



Superintendencia del Medio Ambiente
Gobierno de Chile

INFORME TÉCNICO DE FISCALIZACIÓN AMBIENTAL

EXAMEN DE INFORMACIÓN

**PORCENTAJE DE EFICIENCIA DE RECUPERACIÓN Y CUANTIFICACIÓN DE EMISIONES DE
ENAP REFINERÍAS ACONCAGUA (ERA)**

AÑO 2021

D.S. N°105/2018 MMA

**UNIDAD FISCALIZABLE: REFINERÍA ACONCAGUA – CONCÓN / TERMINAL MARÍTIMO DE QUINTERO
ENAP**

DFZ-2022-1681-V-PPDA

	Nombre	Firma
Aprobado	Juan Pablo Rodríguez.	
Revisado	María Hanne M.	
Elaborado	Karin Salazar N.	



Contenido

1.	RESUMEN.....	2
2.	IDENTIFICACIÓN DE LA UNIDAD FISCALIZABLE	3
2.1.	Antecedentes Generales	3
3.	INSTRUMENTOS DE CARÁCTER AMBIENTAL FISCALIZADOS	4
4.	ANTECEDENTES DE LA ACTIVIDAD DE FISCALIZACIÓN	5
4.1.	Motivo y materia específica de la fiscalización ambiental	5
4.2.	Revisión documental	6
5.	HECHOS CONSTATADOS	7
5.1.	Resultados eficiencia del sistema de recuperación de azufre, años 2021	7
5.2.	Resultados estimación de emisiones MP, NOx y/o SO ₂ , año 2021	10
5.3.	Estado de implementación sistema de monitoreo continuo de emisiones CEMS.....	14
6.	CONCLUSIONES	16
7.	ANEXOS.....	17
•	Anexo 1: Corrientes de entrada y salida de balance de azufre	18
•	Anexo 2: Listado de fuentes emisoras de ERA Concón, ERA Quintero, Cogeneradora Aconcagua que emiten MP, NOx y/o SO ₂	19
•	Anexo 3: Nivel de actividad año 2021, utilizados para las fuentes emisoras de ERA Concón, ERA Quintero y Cogeneradora Aconcagua que emiten MP, NOx y/o SO ₂	20
•	Anexo 4: Factores 2021, utilizados para las fuentes emisoras de ERA Concón, ERA Quintero y Cogeneradora Aconcagua que emiten MP, NOx y/o SO ₂	26



1. RESUMEN

El presente documento da cuenta de los resultados de la actividad de fiscalización ambiental realizada por la Superintendencia del Medio Ambiente, a la unidad fiscalizable “REFINERIA ACONCAGUA DE CONCÓN”, emplazado en ruta internacional CH-60 Av. Borgoño 25777, Concón, y la unidad fiscalizable “TERMINAL MARÍTIMO DE QUINTERO ENAP”, ubicada en camino costero 701, Quintero, en la Región de Valparaíso, ambas del titular ENAP REFINERIAS S.A. La actividad consistió en realizar un examen de información basado en los antecedentes presentados por el titular en el marco del cumplimiento del artículo 19° del D.S. 105/2018, del Ministerio el Medio Ambiente, que “Aprueba el Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica de las comunas de Concón, Quintero y Puchuncaví” (en adelante “PPDA CQP”). Dicho artículo establece los contenidos del informe anual y señala que el titular deberá entregar a la Superintendencia del Medio Ambiente, en enero de cada año, un informe que dé cuenta del cumplimiento de las obligaciones establecidas en los artículos 15°, 16°, y 17° del decreto, respecto al año calendario anterior, referidos a: las emisiones máximas permitidas, la eficiencia de recuperación de azufre y el monitoreo continuo de emisiones.

La materia relevante objeto de la fiscalización corresponde a emisiones atmosféricas y consideró: (i) evaluar las emisiones respecto del máximo permitido de MP, NOx y SO₂ para el año 2021, de acuerdo con la metodología de cuantificación de emisiones aprobada mediante Resolución Exenta N°75/2021 y su modificación a través de la Resolución Exenta N°912 de 2023; (ii) evaluar la eficiencia del sistema de recuperación de azufre y la verificación del cumplimiento de la eficiencia global de ENAP, de acuerdo propuesta la metodología establecida; (iii) evaluar el artículo 7° y 17° del plan, respecto al estado de implementación del CEMS.

De la revisión documental realizada por la SMA a los antecedentes presentados por el titular es posible constatar lo siguiente:

- (i) Los informes de eficiencia y emisiones de ENAP, correspondiente al año 2021 fueron presentados por medio de SISAT, antes del 31 de enero de 2022, ajustándose a los plazos y contenidos establecidos en los puntos i a vii del artículo 19° del Plan.
- (ii) La eficiencia global de ENAP establecida en el artículo 16° del PPDA, cumple con el mínimo de 98% para el año 2021, siendo los antecedentes presentados concordantes con la metodología aprobada.
- (iii) Las emisiones de MP, NOx y SO₂ de ENAP, estimadas por el titular para el año 2021, de acuerdo con la metodología aprobada, se encuentran por debajo de los límites exigidos en el artículo 15° del plan. Dicha cuantificación, consideró las emisiones de la chimenea bypass del Cracking Catalítico que han sido determinadas desde el momento de la validación del CEMS de la chimenea principal, de acuerdo a lo propuesto por el titular mediante propuesta metodológica que acompañó la carta N°158/2021 de ENAP. No obstante, se encuentra pendiente el parámetro NOx en la chimenea bypass, el que se determinará a partir de la fecha en que se cuente con CEMS de NOx validado, lo que será materia de futura fiscalización.
- (iv) Respecto al estado de implementación de los CEMS, a la fecha se encuentran validados para: 6 calderas, 3 URAS, y el Cracking Catalítico, con excepción del parámetro NOx de esa fuente que se encuentra pendiente de validar, el cual se implementará junto con el Wet Gas Scrubber, cuyo funcionamiento está previsto para el año 2023.

Finalmente, el examen de información realizado no obsta que en el futuro se realicen nuevos requerimientos o procedimientos de fiscalización ambiental, ni exime de ninguna clase de responsabilidad que pudiese contraer por cualquier hallazgo respecto del instrumento que lo regula, que se produzca con anterioridad o posterioridad a la fecha en que se efectuó este análisis, y no hubiera sido directamente percibido y/o constatado.



2. IDENTIFICACIÓN DE LA UNIDAD FISCALIZABLE

2.1. Antecedentes Generales

Identificación de la Unidad Fiscalizable: REFINERIA ACONCAGUA – CONCON Y TERMINAL MARITIMO DE QUINTERO ENAP	Estado operacional de la Unidad Fiscalizable: En operación
Región: Valparaíso	Ubicación específica de la unidad fiscalizable: Av. Borgoño 25777, Concón, Región de Valparaíso. Calle en camino costero 701, Quintero, Región de Valparaíso.
Provincia: Valparaíso	
Comuna: Concón y Quintero	
Titular(es) de la unidad fiscalizable: Enap Refinerías S.A.	RUT o RUN: 87.756.500-9
Domicilio titular(es): Av. Borgoño 25777, Concón, Región de Valparaíso	Correo electrónico: pfarfan@enaprefinerias.cl
	Teléfono: +56 32 2650299
Identificación representante(s) legal(es): Patricio Farfán Bórquez	RUT o RUN: -
Domicilio representante(s) legal(es): Av. Borgoño 25777, Concón, Región de Valparaíso	Correo electrónico: epiraino@enaprefinerias.cl
	Teléfono: +56 32 2650299



3. INSTRUMENTOS DE CARÁCTER AMBIENTAL FISCALIZADOS

Identificación de Instrumentos de Carácter Ambiental fiscalizados.					
N°	Tipo de instrumento	N°/ Descripción	Fecha	Comisión/ Institución	Título
1	PPDA	105	2018	Ministerio del Medio Ambiente	Aprueba plan de prevención y descontaminación atmosférica para las comunas de Concón, Quintero y Puchuncaví.



4. ANTECEDENTES DE LA ACTIVIDAD DE FISCALIZACIÓN

4.1. Motivo y materia específica de la fiscalización ambiental

Motivo		Descripción	
X	Programada		Denuncia
			Autodenuncia
			De Oficio
			Otro
Materia		Emisiones atmosféricas y eficiencia del sistema de recuperación de azufre.	



4.2. Revisión documental

ID	Nombre del documento revisado	Origen/ Fuente	Observaciones
1	Informes de balance de azufre y eficiencia global Enap, del año 2021. Documentos anexos adjuntados al sistema: Memoria de Cálculo, Informes Monitoreos, Monitoreo de Emisiones, Planillas CEMS.	SISAT	-
2	Documento complementario "Metodología de Estimación de Chimenea Bypass Cracking Catalítico".	Carta conductora N°158/2021, de 26 de junio de 2021.	Propuesta para SO ₂ y MP de la chimenea bypass.
3	Documento "Cumple requerimiento de información solicitada mediante Resolución Exenta N°1105 de fecha 08 de julio de 2022".	Carta conductora N°91/2022, de 29 de julio de 2022.	Actualización de metodología para NOx en la chimenea bypass antes de su puesta en servicio.
4	Informe Resumen Balance UOP. Planilla de cálculo emisiones chimenea bypass.	Carta conductora N°033/2022, de 24 de marzo de 2022.	Planilla de cálculo emisiones chimenea bypass. Planillas de datos CEMS URA1, URA2 y FCCU con valores corregidos de O ₂ .
5	Ajuste metodología.	Carta conductora N°12/2022, de 12 de septiembre de 2022.	Informa las siguientes modificaciones: -Cambio de metodología cuantificación de CO en calderas (de FE a CEMS). -Reemplazo horno B-801 por B-803 (quemadores Low NOx). -Implementación Low NOx en hornos B-1201, B1202 y B371, Implementación de cubiertas para fuentes de unidad Fenoles 2 L-3604, L3608, L-3609 y L-3610.



5. HECHOS CONSTATADOS

5.1. Resultados eficiencia del sistema de recuperación de azufre, años 2021

Número de hecho constatado: 1

Exigencias:

D.S. N° 105/2018, Ministerio del Medio Ambiente, Aprueba plan de prevención y descontaminación atmosférica para las comunas de Concón, Quintero y Puchuncaví.

Artículo 16°: “Desde el 1° de enero del año calendario siguiente a la publicación del presente decreto, el sistema de recuperación de azufre (SRA) de ENAP Refinerías Aconcagua, deberá cumplir con una eficiencia mínima del 98% medido como eficiencia global de captura en un año calendario.

La eficiencia global exigida para el sistema de recuperación de azufre, se calculará mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Recuperación (\%)} = 100\% * \left\{ \frac{S_r}{(S_t - S_p)} \right\}$$

Dónde:

- Sr (Azufre recuperado) se determina cada 24 horas por medición directa en el almacén de producto mediante un sistema de medición electrónico o manual, tomando en cuenta la geometría del acopio o almacenamiento, la temperatura y la densidad para calcular el peso del azufre recuperado. En caso de retiro de carga para su envío o comercialización, se debe considerar el peso del azufre extraído en ese mismo periodo. El azufre recuperado de acuerdo a los criterios señalados será expresado en toneladas por día.
- St (Azufre total) se obtiene multiplicando el volumen de crudo y de otros insumos procesados en un día, por su peso específico y por la concentración promedio de azufre en peso, expresado en toneladas por día.
- Sp (Azufre en productos) se obtiene multiplicando el volumen producido en un día por su peso específico y por la concentración promedio de azufre en peso, expresado en toneladas por día.
- Para estimar la eficiencia de recuperación, ENAP Refinería deberá presentar a la Superintendencia del Medio Ambiente en un plazo de 6 meses a partir de la publicación del presente decreto, una propuesta metodológica de estimación de eficiencia global del sistema de recuperación de azufre (SRA). La Superintendencia del Medio Ambiente dispondrá de un plazo de 3 meses para pronunciarse sobre dicha propuesta una vez recibida la misma o sus correcciones. Si hubiese observaciones por parte de la Superintendencia, éstas deberán ser subsanadas en el plazo de 15 días hábiles contados desde su recepción”.

Artículo 19°: “ENAP Refinerías Aconcagua deberá entregar a la Superintendencia del Medio Ambiente, en enero de cada año, un informe que dé cuenta del cumplimiento de las obligaciones establecidas en los artículos 15°, 16° y 17° del presente decreto, respecto al año calendario anterior.

El informe anual de verificación de cumplimiento, deberá contener al menos los siguientes aspectos:

- i. La identificación de todas las fuentes del establecimiento.
- ii. Memoria de cálculo de las emisiones de MP, SO₂ y NOx estimadas de acuerdo a la metodología validada previamente por la Superintendencia del Medio Ambiente, expresando las emisiones en toneladas/año (t/año).
- iii. Niveles de confiabilidad de los métodos de estimación y de los factores de emisión utilizados, citando la fuente correspondiente.
- iv. El azufre emitido en toneladas/año (t/año) desde el SRA, de acuerdo a metodología validada previamente por la Superintendencia del Medio Ambiente.
- v. Capacidad de procesamiento anual de combustible y cantidad de combustible procesado (m³/día).
- vi. El cálculo de las emisiones anuales para todas las fuentes que forman parte del establecimiento y la suma de éstas para todos los contaminantes regulados.
- vii. Todos los antecedentes que permitan verificar el valor de eficiencia global señalado en el artículo 16 del presente Decreto.”



Resultado (s) examen de información:

Del examen de información de la documentación revisada, es posible señalar lo siguiente:

Titular de ENAP Refinerías Aconcagua (ERA) presenta informes del año 2021 en SISAT (Sistema de Seguimiento Atmosférico) de la SMA el día 31 de enero de 2022, donde incluyó informe con balance de azufre de ERA año 2021, de acuerdo con el artículo 19°, en conjunto con el cálculo de la eficiencia global del sistema de recuperación de Azufre, conforme al artículo 16° del PPDA.

De acuerdo con lo informado por el titular, en Refinería Aconcagua se registran diariamente todos los movimientos de estanques, tanto de los que alimentan a las distintas unidades como de los que almacenan los productos intermedios y finales. Esta información permite realizar al titular un balance diario del complejo, el que se almacena en el VMPA (Visual Mesa Production Accounting). Adicional a esto, se cuenta con mediciones periódica de análisis de laboratorio de la mayoría de los productos, además de las respectivas especificaciones de venta.

La ecuación para calcular el % de eficiencia de recuperación de azufre es:

$$\text{Recuperación (\%)} = 100\% * \left\{ \frac{S_r}{(S_t - S_p)} \right\}$$

Dónde:

St = Azufre total.

Sr = Azufre Recuperado.

Sp = Azufre Productos.

Esta Superintendencia, aprobó la estimación de eficiencia de recuperación de Azufre de la Refinería Aconcagua mediante la Res. Ex. N°75/2021 SMA, la cual se basó en el informe de fiscalización contenido en el expediente DFZ-2020-2665-V-PPDA, el que da cuenta de las consideraciones técnicas de la metodología de cálculo.

La descripción general de variables del balance se encuentra es la siguiente:

Azufre Total (St):

El azufre total procesado considera tanto el crudo que ingresa a refinería como los reprocesos y las cargas complementarias.

Azufre Recuperado (Sr):

El azufre recuperado se obtiene a partir de la medición diaria de la masa de azufre recuperada en las Unidades Recuperadoras de Azufre (URAs).

Azufre Productos (Sp):

El azufre de los productos considera los LPG (gas licuado de petróleo) incluyendo Propano, Butano, Propileno, e Isobutano, solventes, gasolinas (incluido cualquier producto que sea base para la generación de gasolinas, tales como Alquilato, Isomerato y Reformato), naftas, kerosene, diesel, gas oil (Incluido col), fuel oil (incluye pitch, cemento asfáltico y decantado), slop y coke.

Para todos estos productos, los volúmenes se obtienen desde VMPA y sus propiedades desde especificación de venta. Los productos de ERA tienen especificación de contenido máximo de azufre el cual se lista a continuación:

Tabla 1. Contenido de azufre en productos

Producto	Especificación [ppm]
LPG	150
Solventes	1
Gasolinas	
Gasolina 97 RP	15



Gasolina 97 RM	15
Gasolina 93 RP	15
Gasolina 93 RM	15
Kerosene	
Kerosene aviacion	3,000
Kerosene	100
Diesel	
Diesel A-1	15
Diesel B	15
Fuel Oil	10,000
Pet. Comb. RM	
Pet. Comb. Nº 5, Nº 6	30,000
IFO 2020	5,000
IFO 180, IFO 380	35,000
Pitch Asphaltico	45,000
Coke [Ton]	10,000-30,000

Fuente: Informe balance de azufre ERA 2021

Para los cálculos de balance, el titular adjuntó planilla de cálculo del balance denominada “Eficiencia de Recuperacion de Azufre ERA 2021 Rev0”, además de documento denominado “Balance de Azufre ERA 2021”, con el detalle del balance que incluye Azufre Total (St), Azufre Recuperado (Sr) y Azufre Productos (Sp), que se muestra en la figura a continuación:

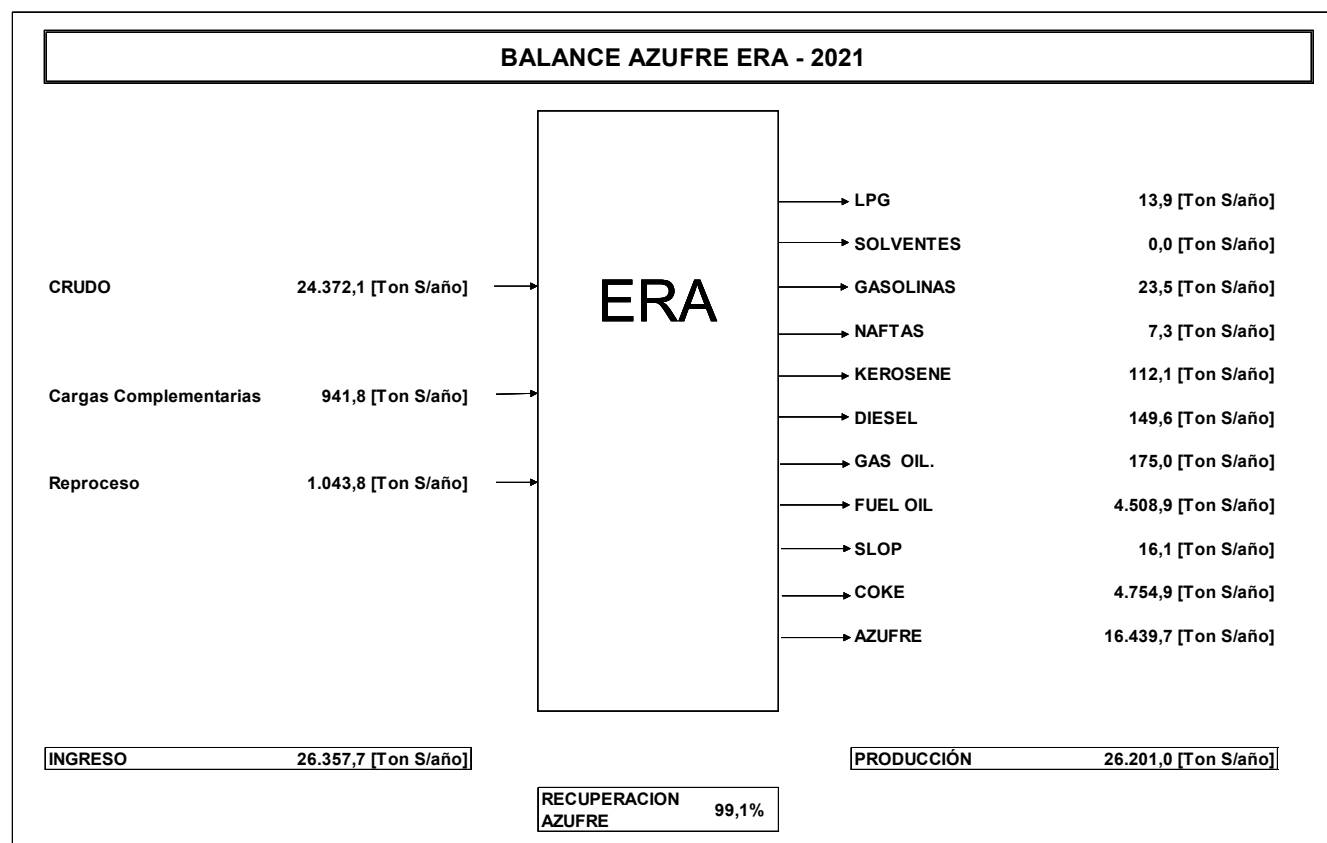


Figura 1: Resumen de balance de azufre ERA, año 2021

El balance para el año 2021 indica que la eficiencia de recuperación de azufre alcanzó un 99,1%, siendo superior al mínimo de 98% exigido por el plan. Se hace presente que según lo establecido en el mencionado artículo 16°, la eficiencia global de



98% es exigible a partir del 1° de enero de 2020. A continuación, en la siguiente tabla se resume los resultados presentados por el titular del % de recuperación de azufre.

Tabla 2. Tabla resumen de % recuperación de azufre año 2021

Año	St (ton/año)	Sr (ton/año)	Sp (ton/año)	% Recuperación	% Recuperación mínima exigida por PPDA
2021	26.357,7	16.439,7	9.761,3	99	98

Azufre Total (St)
 Azufre Recuperado (Sr)
 Azufre Productos (Sp)

Por lo tanto, el informe presentado por ENAP Refinería Aconcagua acredita que la eficiencia global exigida, para el sistema de recuperación de azufre, cumple con ser superior al 98% para el año 2021.

Respecto a la evaluación de la entrega de los informes, con los contenidos de los puntos i al vii del artículo 19°, se pudo verificar que el informe anual reportado para el año 2021, contiene los puntos solicitados en el artículo 19. Además, de informar el azufre emitido en toneladas/año (t/año) desde el SRA, de acuerdo a metodología validada previamente por la Superintendencia del Medio Ambiente.

5.2. Resultados estimación de emisiones MP, NOx y/o SO₂, año 2021

Número de hecho constatado: 2

Exigencias:

D.S. N° 105/2018, Ministerio del Medio Ambiente, Aprueba plan de prevención y descontaminación atmosférica para las comunas de Concón, Quintero y Puchuncaví.

Artículo 15°: “A partir de la publicación del presente decreto, el límite de emisión de MP, SO₂ y NOx para ENAP Refinerías Aconcagua, será aquel 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. Adicionalmente, en el plazo de 3 años contado desde la publicación del presente decreto, el límite de emisión de MP para ENAP Refinerías Aconcagua será de 230 ton/año, para SO₂ 1.145 ton/año y para NOx 935 ton/año. 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, que califica favorablemente el Proyecto “Complejo Industrial para aumentar la capacidad de la Refinería de Concón para Producir Diésel y Gasolinas”, que establece un límite de 6 ton/día, que en base anual corresponde a 2.190 ton/año de SO₂.”

Tabla 10. Emisiones máximas permitidas para ENAP Refinerías Aconcagua

EMISIONES MÁXIMAS PERMITIDAS	EMISIONES DE MP (t/año)	EMISIONES DE SO ₂ (t/año)	EMISIONES DE NOx (t/año)
Antes de la publicación del presente decreto	-	2.190	-
Desde la publicación del presente decreto	918	1.492	1.169
En el plazo de 3 años contado desde la publicación del presente decreto	230	1.145	935

Artículo 19°: “ENAP Refinerías Aconcagua deberá entregar a la Superintendencia del Medio Ambiente, en enero de cada año, un informe que dé cuenta del cumplimiento de las obligaciones establecidas en los artículos 15°, 16° y 17° del presente decreto, respecto al año calendario anterior.

El informe anual de verificación de cumplimiento, deberá contener al menos los siguientes aspectos:

- i. La identificación de todas las fuentes del establecimiento.
- ii. Memoria de cálculo de las emisiones de MP, SO₂ y NOx estimadas de acuerdo a la metodología validada previamente por la Superintendencia del Medio Ambiente, expresando las emisiones en toneladas/año (t/año).



- iii. Niveles de confiabilidad de los métodos de estimación y de los factores de emisión utilizados, citando la fuente correspondiente.
- iv. El azufre emitido en toneladas/año (t/año) desde el SRA, de acuerdo a metodología validada previamente por la Superintendencia del Medio Ambiente.
- v. Capacidad de procesamiento anual de combustible y cantidad de combustible procesado (m³/día).
- vi. El cálculo de las emisiones anuales para todas las fuentes que forman parte del establecimiento y la suma de éstas para todos los contaminantes regulados.
- vii. Todos los antecedentes que permitan verificar el valor de eficiencia global señalado en el artículo 16 del presente Decreto.”

Resultado (s) examen de información:

El complejo industrial está constituido por varias unidades de proceso cuyo objetivo es producir, a partir de crudo de petróleo, combustibles de alta calidad. Las unidades de proceso principales existentes en ENAP Refinerías Aconcagua, en adelante “ERA” son: Topping y Vacío I, Topping y Vacío II, Cracking Catalítico, Isomerización, Reformación Catalítica, Hidrocracking, Planta de MHC, Planta de NHT, Hidrodesulfurización de diésel y de gasolina, Planta Alquilación, Planta de Solventes, Planta de DIPE, Unidad de Coquización Retardada Coker. Complementan a las unidades de proceso las Plantas de Tratamiento para la eliminación de compuestos sulfurados en aguas y gases (SWS, tratamiento de gases y Unidades Recuperadoras de Azufre (URAs)) y Plantas de Reducción de Fenoles. ERA cuenta además con un parque de estanques para almacenar materia prima (petróleo crudo), productos intermedios y finales y está conectada por oleoductos (18 km) con las instalaciones del Terminal Quintero, lugar donde se recibe la materia prima y se despachan los productos terminados a otras regiones del país. Hacia la Región Metropolitana los combustibles finales se despachan vía oleoductos.

Esta Superintendencia, aprobó la propuesta de estimación de emisiones en Res. Ex. N°75/2021 SMA y actualizada con R.E.N°912/2023, presentada por el titular de ENAP Refinería Aconcagua, de acuerdo el Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica para las comunas de Concón, Quintero y Puchuncaví.

Un resumen del tipo de método de cuantificación de emisiones que emiten MP, NOx y/o SO₂, utilizado por los establecimientos de ERA - Concón, ERA - Quintero y Central Combinada ERA; actualizado a la fecha de elaboración del presente informe, se muestran a continuación:

Tabla 3. Resumen de tipo de fuentes ERA-Concón, ERA-Quintero y Cogeneradora (Central Combinada ERA) que emiten MP, NOx y/o SO₂

Tipo de fuente emisora	Ubicación	Nº Fuentes	Parámetros		
			MP	NO _x	SO ₂
Calderas	ERA-Concón	5	CEMS	CEMS	CEMS
Calderas	ERA-Quinteros	1	FE	FE	M
Calderas	Cogeneradora	1	FE	CEMS	CEMS
Hornos	ERA-Concón	21	FE	FE	M
Cracking Catalítico	ERA-Concón	1	CEMS	FE ¹	CEMS
Unidad Recup. Azufre	ERA-Concón	3	FE	FE	CEMS
Antorchas	ERA-Concón	3	FE	FE	M
Torres de Enfriamiento ²	ERA-Concón	1	FE	o	o
Coker	ERA-Concón	1	M	o	o
Patio de Carga ³	ERA-Concón	1	M/FE	M/FE	M/FE
Grupos Electrógenos	ERA-Concón	5	FE	FE	FE
Grupos Electrógenos	ERA-Quinteros	1	FE	FE	FE
Grupos Electrógenos	Cogeneradora	2	FE	FE	FE
Turbinas	ERA-Concón	1	FE	FE	FE
Turbinas	Cogeneradora	1	FE	FE	FE

¹ FE de manera transitoria, hasta que no se implemente el CEMS, de acuerdo a ORD N°205288/2020 MMA.

² Se refiere a una única fuente, según registro RETC.

³ Incluye emisiones del combustor de vapores.



Planta de Ácido Sulfúrico	ERA-Concón	1	FE	FE	M/FE/CEMS
Nº de fuentes de emisiones ⁴		49			

FE: Factor de emisión.

CEMS: Sistema de monitoreo continuo de emisiones.

M: Método de balance de materia u otro conjunto de aproximaciones.

O: No aplica.

Se hace presente, que la metodología de cuantificación de emisiones aprobada por la SMA, y su actualización, consideran todos los parámetros regulados por el plan con metas de emisión: MP, NOx y SO₂, así como CO y COVs, no obstante estos últimos no forman parte del presente examen de información.

Respecto, a examen de información realizado a los informes de estimación de emisiones del titular del año 2021 (información subida a SISAT), es posible indicar que las fuentes emisoras declaradas para el complejo y respecto de las cuales se propone la determinación de emisiones, contemplaban los establecimientos, “ENAP refinera Concón”, “ENAP terminal Quintero” y “Central Combinada ERA”. Además, el examen de información incluye las fuentes de los establecimientos que emiten MP, NOx y/o SO₂, las cuales fueron aprobadas en la propuesta e informadas en el reporte que establece el artículo 19° del PPDA. Se hace presente que, de acuerdo con inspección ambiental de fecha 28 de abril de 2021, se constató la existencia de una chimenea Bypass de la Unidad Cracking Catalítico, cuya metodología de cuantificación de emisiones no había sido definida (estos antecedentes fueron consignados en expediente DFZ-2021-1487-V-PPDA), estas emisiones fueron anexadas en información ingresada el 24 de marzo de 2022 en documento denominado “Informe Resumen Balance UOP, Planilla de cálculo emisiones chimenea bypass, para dar cuenta de las emisiones de la chimenea bypass del 2021, y es consistente con la actualización de la metodología, aprobada mediante Resolución Exenta N°912/2023 SMA.

Las siguientes emisiones de la Tabla 4, contiene los tres establecimientos ERA con un total de 49 fuentes que emiten MP, NOx y/o SO₂. Los factores y niveles de actividad de las fuentes se abordan por tipología de fuente en anexo.

Tabla 4. Resumen emisiones por fuentes de ERA-Concón, ERA-Quintero y Cogeneradora (Central Combinada ERA) de parámetros MP, NOx y SO₂, año 2021

N°	TAG	Tipo de fuente	N° Registro	t/año 2021		
				MP	SO ₂	NOx
1	B-210	Caldera	IN000649-5	2,54	3,08	71,66
2	B-220	Caldera	IN000650-9	0,64	1,84	54,04
3	B-230	Caldera	IN000651-7	1,12	1,44	75,01
4	B-240	Caldera	IN001036-0	0,99	0,15	9,58
5	U-751	Caldera	IN000652-5	2,16	3,57	60,67
6	B-5212	Caldera	IN000761-0	0,01	0,00	0,07
7	B-130	Horno	PC000358-6	2,99	0,81	55,04
8	B-51	Horno	PC000357-8	1,19	0,34	7,82
9	B-52	Horno	PC000359-4	0,59	0,16	7,77
10	B-190	Horno	No informado	0,06	0,02	0,84
11	B-651	Horno	PC000367-5	0,57	0,15	3,76
12	B-652	Horno	PC000368-3	1,63	0,41	10,75
13	B-301	Horno	PC000361-6	0,21	0,04	2,76
14	B-302	Horno	PC000362-4	0,63	0,13	8,30
15	B-371	Horno	PC000363-2	3,74	1,06	24,59
16	B-372	Horno	PC000364-0	0,37	0,10	4,82
17	B-471	Horno	PC000365-9	0,23	0,07	3,07
18	B-472	Horno	PC000366-7	0,31	0,08	4,13
19	B-1201	Horno	PC000374-8	1,09	0,28	7,16
20	B-1202	Horno	PC000375-6	1,60	0,44	10,53

⁴ La propuesta metodológica aprobada consideró un total de 194 fuentes emisoras, para al menos uno de los parámetros declarados MP, SO₂, NOx, COV y CO. El número de fuentes que genera emisiones de los parámetros regulados con emisiones máximas permitidas (MP, SO₂ y/o NOx) es 49 fuentes.



21	B-1701	Horno	PC000376-4	0,28	0,07	1,83
22	B-1801A	Horno	PC000377-2	0,59	0,10	2,21
23	B-1801B	Horno	PC002474-5	0,74	0,11	2,68
24	B-1981	Horno	PC002238-6	0,22	0,00	2,90
25	B-751	Horno	PC000369-1	0,63	0,18	8,30
26	B-801	Horno	PC000370-5	0,87	0,24	11,43
27	B-3001	Horno	PC000382-9	1,96	4,25	45,73
28	FCCU	Regenerador FCCU	PC000380-2	494,10	284,29+21,5(*)=305.79	96,10 (**)
29	L-1101	URAs	PC000372-1	0,12	438,36	0,39
30	L-1644	URAs	PC000373-K	0,18	151,19	0,57
31	L-3504	URAs	PC000381-0	0,72	233,54	0,85
32	A-100	Antorchas	PC000378-0	0,00	0,20	5,64
33	A-200	Antorchas	PC000379-9	0,00	0,16	5,60
34	L-3741	Antorchas	PC000383-7	0,00	0,22	5,21
35	PLE-04	T.T.E.E.	PS000966-2	32,59	-	-
36	Coker	Planta coque	PS001022-9	0,14	-	-
37	J-299	Grupo electrógeno	EL004533-1	0,00	0,00	0,00
38	J-298	Grupo electrógeno	EL004550-1	0,00	0,00	0,00
39	GE-Alquilación	Grupo electrógeno	EL026326-5	0,00	0,00	0,00
40	GE-Coker	Grupo electrógeno	EL026330-3	0,00	0,00	0,00
41	G5002	Grupo electrógeno	EL004645-1	0,01	0,01	0,17
42	GE-Sala de control	Grupo electrógeno	EL026335-4	0,00	0,00	0,00
43	GE Black Start (BS)	Grupo electrógeno	ELO36854-7	0,04	0,04	0,60
44	GE respaldo (EDG)	Grupo electrógeno	ELO36853-9	0,21	0,20	3,02
45	J-236	Turbina	PC003440-1	0,00	0,05	0,15
46	Planta Acido	Planta de ácido	PC002238-6	-	28,25	-
47	Combustor	Patio de carga	PC000697-6	0,00	0,00	0,07
48	Cogen Turbina	Turbina	PC003861-K	11,93	16,17	76,51
49	Cogen Caldera	Caldera	IN003466-6	1,66	1,80	8,50
Total emisión				570	1.174+21,5=1196	701
				MP	SO₂	NO_x
máxima emisión permitida PPDA (t/año)				918	1.492	1.169

(*) 21,5 ton corresponden a la emisión chimenea bypass de Cracking Catalítico informada por titular.

(**) Para el caso del material particulado, el CEMS de MP posee datos válidos a partir del 14 de julio, por lo que el titular calcula la emisión de la chimenea para ese parámetro cuando operó en el mes de noviembre, pero como operó de forma parcial y el balance de flujos no es positivo señala que no se tiene emisiones de MP en la chimenea bypass.

Cabe destacar que el periodo de las emisiones reportadas en la tabla comprende lo siguiente:

- Las emisiones del año 2021 corresponden desde el 1 de enero 2021 a 31 de diciembre 2021.

Luego, la estimación de emisiones de ENAP Refinerías Aconcagua, para el año 2021, fueron de 570 ton de MP, 701 ton de NO_x y 1.196 ton de SO₂ las que se encuentran por debajo de los límites exigidos en el PPDA CQP, correspondientes a 918 (ton/año MP), 1.169 (ton/año NO_x) y 1.492 (ton/año SO₂), de acuerdo con el artículo 15° del plan.

Respecto a la evaluación de la entrega de los informes, con los contenidos de los puntos i al vii del artículo 19°, se pudo verificar que el informe anual reportado para dar cuenta de las emisiones del año 2021, contiene los puntos solicitados en el artículo. Además de informar la capacidad de procesamiento anual de combustible y cantidad de combustible procesado (m³/día) la que se detalla a continuación:

Tabla 5. Tabla capacidad de procesamiento de combustible, año 2021

Año	Capacidad de procesamiento anual de combustible (m ³ /año) (*)	Capacidad de procesamiento anual de combustible (m ³ /día) (**)
2021	4.155.723 (equivalente a 11.386 m ³ /día)	11.584

(*) El crudo se procesa en las unidades de Topping 1 y Topping 2.

(**) Total procesado (crudos y reproceso).



5.3. Estado de implementación sistema de monitoreo continuo de emisiones CEMS

Número de hecho constatado: 3

Exigencias:

D.S. N° 105/2018, Ministerio del Medio Ambiente, Aprueba plan de prevención y descontaminación atmosférica para las comunas de Concón, Quintero y Puchuncaví.

Artículo 7°: “Para acreditar el cumplimiento de los límites máximos de emisiones de MP, NOx y SO₂ establecidos en el artículo 4°, las calderas de potencia térmica mayor o igual a 20 MWt, deberán implementar un sistema de monitoreo continuo desde su entrada en operación. Dicho sistema, deberá validarse de acuerdo al protocolo técnico establecido en la Resolución Exenta N°627/2016 de la Superintendencia del Medio Ambiente⁵, o en la que lo reemplace.”

Artículo 17°: “ENAP Refinerías Aconcagua deberá implementar un sistema de monitoreo continuo de emisiones, que deberán ser validados de acuerdo al protocolo técnico establecido en la Resolución Exenta N°627/2016, de la Superintendencia del Medio Ambiente, que aprueba Protocolo técnico para la validación de Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones “CEMS” requeridos por Resoluciones de Calificación Ambiental y Planes de Prevención y/o Descontaminación”, o el que lo reemplace. El monitoreo continuo de emisiones deberá implementarse de acuerdo al siguiente cronograma:

Tabla 11. Especificaciones monitoreo continuo ENAP Refinerías Aconcagua

EQUIPO/ PROCESO	PLAZO	PARAMETROS A MEDIR	OBSERVACIÓN
Unidades de recuperación de azufre	Un año desde la publicación del presente decreto.	Caudal de salida Concentración de SO ₂	Gases: Concentración de promedios horarios para cada contaminante expresado en mg/m ³ N Flujo de gases de salida expresado en Nm ³ /h
Cracking Catalítico	Un año desde la publicación del presente decreto.	Caudal de salida Concentración de SO ₂ y MP	Partículas: Concentración de promedios horarios expresado en mg/Nm ³ Gases: Concentración de promedios horarios para cada contaminante expresado en mg/m ³ N Flujo de gases de salida expresado en Nm ³ /h

El sistema de monitoreo continuo deberá cumplir con las siguientes condiciones: (..)”

(...) e) Los datos que se obtengan del monitoreo continuo establecido en la tabla 11, deberán estar en línea con los sistemas de información de la Superintendencia del Medio Ambiente y con la Seremi del Medio Ambiente.

Artículo 24°: Los datos que se obtengan del monitoreo continuo de emisiones deberán estar en línea con los sistemas de información de la Superintendencia del Medio Ambiente, el que será implementado en un plazo de 6 meses desde publicado el presente decreto. Dicho sistema deberá estar en línea con la plataforma señalada en el artículo 53°.

Resultado (s) examen de información:

Del examen de información de la documentación revisada, es posible señalar lo resumido en la siguiente tabla:

⁵ Aprueba Protocolo técnico para la validación de Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones “CEMS” requeridos por Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA) y Planes de Prevención y/o Descontaminación (PPDA).



Tabla 6. Estado de implementación de CEMS al año 2021

Fuente emisora	Código de Fuente	Parámetros	Fecha Res. validación CEMS	Res. validación CEMS	Fecha presentación propuesta conexión en línea por titular	Fecha aprobación propuesta de conexión en línea (SMA)
Caldera (i) ⁶	B-230	CO ₂ , Flujo, MP, NO _x , O ₂	20-12-2018	1612	03-12-2019	10-02-2020
Caldera (i) ⁷	B-240	CO ₂ , Flujo, MP, NO _x , O ₂	15-04-2019	510	03-12-2019	10-02-2020
Caldera (i) ⁸	B-210	CO ₂ , Flujo, MP, NO _x , O ₂	15-04-2019	509	03-12-2019	10-02-2020
Caldera (i) ⁹	U-751	CO ₂ , Flujo, MP, NO _x , O ₂	15-04-2019	512	03-12-2019	10-02-2020
Caldera (i) ¹⁰	B-220	CO ₂ , Flujo, MP, NO _x , O ₂	15-04-2019	511	03-12-2019	10-02-2020
Caldera-Cogeneradora	IN003466-5	CO ₂ , Flujo, NO _x , O ₂	19-01-2021	97	19-01-2021	16-12-2020
Unidad Recuperadora de azufre	URA 3	SO ₂ , O ₂ , Caudal	15-04-2021	858	09-04-2021	03-05-2021
Unidad Recuperadora de azufre	URA 1	SO ₂ , O ₂ , Caudal	14-07-2021	1605	09-04-2021	03-05-2021
Unidad Recuperadora de azufre	URA 2	SO ₂ , O ₂ , Caudal	21-04-2021	886	09-04-2021	03-05-2021
Cracking catalítico	FCC	SO ₂ , O ₂ , Caudal	24-06-2021	1460	09-04-2021	03-05-2021
		MP	01-09-2021	1933	09-04-2021	
		NO _x	Será incorporado en la instalación del sistema de abatimiento de emisiones del Wet Gas Scrubber (WGS).		-	-

Nota: (i) Las calderas tienen instalado y operando CEMS de SO₂, acogido a las exenciones del protocolo CEMS.

A diciembre de 2021 se tiene validadas 5 calderas de ERA y 1 caldera de la planta cogeneradora con CEMS (6 calderas en total); dichas calderas son todas las que tiene Enap con la obligación de monitoreo continuo al tener una potencia térmica superior a 20 MWt, por lo tanto se ajusta a lo establecido en el artículo N°7 del PPDA CQP. Quedando pendiente la validación del parámetro MP de la caldera cogeneradora debido a que no pasó las pruebas iniciales en la campaña de validación de CEMS (cuando se validaron CO₂, Flujo, NO_x, O₂).

Respecto a los procesos con obligación de instalar y validar CEMS, la URA N°1, N°2 y N°3, estos cuentan con validación de CEMS. Únicamente, se encuentra pendiente el CEMS de NO_x del Cracking. Al respecto, a través de la Resolución Exenta N°802/2021, de fecha 08 de abril de 2021, la SMA aceptó la implementación y validación del Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS) de NO_x en la Unidad Cracking Catalítico, en el plazo de 23 meses desde su notificación. Lo anterior, como parte de la instalación del Wet Gas Scrubber (WGS).

Se hace presente que el estado de implementación de los CEMS, así como la conexión en línea fueron abordados en un informe específico de dicha materia, el que corresponde al expediente DFZ-2021-1487-V-PPDA.

Cabe señalar que las fuentes con sistemas de monitoreos continuo tienen propuesta de conexión en línea presentadas a la SMA, encontrándose conectadas.

⁶ Res. Ex. 1883/2020 SMA validación CEMS de CO, oct-2020.

⁷ Res. Ex. 1354/2020 SMA validación CEMS de CO, ene-2020.

⁸ Res. Ex. 1352/2020 SMA validación CEMS de CO, abr-2020.

⁹ Res. Ex. 1355/2020 SMA validación CEMS de CO, ene-2020.

¹⁰ Res. Ex. 1353/2020 SMA validación CEMS de CO, abr-2020.



6. CONCLUSIONES

La actividad de fiscalización consistió en un examen de información basado en la revisión de los antecedentes presentados por el titular en el marco del cumplimiento del artículo 19° del D.S. 105/2018, del Ministerio el Medio Ambiente. relativo a las obligaciones establecidas en los artículos 15°, 16° y 17°, de acuerdo con los contenidos del artículo 19° del decreto, respecto al año calendario anterior del PPDA CQP.

A partir de los antecedentes contenidos en los informes y reportes adjuntos en SISAT (Sistema de Seguimiento Atmosférico) de la SMA, se determinó que dichos reportes dan cuenta de que la eficiencia se ajusta al mínimo de 98% para el año 2021, correspondiendo a un 99% y siendo los antecedentes presentados concordantes con la metodología aprobada. Así mismo, en cuanto a las emisiones de MP, NOx y SO₂ de ENAP, estimadas por el titular para el año 2021, de acuerdo con la metodología aprobada, todas se encuentran por debajo de los límites exigidos en el artículo 15° del plan.

Respecto al estado de implementación de los CEMS, a la fecha se encuentran validados para: 6 calderas, 3 URAS. Respecto a la evaluación de la entrega de informe con los contenidos de los puntos i a vii del artículo 19°, esté cumple con los puntos del artículo.

En consideración a los hechos constatados, es posible concluir que los informes reportados en SISAT, en conjunto con los antecedentes que las acompañan no presentan hallazgos.

Finalmente. el examen de información realizado no obsta que en el futuro se realicen nuevos requerimientos o procedimientos de fiscalización ambiental, ni exime de ninguna clase de responsabilidad que pudiese contraer por cualquier hallazgo respecto del instrumento que lo regula, que se produzca con anterioridad o posterioridad a la fecha en que se efectuó este análisis, y no hubiera sido directamente percibido y/o constatado.



7. ANEXOS

N° Anexo	Nombre Anexo
1	Corrientes de entrada y salida de balance de azufre.
2	Listado de fuentes emisoras de ERA Concón, ERA Quintero, Cogeneradora Aconcagua que emiten MP, NOx y/o SO ₂ .
3	Nivel de actividad año 2021, utilizados para las fuentes emisoras de ERA Concón, ERA Quintero y Cogeneradora Aconcagua que emiten MP, NOx y/o SO ₂ .
4	Factores, año 2021, utilizados para las fuentes emisoras de ERA Concón, ERA Quintero y Cogeneradora Aconcagua que emiten MP, NOx y/o SO ₂ .



• **Anexo 1: Corrientes de entrada y salida de balance de azufre**

Las corrientes de entrada y salida del balance de azufre, con el detalle de las componentes de cada línea de entrada y salida, se señalan en la siguiente figura:

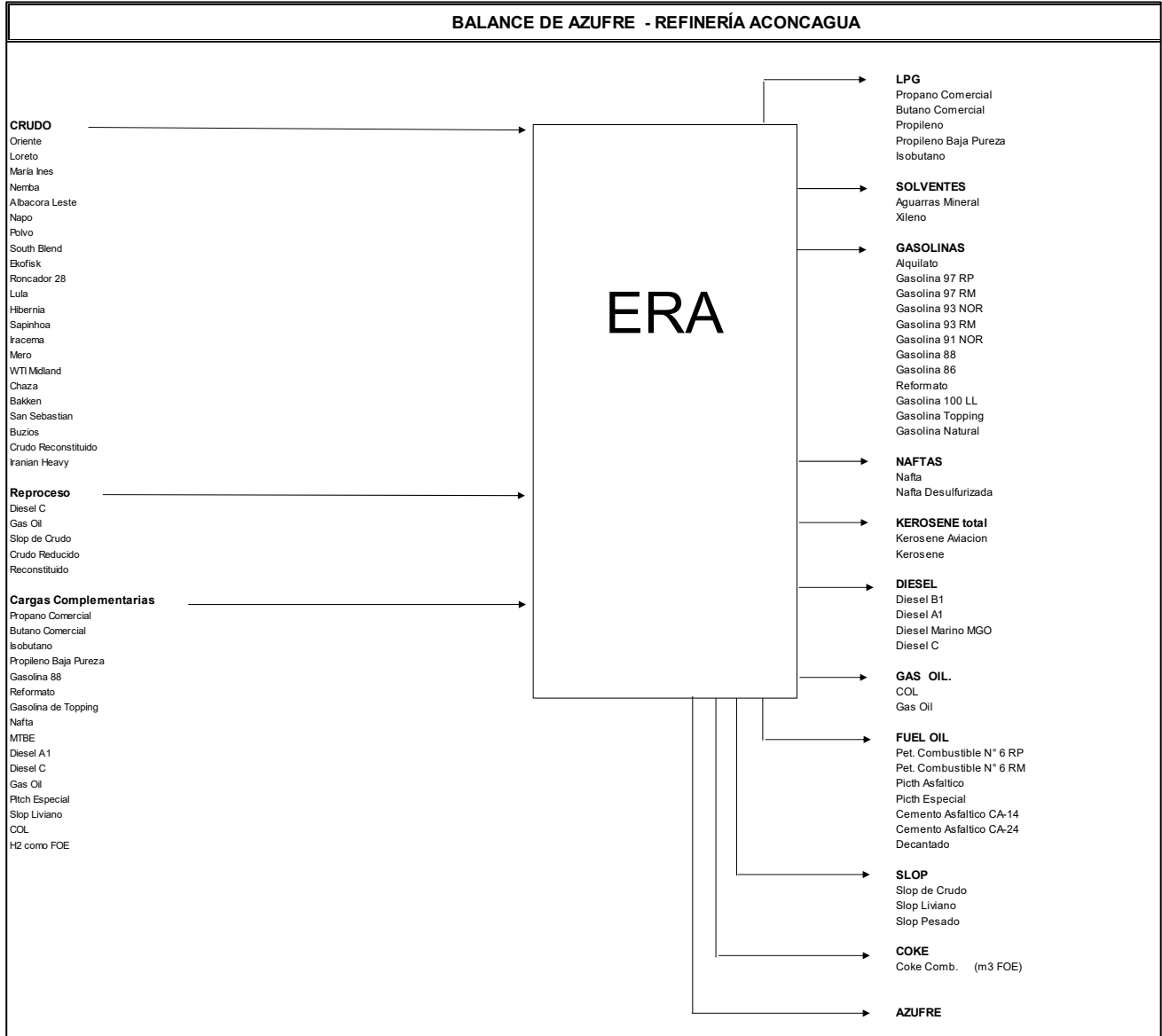


Figura a: Corrientes de balance de azufre



• **Anexo 2: Listado de fuentes emisoras de ERA Concón, ERA Quintero, Cogeneradora Aconcagua que emiten MP, NOx y/o SO₂**

N°	Cód. Interno	Tipo	Establecimiento	Cód. EIND
1	B-190*	Horno	Concón	-
2	B-51	Horno	Concón	PC000357-8
3	B-130	Horno	Concón	PC000358-6
4	B-52	Horno	Concón	PC000359-4
5	B-301	Horno	Concón	PC000361-6
6	B-302	Horno	Concón	PC000362-4
7	B-371	Horno	Concón	PC000363-2
8	B-372	Horno	Concón	PC000364-0
9	B-471	Horno	Concón	PC000365-9
10	B-472	Horno	Concón	PC000366-7
11	B-651	Horno	Concón	PC000367-5
12	B-652	Horno	Concón	PC000368-3
13	B-751	Horno	Concón	PC000369-1
14	B-801 Reemplazado por B-803 (*)	Horno	Concón	PC000370-5
15	B-1201	Horno	Concón	PC000374-8
16	B-1202	Horno	Concón	PC000375-6
17	B-1701	Horno	Concón	PC000376-4
18	B-1801A	Horno	Concón	PC000377-2
19	B-1981	Horno	Concón	PC002238-6
20	B-1801B	Horno	Concón	PC002474-5
21	B-3001	Horno	Concón	PC000382-9
22	B-220	Caldera	Concón	IN000650-9
23	B-210	Caldera	Concón	IN000649-5
24	B-230	Caldera	Concón	IN000651-7
25	U-751	Caldera	Concón	IN000652-5
26	B-240	Caldera	Concón	IN001036-0
27	A-100	Antorcha	Concón	PC000378-0
28	A-200	Antorcha	Concón	PC000379-9
29	A. Coker	Antorcha	Concón	PC000383-7
30	TTEE	Torre de Enfriamiento	Concón	PS000966-2
31	Coquificación	Coker	Concón	PS001022-9
32	Pcarga	Patio de Carga	Concón	PS000991-3
33	J-299	Grupo Electrónico	Concón	EL004533-1
34	J-298 GE-110	Grupo Electrónico	Concón	EL004550-1
35	GE-Alquilación	Grupo Electrónico	Concón	EL026326-5
36	GE-Coker	Grupo Electrónico	Concón	EL026330-3
37	GE-S.Control	Grupo Electrónico	Concón	EL026335-4
38	J-236	Turbina	Concón	PC003440-1
39	L-1101	URAs	Concón	PC000372-1
40	L-1644	URAs	Concón	PC000373-K
41	L-3504	URAs	Concón	PC000381-0
42	FCCU	Regenerador FCCU	Concón	PC000380-2
43	Combuster	Patio de Carga	Concón	PC000697-6
44	G-5002	Grupo Electrónico	Quintero	EL004645-1
45	B-5212	Caldera	Quintero	IN000761-0
46	10BDV10	Generador	Cogeneradora	ELO36853-9
47	10BDV20	Generador	Cogeneradora	ELO36854-7
48	11HA10	Caldera Recuperadora de calor (HRSG)	Cogeneradora	IN003466-5
49	11MB	Turbina	Cogeneradora	PC003861-K

(*) Informado en carta conductora N°12/2022 (Se desmantela B-801 durante segundo semestre 2022).



• **Anexo 3: Nivel de actividad año 2021, utilizados para las fuentes emisoras de ERA Concón, ERA Quintero y Cogeneradora Aconcagua que emiten MP, NOx y/o SO₂**

La estimación de emisiones, enviada por el titular, se agrupa según tipología de fuente; por lo tanto, se incluye el nivel de actividad para las fuentes de ERA-Concón, ERA-Quintero y Central Combinada ERA. Los distintos tipos de fuentes que presentan metodologías son:

- a) Calderas y Hornos
- b) Cracking catalítico
- c) Unidad recuperadora de azufre
- d) Antorchas
- e) Torres de enfriamiento
- f) Coker
- g) Combustor de patio de carga
- h) Grupos electrógenos
- i) Turbina
- j) Planta de ácido sulfúrico
- k) Unidad cogeneradora

a) **Calderas y Hornos**

• **Nivel de actividad:**

Se identifican las fuentes tipo calderas y hornos, y su nivel de actividad:

Tabla 7. Calderas de ERA

TAG	N° Registro RETC	Ubicación	Nivel de actividad 2021	Unidad	Combustible
B-210	IN000649-5	Concón	CEMS	-	Fuel Gas
B-220	IN000650-9	Concón	CEMS	-	Fuel Gas
B-230	IN000651-7	Concón	CEMS	-	Fuel Gas
B-240 (*)	IN001036-0	Concón	CEMS	-	Gas Natural
U-751	IN000652-5	Concón	CEMS	-	Fuel Gas
B-5212	IN000761-0	Quintero	41	kSm ³	Gas Natural
11HA10	IN003466-5	Cogeneradora	13.516	kSm ³	Gas Natural

(*) En el caso de la caldera B-240, cabe indicar, que el combustible actualmente utilizado corresponde a Gas Natural, el cual podría modificarse a Fuel Gas posteriormente, conforme a lo establecido en la Resolución de Calificación Ambiental, R.E N°06/2019 que aprobó el proyecto “Adecuaciones Operacionales Cogeneradora Aconcagua”.

Tabla 8. Hornos de ERA Concón

TAG	Descripción	N° Registro RETC	Nivel de actividad 2021	Unidad	Control de NOx	Combustible
B-130	Horno de Topping 1	PC000358-6	30.354	kSm ³	✓	Fuel Gas
B-51	Horno de Topping 1	PC000357-8	12.052	kSm ³	✓	Fuel Gas
B-52	Horno de Unidad de Vacío 1	PC000359-4	5.992	kSm ³		Fuel Gas
B-651	Horno de Unidad de Vacío 2	PC000367-5	5.669	kSm ³	✓	Fuel Gas
B-652	Horno de Unidad de Vacío 2	PC000368-3	16.277	kSm ³	✓	Fuel Gas
B-301	Horno de Unidad Mild Hidrocracking	PC000361-6	2.077	kSm ³		Fuel Gas
B-302	Horno de Unidad Mild Hidrocracking	PC000362-4	6.274	kSm ³		Fuel Gas
B-371	Horno Unidad de Reformación	PC000363-2	37.987	kSm ³	✓ (*)	Fuel Gas
B-372	Horno Unidad de Reformación	PC000364-0	3.721	kSm ³		Fuel Gas
B-471	Horno Unidad de Hidrotratamiento de Nafta	PC000365-9	2.374	kSm ³		Fuel Gas
B-472	Horno Unidad de Hidrotratamiento de Nafta	PC000366-7	3.150	kSm ³		Fuel Gas



B-1201	Horno Unidad de Hidrocracking	PC000374-8	10.830	kSm ³	✓ (*)	Fuel Gas
B-1202	Horno Unidad de Hidrocracking	PC000375-6	16.026	kSm ³	✓ (*)	Fuel Gas
B-1701	Horno Unidad de Hidrosulfurización de gasolinas	PC000376-4	2.782	kSm ³	✓	Fuel Gas
B-1801A	Horno Unidad de Hidrosulfurización de diesel	PC000377-2	3.395	kSm ³	✓	Fuel Gas
B-1801B	Horno Unidad de Hidrosulfurización de diesel	PC002474-5	4.148	kSm ³	✓	Fuel Gas
B-1981	Horno de Unidad de Regeneración de ácido	PC002238-6	1.790	kSm ³		Fuel Gas
B-751	Horno de Planta de Cracking	PC000369-1	6.297	kSm ³		Fuel Gas
B-801 (**)	Horno de Unidad de Isomerización	PC000370-5	8.772	kSm ³	✓	Fuel Gas
B-3001	Horno de Unidad de Coquización Retardada	PC000382-9	19.924,	kSm ³	✓	Fuel Gas
B-190	Horno de Unidad de Vacío	(Nota 1)	631	kSm ³		Fuel Gas

Nota 1: Nro. De registro se obtendrá una vez que se registre esta fuente, en abril de 2020.

Nota 2: (*) Se cuenta con quemadores Low NOx desde abril, junio y julio 2020

Nota 3: (**) Informado en carta conductora N°12/2022 (Se desmantela B-801 durante segundo semestre 2022).

Nota 4: Las fuentes que cambian metodología de SO₂ son: B-130, B-51, B-52, B-651, B-652, B-301, B-302, B-371, B-372, B-471, B-472, B-1201, B-1202, B-1701, B-1801A, B-1801B, B-751, B-801, B-190, todas a partir de enero 2021 (actualizado en resolución que aprueba metodología).

Nota 5: Desde el año 2020 las calderas que cuentan con CEMS de CO son B-210, B-220, B-230, B-240 y U-751.

Combustibles: Los combustibles utilizados son (1) Gas natural o (2) Fuel gas. El gas natural es suministrado a ERA por medio de un proveedor externo, mientras que el fuel gas es de composición variable en el tiempo y proviene desde un único equipo homogeneizador F-620 al que ingresan gas natural y gas de refinería. A la salida de F-620 se encuentra un cromatógrafo en línea y un flujómetro de combustible, los que reportan sus lecturas a través del sistema de datos PI.

Tabla 9. Fuentes de emisión registradas FCC en ERA Concón¹¹

Parámetro	Unidades	ene-21	feb-21	mar-21	abr-21	may-21	jun-21	jul-21	agost-21	sept-21	oct-21	nov-21	dic-21
PCS_FG	BTU/m ³	30.111	29.365	29.055	30.510	27.907	27.859	29.316	28.771	28.119	30.663	36.991	30.070
PCI_FG	BTU/m ³	25.168	24.687	24.710	26.040	24.309	24.185	23.893	22.763	23.281	24.958	33.318	24.635
H2S_FG	ppm	33,88	10,65	7,82	18,63	5,37	8,11	6,76	6,50	7,25	4,84	0,76	4,58
PCS_GN	kCal/Sm ³	9.170	9.213	9.068	9.110	9.161	9.135	9.118	9.162	9.162	9.236	9.400	9.341
PCI_GN	kCal/Sm ³	8.266	8.308	8.171	8.210	8.258	8.234	8.217	8.259	8.259	8.328	8.484	8.429
GN_DENS	kg/m ³	0,70	0,71	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,71	0,74	0,73

b) Cracking catalítico

Se identifican las fuentes tipo cracking catalítico, y nivel de actividad:

Tabla 10. Fuentes de emisión registradas FCC en ERA Concón

TAG	Descripción	N° Registro RETC	Ubicación	Nivel de actividad 2021	Unidad	Caudal promedio chimenea bypass (Nm ³ /h)	Concentración promedio de SO ₂ chimenea bypass (ppm)	Emisiones de MP chimenea bypass (ton/año)
B-755	Cracking Catalítico Fluidizado (FCC)	PC000380-2	Concón	1.165.927	m ³ alim	91.233	18,32	0

c) Unidad recuperadora de azufre

Se identifican las unidades recuperadoras de azufre (URA), y su nivel de actividad:

¹¹ The emission factors in this table may be converted to other natural gas heating values by multiplying the given emission factor by the ratio of the specified heating value to this average heating value



Tabla 11. Hornos Post-Combustión URA

TAG	Descripción	N° Registro RETC	Ubicación	Nivel de actividad 2021	Unidad
L-1101	URA I	PC000372-1	Concón	3.516	Ton S
L-1644	URA II	PC000373-k	Concón	5.156	Ton S
L-3504	URA III	PC000381-0	Concón	7.767	Ton S

d) **Antorchas**

ENAP Refinería Aconcagua cuenta con tres antorchas en Concón. Su nivel de actividad se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 12. Antorchas de ERA

TAG	Descripción	N° Registro RETC	Ubicación	Nivel de actividad 2021	Unidad
A-100	Antorcha	PC000378-0	Concón	193	TJ
A-200	Antorcha	PC000379-9	Concón	191	TJ
L-3741	Antorcha de Coker	PC000383-7	Concón	178	TJ

e) **Torres de enfriamiento**

ENAP Refinería Aconcagua cuenta con un circuito cerrado de refrigeración que incluye torre de enfriamiento de flujo inducido.

Tabla 13. Torres de Enfriamiento ERA

TAG	Descripción	N° Registro RETC	Ubicación	Nivel de actividad 2021	Unidad
PLE – 04	T.T.E.E.	PS000966-2	Concón	89.115.184	m³ agua

Tabla 14. Actividad T.T.E.E. 2021

Mes	Flujo de agua [m³]	Conductividad Promedio [uS/cm]	TDS [ppmv]
ene-21	7.664.719	3.463	2.320
feb-21	7.469.135	2.746	1.840
mar-21	8.242.972	2.815	1.886
abr-21	7.083.983	3.274	2.194
may-21	8.041.971	3.913	2.622
jun-21	7.930.604	3.229	2.163
jul-21	7.992.853	2.623	1.757
ago-21	7.990.189	2.143	1.436
sept-21	7.725.804	2.354	1.577
oct-21	6.961.343	1.789	1.198
nov-21	4.568.257	1.345	901
dic-21	7.443.353	1.795	1.203

Fuente: Informes periódicos de análisis de agua de refrigeración (Suez).

f) **Coker**

ERA posee una planta de Coquificación (Coker) de tipo coquificación retardada, las cuales poseen operación semi batch. Las fuentes hornos y antorcha de la planta coker se consideraron en los capítulos anteriores.



Las emisiones atmosféricas consideradas en esta sección guardan relación con los distintos tipos de operación de la coquización y el manejo del producto, y no solamente las emisiones producidas en la planta de coker.

Tabla 15. Fuente de emisiones fugitivas registrada planta Coker.

TAG	Descripción	N° Registro RETC	Ubicación	Nivel de actividad 2021	Unidad
Coker	Planta coque	PS001022-9	Concón	221.272	ton coque

Se destacan los siguientes tipos de operación:

1. Operación semi estacionaria de llenado de tambores de coque.
2. *Decoking*, etapa que incluye el venteo y despresurización de tambores, drenaje de agua de enfriamiento, apertura de tambores y cortado de coque.
3. Manejo del coque, que involucra operaciones de carga, descarga y acopio del material.

En las operaciones de manejo de coque se producen principalmente emisiones de MP, según lo establecido por Emissions Estimation Protocols for Petroleum Refineries, 2015, Sección 5.3.

Tabla 16. Actividad planta Coker 2021

Mes	Producción [ton]	Humedad coque [% m/m]	Velocidad del viento [m/s]
ene-21	24.974	8,2	2,7
feb-21	24.458	7,8	2,4
mar-21	28.218	8,0	2,3
abr-21	11.503	8,1	2,2
may-21	23.786	8,1	2,3
jun-21	23.992	8,1	2,2
jul-21	24.123	8,1	2,4
ago-21	23.648	8,2	2,1
sept-21	27.201	8,1	2,7
oct-21	8.855	8,3	2,6
nov-21	0	8,3	2,8
dic-21	0	8,3	2,8

g) **Combustor de patio de carga**

En el Patio de Carga de ENAP Refinería Aconcagua se realiza el carguío de camiones con diversos productos de la refinería. En la siguiente tabla se muestran las fuentes emisoras registradas en RETC:

Tabla 17. Fuentes de emisiones patio de carga

TAG	Descripción	N° Registro RETC	Ubicación	Nivel de actividad 2021	Unidad
Patio de carga	Patio de carga	PS000991-3(*)	Concón	-	-
Combustor	Combustor	PC000697-6	Concón	6,6	Ton LPG

(*) Ver en patio de carga la metodología (emite COV).

En el patio de carga también existen emisiones asociadas a la fuente PS000991-3, que es el patio de carga propiamente tal. Las emisiones en el patio de carga corresponden principalmente a COV liberados por la evaporación de líquidos refinados de alta volatilidad durante el periodo de carga (US-EPA AP-42, Capítulo 5, Sección 2). Parte de la evaporación de líquidos orgánicos es colectada por el sistema de captación de vapores, el que envía estos vapores a un combustor. A su vez, este combustor también se considera una fuente emisiones de MP, SO₂, NOx.

Combustor:



Las emisiones del combustor son las generadas por la quema constante de LPG para mantención de llama piloto y las generadas por la quema de los vapores colectados. Las emisiones de la quema de vapores y LPG se estiman a partir de los factores disponibles en AP-42 para combustión de butano y combustión de propano. Se considerará que el LPG disponible utilizado para la llama piloto es 50% de butano y propano, teniéndose como factores de emisión los valores promedios volumétricos entre FE de butano y propano (Ver Tabla con datos calculados).

La referencia es la AP-42 Cap 1.5, tabla 1.5-1. Se usan factores de butano para representar los vapores orgánicos del Patio de Carga, mientras que. Para el LPG, se usa una suma ponderada de los factores de propano y butanos disponibles en la misma tabla referencia para representar la mezcla.

h) Grupos electrógenos

ENAP Refinería Aconcagua cuenta con seis grupos electrógenos ubicados en Concón los cuales utilizan como combustible diésel. Estos se presentan en la Tabla:

Tabla 18. Grupos electrógenos de ERA

TAG	Descripción	N° Registro RETC	Ubicación	Nivel de actividad 2021	Unidad
J-299	Grupo electrógeno	EL004533-1	Concón	0	kWh
J-298	Grupo electrógeno	EL004550-1	Concón	1.034	kWh
GE-Alquilación	Grupo electrógeno	EL026326-5	Concón	0	kWh
GE-Coker	Grupo electrógeno	EL026330-3	Concón	0	kWh
GE-Sala de Control	Grupo electrógeno	EL026335-4	Concón	0	kWh
G5002	Grupo electrógeno	EL004645-1	Quintero	91.951	kWh
10BDV10	GE respaldo (EDG)	EL036853-9	Cogeneradora Concón	1.595.216	kWh
10BDV20	GE Black Start (BS)	EL036854-7	Cogeneradora Concón	315.895	kWh

i) Turbina

ENAP Refinería Aconcagua cuenta con una turbina que funciona utilizando kerojet como combustible, la cual no opera de forma continua durante el año. Esta no posee quemadores con control de emisiones de NOx.

Tabla 19. Fuente emisora Turbina ERA

TAG	Descripción	N° Registro RETC	Ubicación	Nivel de actividad 2021	Unidad
J-236	Turbina	PC003440-1	Concón	11,5	m ³ kerojet

j) Planta de ácido sulfúrico

El proceso de Alquilación de Refinería, genera Alquilato para la producción de gasolinas de alto octanaje. Esta unidad utiliza como catalizador ácido sulfúrico fresco al 99,2%, generando ácido gastado a aproximadamente el 90%. La planta SAR (Sulfuric Acid Regeneration) procesa este ácido gastado para regenerarlo y volver su concentración al 99,2%.





Figura: Esquema Unidad de Regeneración de Ácido y Alquilación

Las metodologías propuestas son: Balance de materia, para emisiones de SO₂, la metodología fue obtenida de US-EPA, AP-42, Sección 8.10 “Sulfuric Acid”, 1993.

Para las plantas de ácido sulfúrico, las emisiones más importantes son las de SO₂, según lo establecido por US-EPA, AP-42, Capítulo 8, sección 10, “Sulfuric Acid”, 1993. En la Tabla se muestran los datos de fuente emisora registrada en ventanilla única RETC de ERA.

Tabla 20. Registro RETC para Planta de Ácido

TAG	Descripción	N° Registro RETC	Ubicación	Nivel de actividad 2021	Unidad
B-1981	Chimenea planta de ácido	PC002238-6	Concón	14.376	ton H ₂ SO ₄

k) Unidad cogeneradora

Cogeneradora Aconcagua es una instalación de producción combinada de vapor y electricidad mediante la combustión de gas natural, consistente en una turbina de gas para generar electricidad y una caldera recuperación de calor (HRSG) para la producción de vapor.

El objeto principal de esta instalación es suministrar electricidad y vapor para atender las demandas al respecto de la Refinería Aconcagua. Igualmente, podrá proveer electricidad al Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

El gas natural es quemado en la turbina de gas produciendo electricidad. Los gases de combustión de escape de la turbina, en condiciones normales de funcionamiento, se conducen a la caldera de recuperación de calor, donde ceden parte de su energía térmica a un circuito de agua en el interior de la caldera, transformando el agua en vapor. Tras el paso por la caldera, los gases son emitidos a la atmósfera por una chimenea asociada a dicha caldera.

Mientras no se aplique la metodología mediante el uso de CEMS, se utilizará la metodología aprobada por la SMA según Res. Exenta N°1134/2022 y previo a ello con Res. Exenta N°1459/2017, para la Cuantificación de Emisiones en el Marco de la Ley 20.780.

Tabla 21. Caldera y turbina de Central combinada ERA

TAG	Descripción	N° Registro RETC	Ubicación	Nivel de actividad 2021	Unidad
11HA10	Caldera Recuperadora de calor (HRSG)	IN003466-5	Cogeneradora, Concón	13.516	kSm ³ Gas Natural
11MB	Turbina	PC003861-K	Cogeneradora, Concón	121.640	kSm ³ Gas Natural

Se consideran las condiciones estándar de presión y temperatura de 1 atm y 68°F (20°C), según lo señalado en el documento “Emission Factor Documentation For Ap-42 Section 1.4 Natural Gas Combustion” de la US-EPA.

Los consumos de combustible para el intervalo i-ésimo, se obtienen desde el sistema PI, kSm³. Los poderes caloríficos desde registros de proveedores de gas natural.



• **Anexo 4: Factores 2021, utilizados para las fuentes emisoras de ERA Concón, ERA Quintero y Cogeneradora Aconcagua que emiten MP, NOx y/o SO₂**

La estimación de emisiones, enviada por el titular, se agrupa según tipología de fuente; por lo tanto, se incluye los factores para las fuentes de ERA-Concón, ERA-Quintero y Central Combinada ERA. Los distintos tipos de fuentes que presentan metodologías son:

- a) Calderas y Hornos
- b) Cracking catalítico
- c) Unidad recuperadora de azufre
- d) Antorchas
- e) Torres de enfriamiento
- f) Coker
- g) Combustor de patio de carga
- h) Grupos electrógenos
- i) Turbina
- j) Planta de ácido sulfúrico
- k) Unidad cogeneradora

a) Calderas y Hornos

Combustibles: Los combustibles utilizados son (1) Gas natural o (2) Fuel gas. El gas natural es suministrado a ERA por medio de un proveedor externo, mientras que el fuel gas es de composición variable en el tiempo y proviene desde un único equipo homogeneizador F-620 al que ingresan gas natural y gas de refinería. A la salida de F-620 se encuentra un cromatógrafo en línea y un flujómetro de combustible, los que reportan sus lecturas a través del sistema de datos PI.

• **Factores:**

Se utiliza la metodología aprobada por la SMA, según Res. Exenta N°1297- 2016, para la Cuantificación de Emisiones de Fuentes Fijas Afectas a Impuestos Verdes, basada en factores de emisión y balance de materia; previo a la aplicación de metodología mediante CEMS exigidas por el PPDA para las calderas.

Para la correcta aplicación de la metodología de factores de emisión, se debe aplicar corrección por razón de poderes caloríficos de los distintos combustibles como lo recomienda AP-42 en Tabla 1.4-1, literal “a”.

Para las metodologías de balance de combustible gaseoso (calderas, hornos y unidades de recuperación de azufre), se consideran las condiciones estándar de presión y temperatura de 1 atm y 68º F (20ºC), según lo señalado en el documento “Emission Factor Documentation For Ap-42 Section 1.4 Natural Gas Combustion” de la US-EPA.

Tabla 22. Factores de emisión para combustión de gas natural en hornos y calderas¹²

Contaminante	FE original	Unidades	Factor convertido ton/kSm ³	Calidad del factor	Referencia
NOx ¹³	100	lb/ 10 ⁶ scf	0,0016	B	US-EPA AP42 1.4
NOx ¹⁴	280	lb/ 10 ⁶ scf	0,0045	A	

¹² The emission factors in this table may be converted to other natural gas heating values by multiplying the given emission factor by the ratio of the specified heating value to this average heating value.

¹³ Para calderas u hornos con potencia menor a 100 Mmbtu/h. Si se dispone de quemadores con control de NO₂, este factor se reduce al 50%, con factor de calidad D. Extraído desde US-EPA AP-42 1.4 “Natural Gas Combustion”.

¹⁴ Para calderas u hornos con potencia mayor a 100 Mmbtu/h. Si se dispone de quemadores con control de NO₂, este factor se reduce al 50%, con factor de calidad D. Extraído desde US-EPA AP-42 1.4 “Natural Gas Combustion”.



MP	7,6	lb/ 10 ⁶ scf	0,00012	D
SO ₂ (*)	0,6	lb/ 10 ⁶ scf	9,61E06	A

(*) Las fuentes que cambian metodología de SO₂ son: B-130, B-51, B-52, B-651, B-652, B-301, B-302, B-371, B-372, B-471, B-472, B-1201, B-1202, B-1701, B-1801A, B-1801B, B-751, B-801, B-190, todas a partir de enero 2021 (C_{H2S} vol de fuel gas de Coker, se obtiene de dato de Laboratorio ERA, desde el punto P3001_H2S.CV. En el caso de la concentración de H₂S de F-620, se obtiene de Laboratorio ERA, del punto H₂S_F620_ppm.B y se encuentra como concentración en peso (Informado en carta conductora N°12/2022))

Para calcular las emisiones de SO₂ de hornos de proceso y calderas se usa balance de materia en línea con la metodología “Rank 3a” para combustión en fuentes estacionarias descrita en la sección 4 del documento “Emissions Estimation Protocol for Petroleum Refineries”. Versión 3, 2015 de la US-EPA, la cual considera que todo el azufre contenido en el combustible se convierte en SO₂ y es emitido al ambiente. Este factor es equivalente al de impuesto verde.

Las emisiones de MP de los hornos del Complejo Industrial Coker (RCA 159/2003), es decir, los hornos B-1801A/B y B-3001, son cuantificadas mediante factores de emisión determinados a partir de monitoreos de emisiones anteriores. Los factores de emisión son los siguientes:

Tabla 23. Factores de emisión de MP hornos de complejo industrial coker, año 2021

Tag	Emisión muestra o medición (kg/h)	FE	Unidades	Fecha análisis	Calidad del factor
B-1801A	0,146	0,00027	ton/kSm ³	10-02-2021	Análisis Isocinético IMFF 036-21
B-1801A	0,08	0,00014	ton/kSm ³	17-08-2021	Análisis Isocinético IMFF 237-21
B-1801B	0,244	0,00035	ton/kSm ³	09-02-2021	Análisis Isocinético IMFF 037-21
B-1801B	0,06	0,00007	ton/kSm ³	18-08-2021	Análisis Isocinético IMFF 238-21
B-3001	0,48	0,00014	ton/kSm ³	04-02-2021	Análisis Isocinético IMFF 030-21
B-3001	0,10	0,00003	ton/kSm ³	13-08-2021	Análisis Isocinético IMFF 236-21

b) Cracking catalítico

Se identifican las fuentes tipo cracking catalítico, y su factor de emisiones. En el caso de las emisiones de MP, NO_x desde la unidad de FCC serán cuantificadas de acuerdo con lo indicado en el enunciado “f)” del artículo 17 del PPDA N°105/2018, siendo determinadas mediante el uso de un factor de emisión determinado mediante el monitoreo semestral disponible.

Mientras no se cuente con CEMS validado, para cuantificar las emisiones de MP y NO_x en base monitoreo puntual de emisiones, se propone aumentar la frecuencia de semestral a trimestral.

Respecto del Monitoreo continuo de emisiones en Cracking para el parámetro NO_x, el titular deberá dar cumplimiento a lo establecido en la letra f) del Plan, en vista del Ordinario N°205288/2020 del MMA, que establece que el monitoreo continuo de emisiones en el Cracking aplica a todos los parámetros regulados (MP, SO₂, y NO_x, más caudal).



Tabla 24. Factores de emisión cracking catalítico año 2021

Contaminante	Emisión muestra o medición (kg/h)	FE	Unidades	Fecha análisis	Calidad del factor (*)
MP	42,07	0,241	kg/m ³	02-02-2021	Análisis Isocinético IMFF 028-21
MP	73,18	0,546	kg/m ³	06-05-2021	Análisis Isocinético IMFF 131-21
MP	141,15	1,057	kg/m ³	21-07-2021	Análisis Isocinético IMFF 216-21
NOx	8,572	0,049	kg/m ³	03-02-2021	Análisis Isocinético IMFF 029-21
NOx	16,94	0,145	kg/m ³	15-05-2021	Análisis Isocinético IMFF 132-21
NOx	9,61	0,064	kg/m ³	19-08-2021	Análisis Isocinético IMFF 239-21
NOx	13,53	0,087	kg/m ³	14-10-2021	Análisis Isocinético IMFF 317-21
SO ₂	60,25	0,342	kg/m ³	03-02-2021	Análisis Isocinético IMFF 029-21

En el periodo en que las unidades no cuenten con su CEMS validado respectivo, se cuantificarán sus emisiones con factor de emisión propio en base al monitoreo puntual de emisiones. La frecuencia de los monitoreos será trimestral, de acuerdo con lo indicado en carta ENAP N° 109 de fecha 6 de agosto de 2020, en la letra a), "se incrementará la frecuencia de las mediciones isocinéticas en las Unidades Recuperadoras de Azufre (URAs) y Cracking Catalítico (FCC) de semestral a trimestral, para caudal, gases y material particulado."

De acuerdo con esto, se genera factor de emisión propio para SO₂, en base al monitoreo, según: $FE_p = E_{medición} / NA_{medición}$

Donde:

FE_p: factor de emisión propio para cada unidad

E_{medición}: emisión medida en kg SO₂/h durante el muestreo de emisiones

NA_{medición}: nivel de actividad durante el muestreo de emisiones, igual a la carga a la Unidad para FCCU.

Para la estimación de sus emisiones, se utilizará el factor de emisión propio según:

$$E_{SO_2} = FE_p * NA$$

Donde,

E_{MP}: emisión de SO₂ del periodo calculado

NA: nivel de actividad, igual a la producción de azufre del periodo calculado para la carga a la Unidad para FCCU

Por lo tanto, se propone en base monitoreo puntual de emisiones aumentar la frecuencia de semestral a trimestral, mientras las Unidades no cuenten con su respectivo CEMS validado de SO₂.

Las emisiones de MP y SO₂ son cuantificadas mediante factores de emisión antes de la validación del CEMS, posterior a esa fecha, inicia el periodo de datos válidos obtenidos desde CEMS al concluirse los ensayos de validación del CEMS.

El cálculo de emisiones de SO₂ desde la unidad de FCC se realiza mediante las mediciones obtenidas desde los CEMS a partir del 30 de marzo de 2021. Por otra parte, el cálculo de emisiones de MP se realiza mediante las mediciones desde los CEMS a partir del 14 de julio de 2021 debido a que en esa fecha se comenzaron a obtener datos validados.

c) Unidad recuperadora de azufre

Se identifican los siguientes factores de cálculo de emisiones:

Tabla 25. Factores de emisión para URAS 1 y 2

Contaminante	FE original	Unidades	Factor convertido	Unidad	Calidad del factor
MP (a)	7,6	lb/ 10 ⁶ scf	0,0045	ton/kSm ³	D
NOx (b)	0,22	lb/ tonS	0,00011	ton/tonS	-

a: Factor usado también en sección Hornos y Calderas. Extraído de US-EPA AP-42 Sección 1.4.

b: Factor de emisión extraído de US-EPA AP-42, Tabla 8.13-2.



Tabla 26. Factores de emisión año 2021

URA	Contaminante	Emisión muestra o medición (kg/h)	FE	Unidades	Fecha análisis	Calidad del factor
URA 1	SO ₂	24,39	0.050	ton/tonS	16-02-2021	Análisis Isocinético IMFF 042-21
URA 1	SO ₂	59,59	0.086	ton/tonS	04-05-2021	Análisis Isocinético IMFF 128-21
URA 2	SO ₂	10,96	0.013	ton/tonS	08-02-2021	Análisis Isocinético IMFF 035-21

Unidad Recuperadora de Azufre 3 (URA 3)

Se propone e indica factor de emisión de acuerdo con muestreo puntual de emisiones semestral, según el requerimiento de la Res. Ex. 20200510179/2020 del Servicio de Evaluación Ambiental de la Región de Valparaíso, que Resuelve Solicitud de Dictación de Resolución que Establezca Frecuencia, Lugar y Metodología para Mediciones Isocinéticas de Material Particulado (Res. Ex. 20200510179/2020).

La Res. Ex. 20200510179, de fecha 3 de julio de 2020 del SEA, establece en su considerando 21, letra h: “Otras consideraciones: Téngase presente que, los resultados de los monitoreos isocinéticos deberán ser proporcionados en los próximos procesos de declaración de emisiones de las fuentes fijas involucradas conforme a lo establecido en el D.S. N° 138/2005 del Ministerio de Salud, Establece Obligación de Declarar Emisiones que Indica.”, indicando que para las fuentes URA 3, B-3001, B-1801A y B-1801B, se deben cuantificar sus emisiones a partir de los monitoreos de emisiones semestrales realizados.

De acuerdo con esto, se generan factores de emisión propios, en base al último monitoreo de emisiones de cada fuente, según: $FE_p = E_{medición} / NA_{medición}$

Donde,

FE_p: Factor de emisión para cada fuente

E_{medición}: Emisión medida en kg/h durante el muestreo isocinético

NA_{medición}: Nivel de actividad para la fuente de emisión durante el muestreo isocinético. Para hornos B-1801A, B-1801B y B-3001 corresponde al consumo de combustible en kSm³/h, para URA 3 corresponde a la producción de azufre en ton/h.

De acuerdo a la carta N°109 de 6 de agosto de 2020, ingresada por el titular, en respuesta al requerimiento de información Res. Ex. N°71/SMA, de 23 de julio de 2020, asociado a la implementación y validación de los sistemas de monitoreo continuo de las unidades recuperadoras de azufre; si bien el titular no entrega una propuesta para el MP, se hace presente, que esta fue incluida en el complemento de carta N°138, de fecha 26 de octubre de 2020, incluyendo como se realizará las estimaciones de emisiones de MP.

Se propone en base monitoreo puntual de emisiones aumentar la frecuencia a trimestral, mientras las Unidades no cuenten con su respectivo CEMS validado de SO₂.

Tabla 27. Factores de emisión año 2021

URA	Contaminante	Emisión muestra o medición (kg/h)	FE	Unidades	Fecha análisis	Calidad del factor
URA 3	MP	0,077	0.0001	ton/tonS	18-02-2021	Análisis Isocinético IMFF 044-21
URA 3	SO ₂	15,52	0.017	ton/tonS	17-02-2021	Análisis Isocinético IMFF 045-21
URA 3	MP	0.06	0.0001	ton/tonS	12-08-2021	Análisis Isocinético IMFF 235-21

De acuerdo con lo presentado por el titular, y según se da cuenta la tablas, se constata que el titular incrementó la frecuencia de los muestreos y mediciones establecida en el PPDA (semestral), en tanto no se validaran los CEMS, a frecuencia trimestral, según lo comprometido en Carta 109/2020, de fecha 06 de agosto de 2020. Lo anterior según fue informado se adoptó como medida ante la imposibilidad técnica y administrativa de implementación de los CEMS en el plazo establecido por el PPDA.



Para el cálculo de emisiones de SO₂ desde las unidades de URA 1, URA 2 y URA 3 se utilizan las mediciones desde los CEMS a partir del 21 de mayo de 2021, 06 de marzo de 2021 y 01 de marzo de 2021, fechas en que se comenzaron a tener datos validados respectivamente.

d) **Antorchas**

ENAP Refinería Aconcagua cuenta con tres antorchas en Concón. Los factores se presentan en la siguiente tabla: Para el cálculo de estos parámetros de MP y NOx, se usa la ecuación en conjunto con los siguientes factores:

Tabla 28. Factores de emisión base energética para antorchas

Contaminante	EFI	Calidad del factor	Unidades	Referencia (*)
MP	~0		lb/MMBtu	EEPR, 2015, Tabla 6-3
NOx	0,068	B	lb/MMBtu	EEPR, 2015, Tabla 6-2

(*) Emissions Estimation Protocol for Petroleum Refineries

La ecuación de cálculo es:

$$A_i(\text{TJ}/\text{periodo}) = (1/10^6) \cdot \sum_{k=1}^N (Q_{GN,k} \cdot PCI_{GN,k} + Q_{FG,k} \cdot PCI_{FG,k}) \quad (*)$$

A_i: Actividad de flujo energético de antorcha.

Q_{GN,k}: Volumen totalizado de gas natural consumido en la antorcha dada para el mes “k”, kSm³.

Q_{FG,k}: Volumen totalizado de *fuel gas* consumido en la antorcha dada para el mes “k”, kSm³.

PCI_{GN,k}: Poder calorífico inferior del gas natural para el mes “k”, desde registros mensuales de Electrogas, kJ/Sm³.

PCI_{FG,k}: Poder calorífico inferior del *fuel gas* para el mes “k”, desde sistema PI, kJ/Sm³.

1/10⁶: Factor de conversión de MJ a TJ.

- **SO₂:**

Para el cálculo de las emisiones de SO₂ se emplea procedimiento análogo al de los hornos y calderas, considerando de forma conjunta el aporte de gas natural y del fuel gas.

$$Em_{SO_2} = Q_{GN} \cdot 2 \cdot A_{zGN} \cdot |10^{-6} \text{ ton/g}| + (64,1 \cdot 10^{-6}/24,055) \cdot Q_{FG} \cdot C_{H_2S,FG} \cdot |10^{-3} \text{ ton/kg}|$$

Dónde:

Em_{SO₂}: Emisiones de SO₂, ton/mes.

Q_{GN}: Flujo totalizado de gas natural y fuel gas para un mes determinado, respectivamente.

C_{H₂S}: Concentración azufre en fuel gas en el intervalo “i”, desde sistema de datos PI, ppmv.

A_{zGN}: Concentración de azufre en gas natural, desde reportes mensuales, g/Sm³.

64,1: Masa molar SO₂, kg/kgmol.

24,05: Volumen molar en condiciones estándar, 68°F y 1 atm, Sm³/kgmol.

e) **Torres de enfriamiento**

ENAP Refinería Aconcagua cuenta con un circuito cerrado de refrigeración que incluye torre de enfriamiento de flujo inducido.

En las torres de enfriamiento de la refinería se considera solamente las emisiones de MP y COV, respaldado por las referencias consultadas, según lo señalado en la propuesta. Respecto a las emisiones de MP, se utiliza un cálculo estimativo en base a pérdidas aéreas, según siguiente tabla:



Tabla 29. Factores de emisión para torres de enfriamiento

Contaminante	FE	Unidades	FE	Unidades	Referencia
MP10		Véase Metodología Rank 5 para cálculo de emisiones MP			EEPPR, 2015

Factor para circuito de refrigeración con emisiones controladas.

Factores en base a flujo de agua circulante, valor que puede obtenerse desde sistema de datos PI.

La metodología Rank 5 para torres de enfriamiento usan factores de emisión desde P-42 (U.S. EPA, 1995^a; Sections 5.1 and 13.4).

Metodología Rank 5 para cálculo de emisiones MP:

Las emisiones de MP considera la utilización de la metodología “Rank 5” para Torres de Enfriamiento, descrita en el reporte RTI, US-EPA “Emissions Estimation Protocol for Petroleum Refineries”, 2015. El ajuste del cálculo de emisiones de MP se realiza utilizando la información del análisis de conductividad. En las partes de la ecuación donde es necesario ingresar promedios, se utilizarán los promedios con intervalos de longitud de un mes:

$$E_{PM} = EF_{drift} \cdot Wtfrac{TDS} \cdot Flow_{CW} \cdot 60(min/hr) \cdot H_{periodo} \cdot (1ton/2000 lb)$$

Dónde:

E_{PM} : Emisiones de PM para un intervalo dado, short ton.

EF_{drift} : Factor de pérdidas aéreas, 1700 lb/Mmgal para torres de tiro inducido.

$Wtfrac{TDS}$: Fracción másica de sólidos disueltos totales, TDS/10⁶, adimensional.

$H_{(periodo)}$: Número de horas periodo para el cual se tiene medición de TDS.

$Flow_{CW}$: Flujo de agua de refrigeración, desde sistema de datos PI, gal/min.

$$TDS = Cond \cdot Corr$$

TDS : Total de sólidos disueltos, ppmw.

$Cond$: Conductividad del agua, obtenida desde análisis periódicos, uS/cm

f) Coker

ERA posee una planta de Coquificación (Coker) de tipo coquificación retardada, las cuales poseen operación semi batch. Las fuentes hornos y antorcha de la planta coker se consideraron en los capítulos anteriores.

Las emisiones atmosféricas consideradas en esta sección guardan relación con los distintos tipos de operación de la coquización y el manejo del producto, y no solamente las emisiones producidas en la planta de coker.

Se destacan los siguientes tipos de operación:

- Operación semi estacionaria de llenado de tambores de coque.
- *Decoking*, etapa que incluye el venteo y despresurización de tambores, drenaje de agua de enfriamiento, apertura de tambores y cortado de coque.
- Manejo del coque, que involucra operaciones de carga, descarga y acopio del material.

En las operaciones de manejo de coque se producen principalmente emisiones de MP, según lo establecido por Emissions Estimation Protocols for Petroleum Refineries, 2015, Sección 5.3.

Decoking:

- **MP:**



Las emisiones se calculan mediante un factor de emisión dependiente de información meteorológica, por lo que las emisiones para un periodo dado se calculan como a la suma de las emisiones de los intervalos correspondientes. El factor de emisiones para un intervalo se calcula como:

$$FE_{MP}^{pila} = 1,8 U$$

Dónde:

FE_{MP}^{pila} : Factor de emisión de MP para una pila expuesta de carbón, kg/Ha/h.

U: Velocidad promedio del viento, desde estación meteorológica Concón (Datos PI), m/s.

Las emisiones se calculan para un intervalo mediante la ecuación:

$$Em_{MP} = FE_{MP}^{pila} \cdot \text{Área} \cdot t_{exp}$$

Dónde:

Em_{MP} : Emisiones MP de una pila expuesta para un intervalo dado, kg.

Área: Área expuesta de la pila, considerada como 0,0204 Ha.

t_{exp} : Tiempo exposición de la pila, para un intervalo de tiempo dado, considerado como razón de 3h por día.

Manejo de coque:

- MP

ENAP Refinería Aconcagua posee dos ubicaciones de acopio de coque: (1) Una pila expuesta de coque y (2) un domo de almacenamiento, ambos unidos por una correa transportadora que envía coque al domo. Para las emisiones de pila expuesta, existen metodologías establecidas US-EPA, mientras que, para el domo, se realiza una aproximación simple en base a la metodología de pilas.

Para la estimación de emisiones de MP debidas a la carga, descarga y acopio de coque se emplea la ecuación 1 de US-EPA AP-42, sección 13.2.4., según lo recomendado en el documento Emissions Estimation Protocols for Petroleum Refineries, 2015, secciones 5.3 y 10. La ecuación se presenta a continuación:

$$FE_{MP}^{pila} = 0,0016 \cdot k \cdot [(U/2,2)^{1,3} / (Hum/2)^{1,4}]$$

Dónde:

FE_{MP}^{pila} : Factor de emisión de MP para la carga, descarga y acopio de coque, kg por cada Mg almacenado en una pila de acopio expuesta.

K: Factor asociado a tamaño, 0,74 para partículas con tamaño menor a 30µm.

U: Velocidad promedio del viento, desde estación meteorológica Concón, m/s.

Hum: Humedad del material, desde sistema de datos PI, %.

Una vez obtenido factor, la emisión de MP se calcula según el documento de US-EPA AP-42, sección 13.2.4 Emissions Estimation Protocols for Petroleum Refineries, 2015, secciones 5.3 y 10.

Domo de almacenamiento:

- MP

Adicionalmente a la pila de coque, ENAP Refinería Aconcagua cuenta con un domo de almacenamiento de coque, cuyas emisiones de MP se calculan como las de una pila, considerando un abatimiento de un 99% producto del confinamiento.

$$FE_{MP}^{domo} = FE_{MP}^{pila} \cdot (1 - eff/100)$$



FE_{MP}^{domo} : Factor de emisión de MP para la carga, descarga y acopio de coque, kg por cada Mg almacenado en un domo de almacenamiento de coque.

FE_{MP}^{pila} : Factor de emisión de MP para la carga, descarga y acopio de coque, kg por cada Mg almacenado en una pila de acopio expuesta.

eff : Eficiencia de abatimiento de emisiones MP de domo, respecto a una pila expuesta, considerada como 99% (constante).

Una vez obtenido factor, la emisión de MP se calcula según lo recomendado en el documento de US-EPA AP-42, sección 13.2.4. Emissions Estimation Protocols for Petroleum Refineries, 2015, secciones 5.3 y 10.

g) **Combustor de patio de carga**

En el Patio de Carga de ENAP Refinería Aconcagua se realiza el carguío de camiones con diversos productos de la refinería. En la siguiente tabla se muestran las fuentes emisoras registradas en RETC:

Tabla 30. Fuentes de emisiones patio de carga.

N° Registro RETC	Descripción	Ubicación
PS000991-3(*)	Patio de carga	Concón
PC000697-6	Combustor	Concón

(*) Ver en patio de carga la metodología.

En el patio de carga también existen emisiones asociadas a la fuente PS000991-3, que es el patio de carga propiamente tal. Las emisiones en el patio de carga corresponden principalmente a COV liberados por la evaporación de líquidos refinados de alta volatilidad durante el periodo de carga (US-EPA AP-42, Capítulo 5, Sección 2). Parte de la evaporación de líquidos orgánicos es colectada por el sistema de captación de vapores, el que envía estos vapores a un combustor. A su vez, este combustor también se considera una fuente emisiones de MP, SO₂, NO_x.

Combustor:

Las emisiones del combustor son las generadas por la quema constante de LPG para mantención de llama piloto y las generadas por la quema de los vapores colectados. Las emisiones de la quema de vapores y LPG se estiman a partir de los factores disponibles en AP-42 para combustión de butano y combustión de propano. Se considerará que el LPG disponible utilizado para la llama piloto es 50% de butano y propano, teniéndose como factores de emisión los valores promedios volumétricos entre FE de butano y propano (Ver Tabla con datos calculados).

La referencia es la AP-42 Cap 1.5, tabla 1.5-1. Se usan factores de butano para representar los vapores orgánicos del Patio de Carga, mientras que. Para el LPG, se usa una suma ponderada de los factores de propano y butanos disponibles en la misma tabla referencia para representar la mezcla.

Por lo tanto, las emisiones del combustor serán calculadas con las siguientes ecuaciones:

$$E = m_{LPG} \cdot FE_{LPG} + m_{vap} \cdot FE_{vap}$$

$$m_{vap} = (eff/100) \cdot \Sigma Vi$$

Dónde:

E: Emisiones combustor, kg/periodo.

FE_{vap}: Factor de emisiones para quema de vapores patio, kg/kg.

FE_{LPG}: Factor de emisiones para la combustión de LPG, kg/m³.

m_{vap}: Flujo de vapores al combustor, desde cálculos previos, kg.

m_{LPG}: Flujo totalizado de LPG para llama piloto en el periodo de estudio, se usa flujo de diseño de 18 kg/d.



eff: Eficiencia del sistema de captación de vapores, considerado como 70%. La eficiencia del 70% corresponde al valor conservador informado por la EPA en el capítulo 5 sección 5.2 "Transportation And Marketing Of Petroleum Liquids", página 5.2 6.

Los vapores de compuestos orgánicos totales se calculan como:

$$V_i = L_{Li} \cdot Q_i$$

V_i : Generación de vapores orgánicos asociada a la carga del producto "i", kg.

Q_i : Volumen de producto "i" cargado, m³.

Los factores L_L permiten el cálculo de emisiones de vapores fugitivos de los distintos productos que se cargan. Los valores de L_L se muestran en la siguiente Tabla.

Tabla 31. Factores L_L refinados en patio de cargas

Producto	Equivalencia US-EPA	Tipo de Carga	S	P (psia)	M (lb/lbmol)	L_L (lb/10 ³ gal)
Gasolina 97 RP	Gasoline RVP 10	Bottom loading	0,5	5,2	66	4,11
Gasolina 93 RP	Gasoline RVP 10	Bottom loading	0,5	5,2	66	4,11
Aguarrás Mineral	Jet Kerosene	Bottom loading	0,5	0,01	130	0,013
Kerosene	Jet Kerosene	Bottom loading	0,5	0,01	130	0,013
Xileno Industrial	Xylene (-m)	Bottom loading	0,5	0,13	106	0,165
Diesel A-1	Distillate Fuel N° 2	Bottom loading	0,5	0,0065	130	0,01
Pet. Comb. N°6 RP	Residual Oil N° 6	Top loading	1,45	0,00004	190	0,0003
Pet. Comb. N°6 RM	Residual Oil N° 6	Top loading	1,45	0,00004	190	0,0003

Presión de vapor reportada a temperatura de 520 °R.

A continuación, se señalan además los factores FE_{LPG} por parámetro:

Los factores a utilizar en ecuaciones anteriores son los siguiente:

Tabla 32. Factores de emisión combustión Butano y Propano en combustor y factor calculado

Contaminante	Factor original Butano(b), lb/10 ³ gal	Factor original Propano(b), lb/10 ³ gal	Factor Butano(c), kg/kg	Factor Propano(d), kg/kg	FE_{LPG} kg/kg
NOx	15	13	3,07E-03	3,10E-03	3,09E-03
MP total	0,8	0,7	1,65E-04	1,66E-04	4,80E-04
SO ₂	0,09S(a)	0,10S(a)	5,59E-05	4,36E-05	4,98E-05

(b): Datos extraídos desde US-EPA AP-42, Volumen I, Capítulo 1, sección 5, "Liquified Petroleum Gas Combustion". Calidad de factores "E". Cuando la referencia es otra, se especifica mediante un superíndice propio.

(c) y (d): Las densidades consideradas para propano y butano son de 507 y 579 kg/m³, respectivamente. Extraídas desde Apéndices AP-42, página A-6.

(a): Contenido de azufre en gas, gr/100 ft³. Para el cálculo de FE se considera el máximo contenido de azufre para propano y butano comercial de 150 ppm (NCh 72 Of. 99), es decir, S = 9,1.

h) Grupos electrógenos

ENAP Refinería Aconcagua cuenta con grupos electrógenos ubicados en Concón los cuales utilizan como combustible diésel.

Loa factores de emisión son:

Tabla 33: Factores de emisión de grupos electrógenos a diésel

Contaminante	FE original	Unidades	Factor convertido(b), ton/m ³	Calidad del factor	Referencia
MP10(a)	0,31	lb/Mmbtu	5,11E-03	D	US-EPA, AP42, Sec 3.3



NOx	4,41	lb/Mmbtu	7,26E-02	D	
SOx	0,29	lb/MMbtu	4,78E-03	D	US-EPA, AP42, Sec 3.3

(a): Considerado como factor de emisiones totales de MP

(b): Para las conversiones de unidades se utilizó: Densidad de diésel de 845 kg/m³ y calor de combustión de 137.000 btu/gal, ambos datos extraídos de Apéndices de AP-42.

Puesto que estos generadores eléctricos se utilizan en caso de emergencia, su consumo de combustible ocurre principalmente durante las pruebas de verificación del funcionamiento de los equipos. De esta manera, el consumo de combustible de los Grupos Electrógenos se determina en base al volumen de combustible cargado a cada equipo por el Operador, el cual lo registra manualmente.

i) Turbina

ENAP Refinería Aconcagua cuenta con una turbina que funciona utilizando kerojet como combustible, la cual no opera de forma continua durante el año. Esta no posee quemadores con control de emisiones de NOx.

Sus emisiones se estiman, de acuerdo con lo indicado en la propuesta metodológica para la Cuantificación de Emisiones de Fuentes Fijas Afectas a Impuestos Verdes, basada en factores de emisión y balance de materia, según la Res. Exenta N°1297/2016.

Los factores de emisión extraídos de US-EPA AP-42, Capítulo 3, Sección 1, Stationary Gas Turbines, se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 34: Factores de emisión Turbinas aplicable a ERA

Contaminante	FE original	Unidades	Calidad del factor
MP	0,012	lb/MMBtu	C
NOx	0,88	lb/MMBtu	C
SOx	1,01*S ¹⁵	lb/MMBtu	-

Referencia: US-EPA, AP-42, Sección 3.1

El suministro de combustible (kerojet) de la turbina a gas J-236 proviene del estanque T-255, el cual es de uso exclusivo. De esta manera, el Operador registra manualmente las alturas leídas desde el medidor de nivel, previa y posteriormente a que la turbina se pone en marcha. A partir de estos valores, según factor del estanque (volumen/altura), se calcula el consumo de combustible.

j) Planta de ácido sulfúrico

El proceso de Alquilación de Refinería, genera Alquilato para la producción de gasolinas de alto octanaje. Esta unidad utiliza como catalizador ácido sulfúrico fresco al 99,2%, generando ácido gastado a aproximadamente el 90%. La planta SAR (Sulfuric Acid Regeneration) procesa este ácido gastado para regenerarlo y volver su concentración al 99,2%.



Figura: Esquema Unidad de Regeneración de Ácido y Alquilación

Las metodologías propuestas son: Balance de materia, para emisiones de SO₂, la metodología fue obtenida de US-EPA, AP-42, Sección 8.10 "Sulfuric Acid", 1993.

¹⁵ Porcentaje de azufre se obtiene de análisis trimestral del combustible.



Para las plantas de ácido sulfúrico, las emisiones más importantes son las de SO₂, según lo establecido por US-EPA, AP-42, Capítulo 8, sección 10, "Sulfuric Acid", 1993. En la Tabla se muestran los datos de fuente emisora registrada en ventanilla única RETC de ERA.

En el caso de las emisiones de NOx y MP de la Planta, estas se estiman considerando que funciona como una fuente de combustión al quemar Fuel Gas (PC000238-6) en el horno de descomposición de ácido sulfúrico, por lo que su metodología de estimación de emisiones se presenta en 5.4.1. "a) Calderas Hornos". En el caso del SO₂ de la combustión también se encuentra en ese punto del informe, respecto de las emisiones de SO₂ de la planta de ácido que debe ser considerada se detalla a continuación:

Balance de materia para SO₂:

Las emisiones de la planta de ácido sulfúrico se producen por la ineficiencia en la conversión de dióxido de azufre a trióxido de azufre, durante el proceso de producción. La siguiente ecuación asume, por medio de un balance, que todo el azufre no reaccionado genera emisiones de SO₂:

$$E_{SO_2} = (64 / 98) \cdot (Prod H_2SO_4 / \eta) \cdot (100 - \eta)$$

Dónde:

E_{SO_2} : Emisiones de SO₂, ton/d.

η : Eficiencia de conversión de dióxido de azufre, desde datos de diseño 99,7%.

Prod H₂SO₄: Producción de ácido, desde sistema de datos PI, ton/d.

f_{grav} : Relación gravimétrica entre masas moleculares de los compuestos, en este caso, igual a 64/98.

k) Unidad cogeneradora

Cogeneradora Aconcagua es una instalación de producción combinada de vapor y electricidad mediante la combustión de gas natural, consistente en una turbina de gas para generar electricidad y una caldera recuperación de calor (HRSG) para la producción de vapor.

El objeto principal de esta instalación es suministrar electricidad y vapor para atender las demandas al respecto de la Refinería Aconcagua. Igualmente, podrá proveer electricidad al Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

El gas natural es quemado en la turbina de gas produciendo electricidad. Los gases de combustión de escape de la turbina, en condiciones normales de funcionamiento, se conducen a la caldera de recuperación de calor, donde ceden parte de su energía térmica a un circuito de agua en el interior de la caldera, transformando el agua en vapor. Tras el paso por la caldera, los gases son emitidos a la atmósfera por una chimenea asociada a dicha caldera.

Mientras no se aplique la metodología mediante el uso de CEMS, se utilizará la metodología aprobada por la SMA según Res. Exenta N°1134/2022 y previo ello con Res. Exenta N°1459/2017, para la Cuantificación de Emisiones en el Marco de la Ley 20.780.

Se consideran las condiciones estándar de presión y temperatura de 1 atm y 68°F (20°C), según lo señalado en el documento "Emission Factor Documentation For Ap-42 Section 1.4 Natural Gas Combustion" de la US-EPA.

Los consumos de combustible para el intervalo *i*-ésimo, se obtienen desde el sistema PI, kSm³. Los poderes caloríficos desde registros de proveedores de gas natural.

Tabla 35: Factores de emisión Caldera aplicable a ERA

Contaminante	FE original	Unidades	Factor convertido Ton/kSm ³	Calidad del factor	Referencia
MP	7,6	lb/ 10 ⁶ scf	-	-	Capítulo 1 AP-42 Tabla 1.4.2.



Para el cálculo de emisiones de NO_x y SO₂ de la Caldera y Turbina de la Cogeneradora se utilizan las mediciones desde los CEMS en reemplazo de la metodología de cálculo de emisiones mediante Factores de Emisión.

Tabla 36: Factores de emisión Turbina aplicable a ERA

Contaminante	FE original	Unidades	Factor convertido Ton/kSm ³	Calidad del factor	Referencia
MP10	6,60E-03	lb/MMBTU	2,84E-06	C	US-EPA, AP-42, Sección 3.1, Tabla 3.1-1
NO _x	9,90E-02	lb/MMBTU	4,26E-05	D	US-EPA, AP-42, Sección 3.1, Tabla 3.1-1
SO ₂	1,30E-03	Kg/m ³	-	-	-

