de la eficiencia mínima exigida en el artículo 16 del PPDA (98% de eficiencia) para dar cumplimiento al plan.
 - ii. Adjuntar el balance de azufre que permita determinar su recuperación con todo el detalle de todas las variables involucradas. Se deberá especificar el tipo de balance que se utilizará, por ejemplo masa global o total, balances parciales, balance molar por componente, etc. Así mismo, se deberá detallar lo que entra al sistema, lo que se genera (si en el proceso ocurre una reacción química), lo que sale del sistema; lo que se consume, y por último lo que se acumula. Para ello debe identificar todas las corrientes y variables del balance.
 - iii. Indicar para el factor S_r (Azufre recuperado en ton/día) cómo se determinará la geometría del acopio, su peso y de qué manera se llevará a cabo ese control.
 - iv. Para el factor S_t (Azufre total en ton/día), indicar detalladamente, cómo se mide el volumen en el ingreso procesado diariamente y su contenido de azufre.
 - v. Para el factor S_p (Azufre en los productos en ton/día), indicar detalladamente, cómo se mide el volumen de productos diariamente y su contenido de azufre de cada producto (LPG, solvente, gasolina nafta, keroseno, diésel, gas oil, fuel oil, slop, coque). Además, señalar cuáles son las especificaciones de venta de cada uno e indicar cómo obtendrá el valor de SO_2 emitido diario de la refinería.
 - vi. En la explicación del azufre en productos, se señala que, *“En el caso de los productos para los cuales se dispone de información diaria de su composición de azufre, se utilizará esta información, en los casos en que no se realiza este análisis diario, el valor de concentración se obtendrá del valor máximo de azufre de acuerdo con la especificación del producto para venta”*. Al respecto, señalar cuáles son los casos en los cuales no se realiza análisis diario de composición de azufre.
 - vii. Complementar la propuesta con la planilla excel que se menciona se utilizará en los cálculos, identificando todas las corrientes de ingreso y las corrientes de salida del establecimiento del balance, además en cuales de ellas se determinará

- concentraciones de azufre. Identificar las áreas donde se acumulan materias para efecto de cuadrar el balance y como serán determinados sus corrientes de flujos y concentraciones de azufre.
- viii. Indicar cuál es el porcentaje de recuperación de azufre de ERA que usualmente tiene la planta.
 - ix. Confirmar la capacidad instalada para procesar (destilar) 104.000 barriles día, de petróleo crudo.
 - x. Indicar si existen otros insumos que se procesan, que puedan modificar el balance de azufre que sale de los estanques y que influyan en el Azufre Total.
 - xi. Indicar en el balance, el azufre contenido en los combustibles consumidos en la refinería por las respectivas fuentes de emisión.

SEGUNDO. TENGASE PRESENTE, que las actividades de muestreo, medición, análisis deberán ser realizadas por Entidades Técnicas de Fiscalización Ambiental (ETFA), que cuenten con autorización vigente en los alcances correspondientes a la actividad que debe informar. Aquellas actividades que no estén incluidos en los alcances de las ETFA autorizadas, podrán ser ejecutadas por una entidad autorizada por un organismo de la Administración del Estado para llevar a cabo tales actividades, en la medida que tal autorización se encuentre vigente al momento de iniciar la actividad de que se trate. Del mismo modo, las actividades de muestreo, análisis y/o medición relativas a alcances no autorizados podrán ser ejecutadas por cualquier entidad que cuente con acreditación vigente en el Sistema Nacional de Acreditación administrado por el Instituto Nacional de Normalización o la entidad que la suceda. De no existir ninguna entidad que cumpla con lo establecido anteriormente, el titular podrá ejecutar tales actividades con alguna persona natural o jurídica que preste el servicio, tal como lo establece la resolución exenta N° 127/2019.

TERCERO. MODO Y PLAZO. La información requerida en el punto resolutivo primero deberá ser entregada dentro del **plazo de 15 días hábiles**, contados desde la notificación de la presente resolución, en la oficina de partes de esta Superintendencia, ubicada en Teatinos N° 280, piso 8, comuna y ciudad de Santiago, en formato digital, adjuntado a través de carta física.

CUARTO. APERCIBIMIENTO. El requerimiento de información realizado en el punto resolutivo primero de esta resolución, se hace bajo apercibimiento de sanción, según dispone el literal j), del artículo 35 de la LOSMA.

ANÓTESE, NOTIFÍQUESE Y DESE CUMPLIMIENTO.



RUBÉN VERDUGO CASTILLO
JEFE DE LA DIVISIÓN DE FISCALIZACIÓN
SUPERINTENDENCIA DEL MEDIO AMBIENTE

PTB/CLV/JRF/MMM/VMM/KSN

Notificación por carta certificada:

- Edmundo Piraino Suez, Gerente Enap Refinería Aconcagua, Avda Borgoño 25777, Concón, Valparaíso.

C.c.:

- Oficina Regional de Valparaíso, Superintendencial del Medio Ambiente.
- Fiscalía, Superintendencial del Medio Ambiente.
- División de Fiscalización, Superintendencial del Medio Ambiente.
- Oficina de Partes, Superintendencial del Medio Ambiente.
- Archivo.