



Superintendencia del Medio Ambiente  
Gobierno de Chile

## INFORME TÉCNICO DE FISCALIZACIÓN AMBIENTAL

### MODIFICACIÓN DE METODOLOGIA DE CUANTIFICACIÓN DE EMISIONES ASOCIADA A ENAP REFINERÍAS ACONCAGUA (ERA) D.S. N°105/2018 MMA

REFINERIA ACONCAGUA – CONCON / TERMINAL MARITIMO DE QUINTERO ENAP

DFZ-2023-2416-V-PPDA

	Nombre	Firma
Aprobado	Juan Pablo Rodriguez	
Revisado	Maria 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.	Propuesta metodológica de estimación de emisiones.....	7
6.	CONCLUSIONES .....	15
7.	ANEXOS.....	16



## 1. RESUMEN

El presente documento da cuenta de los resultados de la actividad de fiscalización ambiental realizada por la Superintendencia del Medio Ambiente, a las unidades fiscalizables “REFINERIA DE PETROLEOS DE CONCÓN”, y “TERMINAL MARÍTIMO DE QUINTERO ENAP”, pertenecientes a ENAP Refinerías S.A, en el marco del cumplimiento del artículo 18 del D.S. 105/2018, del Ministerio el Medio Ambiente, que Aprueba el Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica (en adelante “PPDA CQP” o “Plan”) de las comunas de Concón, Quintero y Puchuncaví.

De acuerdo con el artículo 18 del PPDA CQP el titular debía presentar a la SMA una propuesta metodológica de estimación de emisiones para todo su establecimiento, considerando lo dispuesto en los artículos 16 y 17 del presente Plan. En dicho sentido, mediante la Resolución Exenta N°75, de fecha 15 de enero de 2021, de la Superintendencia (en adelante, “R.E. N°75/2021 SMA”) se aprobó la propuesta metodológica de ENAP Refinerías Aconcagua, que contempló i) la metodología de cuantificación de emisiones, en marco del artículo 18 del PPDA CQP, así como ii) la metodología de determinación de la eficiencia global de recuperación de Azufre, según lo dispuesto en el artículo 16. La señalada resolución posteriormente fue modificada mediante la Resolución Exenta N°912, de fecha 30 de mayo de 2023, de la Superintendencia (en adelante, “R.E. N°912/2023 SMA”), en atención a modificaciones propuestas por el titular, como da cuenta el expediente de fiscalización DFZ-2022-3138-V-PPDA.

El presente informe corresponde al examen de información de los antecedentes presentados por el titular , mediante carta Nº 255, de 2023, carta N°8 y N°33, ambas de 2024, entre otros, donde informó a la SMA la actualización de metodología de estimación de emisiones de ciertas fuentes en la Refinería Aconcagua, en específico señaló: reinicio de operación de unidad de Cracking Catalítico, con entrada en operación del sistema de abatimiento para las emisiones (Wet Gas Scrubber) y cambio de análisis para determinar el contenido de H<sub>2</sub>S de fuel gas en hornos de procesos.

La materia relevante objeto de la fiscalización corresponde a las emisiones atmosféricas, específicamente a la revisión de los cambios indicados por el titular del complejo industrial, y consideró la evaluación de las modificaciones informadas por el titular respecto de la forma de cuantificar emisiones de las fuentes señaladas anteriormente, realizando la verificación de la trazabilidad de la metodología. Al respecto, es posible establecer que las modificaciones a la metodología de cuantificación de emisiones establecidas en la Res. Ex. N°75/2021, se ajustan a los cambios tecnológicos implementados en cada una de las fuentes, especialmente el reinicio de operación de la unidad de Cracking Catalítico, con la entrada en operación de sistema de abatimiento WGS y cambio de análisis para determinar el contenido de H<sub>2</sub>S del fuel gas en hornos de procesos. De igual manera, el presente informe señala que la instalación y validación de CEMS, debe ajustarse a las instrucciones relativas a esta materia de la SMA.

Esto 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 examen de información, y no hubiera sido directamente percibido y/o constatado.



## 2. IDENTIFICACIÓN DE LA UNIDAD FISCALIZABLE

### 2.1. Antecedentes Generales

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



### 3. INSTRUMENTOS DE CARÁCTER AMBIENTAL FISCALIZADOS

Identificación de Instrumentos de Carácter Ambiental fiscalizados					
Nº	Tipo de instrumento	Nº/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	
Programada		Denuncia
		Autodenuncia
		De Oficio
	X	Otro
<b>Materia</b>	Metodología de estimación de emisiones da ENAP Refinerías Aconcagua.	



#### 4.2. Revisión documental

ID	Nombre del documento revisado	Origen/ Fuente	Observaciones
1	Se informa actualización respecto a la metodología de estimación de reinicio de operación de la unidad de Cracking Catalítico.	Carta conductora N°255/2023, de 16 de agosto de 2023.	-
2	Da respuesta a R.E. N°8/2024 de la SMA que requiere información respecto de la metodología de estimación de reinicio de operación de la unidad de Cracking Catalítico.	Carta conductora N°8/2024, de 15 de enero de 2024.	-
3	Complementa carta N°8/2024, de 15 de enero de 2024.	Carta conductora N°33/2024, de 7 de marzo de 2024.	-
4	Remite respuesta de información que solicita.	Carta conductora N°148/2023, de 3 de marzo de 2023.	Presentar una Carta Gantt con todas las acciones y plazos asociados al proyecto WGS y sus CEMS.
5	Informa reinicio de operación de Unidad de Cracking Catalítico de Refinería Aconcagua y preparación de metodología de cuantificación de emisiones, para presentación a la SMA.	Carta conductora N°241/2023, de 26 de julio de 2023.	-



## 5. HECHOS CONSTATADOS

### 5.1. Propuesta metodológica de estimación de emisiones

<b>Número de hecho constatado: 1</b>
<b>Exigencias:</b> <p><b>D.S. N°105/2018, Ministerio del Medio Ambiente, Aprueba plan de prevención y descontaminación atmosférica para las comunas de Concón, Quintero y Puchuncaví.</b></p> <p><b>Artículo 18:</b> “ENAP Refinerías Aconcagua deberá presentar a la SMA 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.</p> <p>La SMA 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.”</p>
<b>Resultado (s) examen de información:</b> <p>Del examen de información de la documentación revisada, es posible señalar lo siguiente:</p> <p>El complejo ENAP, posee tres establecimientos en la zona afecta al PPDA CQP: (i) ERA Concón con un total de 150 fuentes, (ii) ERA Quintero con un total de 40 fuentes y (iii) Central Combinada ERA con un total de 4 fuentes, y las formas de cuantificar emisiones para cada una de las fuentes y parámetros regulados por el PPDA CQP quedó establecida en el informe de fiscalización y anexos asociados al expediente de fiscalización DFZ-2020-2665-V-PPDA, en base al cual se aprobó la R.E. N°75/2021 SMA, modificado por la R.E. N°912/2023 SMA e informe de fiscalización y anexos asociados al expediente de fiscalización DFZ-2022-3138-V-PPDA.</p> <p>Posteriormente, tras la aprobación de la R.E. N°75/2021, se ha informado de dos modificaciones por parte del titular, siendo la última la abordada en el presente examen de información y que corresponden a: i) reinicio de operación de unidad de Cracking Catalítico con entrada en operación de sistema de abatimiento para las emisiones a través del wet gas scrubber(WGS), ii) cambio de análisis de fuel gas, utilizado en los hornos de procesos, pasando de determinar el contenido de H<sub>2</sub>S (ASTM D5504) a determinación de contenido de azufre total (ASTM D6667).</p> <p>Cabe destacar que en el Anexo 1 de este informe se consolida la metodología actualizada de Enap incorporando todas las modificaciones aprobadas hasta el día de hoy. A continuación, se describen los hechos constatados para cada una de las modificaciones indicadas:</p> <p><b>i) Metodología cracking catalítico con unidad Wet Gas Scrubber</b></p> <p>Desde 13 de julio de 2023, se encuentra en proceso de operación el lavador de gases de la unidad Cracking Catalítico (FCCU), denominada Unidad Wet Gas Scrubber, lo cual fue informado mediante Carta ERSA N°241, de 26 de julio de 2023 (Informa Reinicio de Operación Unidad Cracking Catalítico y Preparación de Metodología de Cuantificación de Emisiones), por lo que el titular presenta una modificación a la metodología de estimación de emisiones de Refinería Aconcagua anteriormente aprobada debido al cambio de configuración de la chimenea principal.</p> <p>Como medida de abatimiento de las emisiones de dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>) y material particulado (MP) que se generan en la unidad FCCU (código Registro de Fuentes y Procesos RG-RYP-8848), el titular ha instalado y puesto en servicio un proceso de lavado húmedo de gases, Wet Gas Scrubber (WGS), equipo L-2301, el cual captura los gases del proceso de Cracking Catalítico, a través de la chimenea B-755 de la Refinería. Los gases se conducen a este equipo, donde se adiciona agua e hidróxido de sodio (soda cáustica) al 50% aproximadamente de concentración en forma de microgotas que reaccionan</p>
7



con los gases de SO<sub>2</sub> y atrapan las partículas. El material removido del flujo de gases pasa por una etapa de decantación y deshidratación para su posterior envío como residuo sólido a disposición final en un sitio autorizado. De acuerdo con lo informado por el titular se espera una remoción mayor al “94,3% para el SO<sub>2</sub> y mayor a 94,5%” para el material particulado de acuerdo con el diseño.

Por otra parte, para los procesos de puesta en marcha y detención de FCCU se cuenta con una chimenea bypass, a la cual se direcciona el flujo de gases de combustión mediante la activación de la válvula SLV 752, la que opera durante el proceso de puesta en marcha, detenciones u otras situaciones en que la confiabilidad operativa de la Refinería lo requiera. La apertura/cierre de la válvula SLV 752 se realiza mediante un sistema hidráulico específico para dicha unidad. El medio verificador corresponde al registro de PI de la válvula SLV 752 (TAG PI ZI\_7702.PV).

La descarga de los gases por la chimenea principal o bypass depende de la apertura/cierre de la válvula SLV 752, se considera los siguientes escenarios de funcionamiento:

- Bypass cerrado cuando la indicación del valor es menor al 5% (implicando que los gases de FCC se encuentran descargando únicamente por la chimenea WGS L-2301).
- Apertura total del bypass, cuando el valor se encuentra sobre 94% (implicando que los gases del FCC se encuentran descargando por la chimenea bypass).
- Apertura parcial entre un 5% y un 94% (implicando que los gases del FCC se encuentran descargando tanto por la chimenea bypass como la chimenea del WGS L-2301).

En la Figura 1 se muestra la configuración del sistema previo a la instalación del WGS y en la Figura 2, se muestra la configuración con el sistema WGS ya instalado con fecha 13 de julio de 2023.

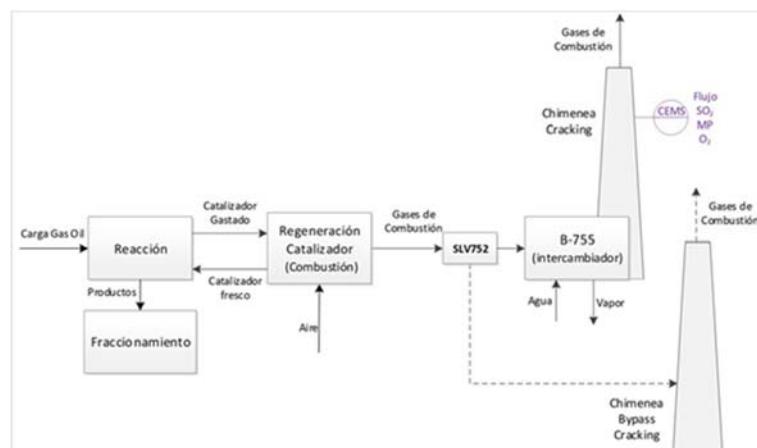


Figura 1: proceso FCCU previo a WGS

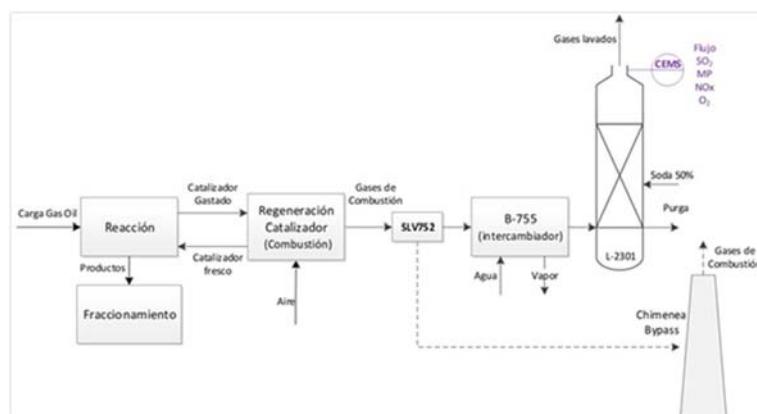


Figura 2: proceso FCCU con WGS (13 de julio 2023)



En este contexto, mediante Carta N°255/2023, de 16 de agosto de 2023, el titular remitió metodología de estimación de reinicio de operación de la unidad de Cracking Catalíticoa la SMA. Cabe destacar que esta metodología fue complementada luego de requerimiento de información R.E. N°8/SMA de 4 de enero de 2024, con las cartas N°8/2024 y N°33/2024 del titular.

En el documento con la segunda actualización de la metodología de cuantificación de emisiones de ENAP Refinería Aconcagua, en la sección 3.1 señala que para la cuantificación de emisiones, como se presenta en la Tabla 1, se definen tres posibilidades de operación del FCCU correspondientes a la operación con WGS, operación con chimenea bypass y la etapa de transición entre ambos escenarios que es en la cual el gas del FCC sale por ambas chimeneas.

Tabla 1: Resumen metodología de cálculo según tipo de operación y chimenea en servicio

Tipo de Operación FCCU		Flujo	Concentración				Emisión
			SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	MP	O <sub>2</sub>	
Operación con WGS	Chimenea WGS L-2301	CEMS	CEMS	CEMS	CEMS	CEMS	CO
	Chimenea Bypass	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	
Operación con chimenea bypass	Chimenea WGS L-2301	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	Factor propio, en base a monitoreo puntual con ETFA
	Chimenea Bypass	Programado y con disponibilidad de ETFA (***)	Mediciones con Laboratorio móvil (ETFA)				
		No Programado o no disponibilidad de ETFA	Dato última validación CEMS (Punto 8.1.3 R.E. N° 1743/2019, letra IV)	Dato última validación CEMS sin abatimiento (Punto 8.1.3 R.E. N° 1743/2019, letra IV y valor de abatimiento por diseño)	Dato última validación CEMS (Punto 8.1.3 R.E. N° 1743/2019, letra IV y valor de abatimiento por diseño)	Dato última validación CEMS sin abatimiento (Punto 8.1.3 R.E. N° 1743/2019, letra IV y valor de abatimiento por diseño)	
	Chimenea WGS L-2301	CEMS	CEMS	CEMS	CEMS	CEMS	
Etapa de transición	Chimenea Bypass	Diferencia de Flujo entre dato última validación del CEMS y el WGS (Punto 8.1.3 R.E. N° 1743/2019, letra IV)	Dato última validación CEMS sin abatimiento (Punto 8.1.3 R.E. N° 1743/2019, letra IV y valor de abatimiento por diseño)	Mismo valor que CEMS de WGS	Dato última validación CEMS sin abatimiento (Punto 8.1.3 R.E. N° 1743/2019, letra IV y valor de abatimiento por diseño)	Mismo valor que CEMS de WGS.	

N/A: no aplica debido a que no se direccionan gases por la chimenea indicada.

(\*\*\*) De empresas ETFA con contrato vigente con ENAP.

Nota: Mientras tanto no está instalado y validado el CEMS de la chimenea principal, el titular realiza mediciones con una ETFA.



Así mismo, en el documento se señala que “En relación con el CEMS (\*) de SO<sub>2</sub> para la medición de emisiones de la chimenea WGS, es necesario informar a la SMA que las concentraciones esperadas de este parámetro podrían encontrarse bajo los valores mínimos establecidos en la R.E. N° 1743/2019 (Protocolo CEMS) para la ejecución de ensayos de validación, pudiendo eventualmente quedar exentos de la realización de ensayos de validación. Actualmente ENAP se encuentra midiendo los gases en chimenea mediante un laboratorio móvil perteneciente a una ETFA, a fin de caracterizar apropiadamente el gas de salida, y de esta forma establecer los rangos que serán presentados en el CEMS.

En el caso del CEMS (\*\*) de MP, también se proyectan valores bajos de concentración, los cuales también están siendo recopilados actualmente mediante mediciones con una ETFA a fin de determinar adecuadamente la concentración y rango del CEMS.

De acuerdo con lo anterior, las emisiones de SO<sub>2</sub>, NOx y MP en masa se cuantificarán como el producto de los flujos y las concentraciones medidas sin corrección de oxígeno. En el caso del CO las emisiones se cuantificarán mediante monitoreos trimestrales de emisiones, en base a la carga de la unidad FCCU.”

Se explica a continuación como se mide cada parámetro que se presentó resumido en la tabla 1, de acuerdo con el tipo de operación:

- **Medición de Flujo**

Los gases de combustión que se generan en la unidad FCCU en operación con WGS se conducen a esta unidad, donde son lavados con solución de hidróxido de sodio para la remoción del MP y el SO<sub>2</sub>. Estos gases tienen un contenido de humedad de alrededor de 21% y son descargados a través de la chimenea L-2301, donde se dispondrá de equipo CEMS para medición de flujo, de tal forma, que en operación de FCC cuando los gases de combustión se dirijan hacia el WGS, el flujo se cuantificará con CEMS. Dado que el CEMS de flujo se encuentra en proceso de instalación y validación, el titular señala que mientras no se cuente con CEMS de flujo validado, se contará con medición de flujo de chimenea, a través del uso de un laboratorio móvil ejecutado por una ETFA. De acuerdo con lo constatado en la actividad de inspección de fecha 5 de octubre de 2023, dicha medición se efectúa con una frecuencia diaria.

En caso de que se programe la descarga de gases del FCC a través de la chimenea bypass, se contará con un laboratorio móvil para el monitoreo del flujo, ejecutado por una ETFA durante el periodo que se presente esta condición.

De acuerdo a lo señalado por el titular, en los casos que se requiera el uso de la chimenea bypass de manera no programada y/o no se cuente con disponibilidad de ETFA, se estimará el flujo de gases de combustión provenientes del FCC. Considerando que la diferencia entre los gases que se descargan a través de la chimenea L-2301 y la chimenea bypass será únicamente el contenido de humedad, los flujos normalizados secos de ambas chimeneas serán equivalentes. De tal forma, se utilizará el dato de flujo obtenido a partir del promedio de las 9 corridas de medición que resultan del último ensayo de exactitud relativa ejecutado para la última validación del CEMS del WGS como un valor por defecto para el flujo que sale por la chimenea bypass. Durante el periodo previo a la primera validación del CEMS de flujo del WGS, se utilizará los datos de las corridas de flujo de la última validación (valor promedio obtenido de las 9 corridas de medición que resultan del último ensayo de exactitud relativa ejecutado) del CEMS del FCCU que se encontraba en la chimenea principal hoy desmantelada. Esta propuesta se basa en el punto 8.1.3 letra (IV) de la R.E. N°1743/2019 que señala:

*“(IV) Instalar, validar, operar y mantener un CEMS de gases, MP y un sistema de monitoreo de flujo sólo en la chimenea principal y en la chimenea bypass se deberá informar para cada hora durante el cual las emisiones pasan a través de la chimenea bypass, el valor promedio que resulte de las 9 o 15 corridas de medición realizadas durante la ejecución del último ensayo de Exactitud Relativa o Ensayo de Correlación (según corresponda) que haya sido ejecutado al CEMS de la chimenea Principal. Este valor promedio, podrá ser utilizado como un valor de concentración “por defecto” para ser reportado en cada hora de funcionamiento de la chimenea bypass. Si se requiere reportar un valor de “emisión”, se deberá multiplicar el valor por defecto que se haya obtenido, por un valor histórico de flujo que resulte de la aplicación del respectivo método de referencia considerando una carga mínima sobre el 50% de funcionamiento de la fuente. El valor de flujo deberá ser actualizado a lo menos 1 vez al*



*año al igual que el valor promedio de la prueba de Exactitud Relativa o Ensayo de Correlación.”*

En el caso de etapa de transición en que los gases de FCC pasan por ambas chimeneas, durante este periodo se estimará el flujo total del FCC de la misma forma, es decir, considerando como valor total el dato de flujo por defecto obtenido a partir del promedio de las 9 corridas de medición que resultan de la última prueba de exactitud relativa ejecutada al CEMS del WGS. De esta forma, el flujo de gases normalizado y seco de la chimenea bypass corresponderá a la diferencia de flujo resultante del flujo total del FCC menos el flujo normalizado y seco medido por el CEMS del WGS.

- **Medición de SO<sub>2</sub>**

Para la operación del FCC con WGS, la chimenea del WGS L-2301 contará con un CEMS validado para la medición de SO<sub>2</sub>, Mientras no se cuente con CEMS de SO<sub>2</sub> validado, se contará con monitoreo a través de laboratorio móvil en la chimenea, ejecutado por una ETFA, lo que, a su vez, permitirá definir los rangos de medición.

En los casos programados y en los cuales se tenga disponibilidad de una ETFA, cuando se dirijan los gases del FCC a la chimenea bypass, se contará con un laboratorio móvil para el monitoreo de la concentración de SO<sub>2</sub>. En los casos de uso de la chimenea bypass que sean no programados y/o no se cuente con disponibilidad de laboratorio móvil, se utilizará el valor por defecto obtenido a partir del promedio de las 9 corridas de medición que resultan de la última prueba de exactitud relativa ejecutada al CEMS de la concentración de SO<sub>2</sub> del WGS, considerando un valor sin abatimiento. Previo a la primera validación del CEMS del WGS, se utilizará el valor de la última validación realizada al CEMS de SO<sub>2</sub> de la chimenea B-755.

En el caso de etapa de transición en que los gases de FCC pasan por ambas chimeneas, la concentración de SO<sub>2</sub> de la chimenea bypass corresponderá a la concentración de SO<sub>2</sub> medida por el CEMS de la chimenea L-2301, pero considerándola sin abatimiento.

Para el valor sin abatimiento, se considera:

$$C_{SO_2 \text{ bypass}} = ((C_{SO_2 \text{ con WGS}}) / (\% \text{ Abatimiento}_{SO_2}))$$

Donde,

$C_{SO_2 \text{ bypass}}$ : concentración de SO<sub>2</sub> calculada sin abatimiento (salida chimenea bypass).

$C_{SO_2 \text{ con WGS}}$ : concentración de SO<sub>2</sub> medida en la chimenea del WGS:

-Para flujo totalmente en chimenea bypass corresponde al valor de la última validación del CEMS de SO<sub>2</sub> en el WGS.

-Para flujo en transición, corresponde al valor medido por el CEMS de SO<sub>2</sub> del WGS.

$\% \text{ Abatimiento}_{SO_2}$ : eficiencia de abatimiento dada por el fabricante del equipo, equivalente a 94,3%, según documento Contract No. AC34014230 Basic Design Engineering and Technology License of Flue Wet Gas Scrubber Unit for Aconcagua Refinery, entre ENAP Refinerías S.A. y BELCO Technologies Corporation.

La propuesta de cuantificación de SO<sub>2</sub> para la chimenea bypass se basa en el punto 8.1.3 letra (IV) de la R.E. N° 1743/2019, y los datos de diseño de la unidad WGS.

- **Medición de NO<sub>x</sub>**

La chimenea del WGS L-2301 contará con CEMS para medición de NO<sub>x</sub>, por lo que los datos de concentración de NO<sub>x</sub> se obtendrán de acuerdo con el Protocolo R.E. N° 1743/2019 para Validación, Aseguramiento y Control de Calidad de los CEMS. Puesto que el CEMS se encuentra en proceso de instalación, mientras no se cuente con CEMS de NO<sub>x</sub> validado, se contará con un monitoreo realizado a través de un laboratorio móvil ejecutado por una ETFA en la chimenea.

En los casos programados y en los cuales se tenga disponibilidad de ETFA, cuando se dirijan los gases del FCC a la chimenea bypass, se contará con un laboratorio móvil para el monitoreo de la concentración de NO<sub>x</sub>. En los casos de uso de la chimenea bypass que sean no programados y/o no se cuente con disponibilidad de laboratorio móvil, se estimará la concentración de NO<sub>x</sub> en base a un valor por defecto obtenido a partir del promedio de las 9 corridas de medición que



resultan de la última prueba de exactitud relativa ejecutada al CEMS de NOx del WGS. Previo a la primera validación del CEMS de NOx del WGS, se utilizará el dato de la última medición trimestral oficial realizada para el FCC.

Durante los períodos de transición en que los gases de FCC pasan por ambas chimeneas, se considerará el mismo valor de concentración de NOx medido en la chimenea del WGS para la chimenea bypass, dado que el WGS no genera efecto de abatimiento ni incremento sobre este parámetro.

La propuesta de cuantificación de NOx para la chimenea bypass se basa en el punto 8.1.3 letra (IV) de la R.E. N° 1743/2019.

- **Medición de MP**

La chimenea del WGS L-2301 contará con CEMS para medición de MP. Puesto que el CEMS de MP se encuentra en proceso de instalación, mientras no se cuente con el CEMS validado, se contará con actividades de muestreo y análisis realizados bajo el método de referencia CH-5, ejecutadas por una ETFA en la chimenea del WGS.

En los casos programados en los cuales se tenga disponibilidad de ETFA, cuando se dirijan los gases del FCC a la chimenea bypass, se contará con una ETFA para el muestreo y análisis de MP. En los casos de uso de la chimenea bypass que sean no programados y/o no se cuente con disponibilidad de empresa ETFA para las mediciones isocinéticas, se utilizará el valor por defecto obtenido a partir del promedio de las 15 corridas de medición que resultan de la última prueba de ensayo de correlación ejecutada al CEMS de MP del WGS, considerando un valor sin abatimiento. Previo a la primera validación del CEMS de MP del WGS, se utilizará el valor de la última validación favorable realizada al CEMS de MP de la chimenea B-755 presentada a la SMA.

En el caso de etapa de transición en que los gases de FCC pasan por ambas chimeneas, la concentración de MP de la chimenea bypass corresponderá a la concentración de MP medida por el CEMS de la chimenea L-2301, pero considerándola sin abatimiento.

Para el valor sin abatimiento, se considera:

$$C_{MP\text{ bypass}} = ((C_{MP} \text{ con WGS}) / (\% \text{ Abatimiento}_{MP}))$$

Donde,

$C_{MP\text{ bypass}}$ : concentración de MP calculada sin abatimiento (salida chimenea bypass).

$C_{MP \text{ con WGS}}$ : concentración de MP medida en la chimenea del WGS.

-Para flujo totalmente en chimenea bypass corresponde al valor de la última validación del CEMS de MP en el WGS.

-Para flujo en transición, corresponde al valor medido por el CEMS de MP del WGS.

% Abatimiento: eficiencia de abatimiento dada por el fabricante del equipo. Se considera el caso más conservador, equivalente a 94,5% según documento Contract No. AC34014230 Basic Design Engineering and Technology License of Flue Wet Gas Scrubber Unit for Aconcagua Refinery, entre ENAP Refinerías S.A. y BELCO Technologies Corporation.

La propuesta de cuantificación para la chimenea bypass se basa en el punto 8.1.3 letra (IV) de la R.E. N° 1743/2019, y los datos de diseño de la unidad WGS.

- **Medición de O<sub>2</sub>**

La chimenea del WGS L-2301 contará con CEMS para medición de O<sub>2</sub>. Puesto que el CEMS de O<sub>2</sub> se encuentra en proceso de instalación, mientras no se cuente con CEMS de O<sub>2</sub> validado, se contará con mediciones por parte de laboratorio móvil ejecutados por una ETFA.

En los casos programados, cuando se dirijan los gases del FCC a la chimenea bypass, se contará con una ETFA para el muestreo de O<sub>2</sub>. En los casos de uso de la chimenea bypass que sean no programados y/o no se cuente con disponibilidad de una ETFA para las mediciones con laboratorio móvil, se utilizará el valor por defecto obtenido a partir del promedio de las 9 corridas de medición que resultan de la última prueba de exactitud relativa ejecutada al CEMS de la concentración



de O<sub>2</sub> del WGS. Previo a la primera validación del CEMS de O<sub>2</sub> del WGS, se utilizará el valor de la última validación realizada al CEMS de O<sub>2</sub> de la chimenea B-755.

Durante los periodos de transición en que los gases de FCC pasan por ambas chimeneas, se considera el mismo valor de concentración de O<sub>2</sub> medido en la chimenea del WGS, para la chimenea bypass.

- **Medición de CO**

Las emisiones de CO de la Unidad Cracking Catalítico se cuantificarán con factor de emisión propio en base al último monitoreo puntual de emisiones. Estos monitoreos se realizarán con frecuencia trimestral (siempre y cuando la unidad FCCU se encuentre en operación) en la chimenea de la unidad WGS de acuerdo con los métodos oficiales autorizados por la SMA.

De acuerdo con esto, se genera factor de emisión propio para CO, según:

$$FE_{CO} = (E_{monitoreo\ CO} / NA_{medición})$$

Donde,

E<sub>monitoreo CO</sub>: emisión de CO de la medición.

NA<sub>medición</sub>: nivel de actividad, igual a la carga promedio a la unidad FCCU durante la medición.

Luego, para la estimación de las emisiones, se utilizará el factor de emisión propio, según

$$E_{CO} = FE_{CO} * NA_{periodo}$$

Donde,

$$ECO = FECO * NA_{periodo}$$

ECO: emisión básica de CO

NA<sub>periodo</sub>: carga a la unidad FCCU durante el periodo calculado

Dado que el WGS no genera efecto de abatimiento ni de incremento en las emisiones de CO de la unidad FCC, la cuantificación de CO es indistinta a la chimenea por la cual se descarguen los gases del FCC.

## ii) Modificación de metodología de determinación de SO<sub>2</sub> de hornos de procesos

Mediante la misma carta Nº 255, de fecha 16 de agosto de 2023, el titular ENAP Refinerías S.A. informó a la SMA la actualización de metodología de estimación de emisiones de ciertas fuentes en la Refinería Aconcagua, en específico señaló las siguientes modificaciones:

Para los Hornos de Proceso, la metodología de cuantificación de emisiones de SO<sub>2</sub> corresponde a un balance de materia, que considera que el azufre contenido en el combustible utilizado, al quemarse, se transforma en SO<sub>2</sub>. En la metodología anterior, se consideraba el valor del punto H<sub>2</sub>S\_F620\_ppm.B, con el análisis ASTM D5504 que entregaba la indicación del contenido de H<sub>2</sub>S en el combustible. Para el año 2023 se ha cambiado al punto F620\_S.B con el análisis ASTM D6667, que entrega el contenido de S en el combustible en [ppm] másico, por lo que fórmula de cálculo quedaría:

$$E_{SO2\ hornos} = FG * CS * 10^{-6} * 2 * \rho * 10^{-3}$$

Donde:

E<sub>SO2 hornos</sub>: emisión SO<sub>2</sub> hornos ton SO<sub>2</sub>/d

FG = Consumo de gas Sm<sup>3</sup>/d



$C_S$  = Concentración de S en ppm (TAG F620\_S.B)

$10^{-6}$  = Conversión de ppm a kg S/kg gas

2 = Peso molecular del SO<sub>2</sub> dividido el peso molecular de S, asumiendo que el 100% de S es combustionado y liberado a la atmósfera, es decir, que por cada kilo de S se liberan 2 kilos de SO<sub>2</sub>

$\rho$  = Densidad del gas kg/m<sup>3</sup>

$10^{-3}$  = Conversión de kg SO<sub>2</sub> a ton SO<sub>2</sub>

En términos generales, indica el titular que se considera técnicamente más representativo el método ASTM D6667, dado que este método quema todos los compuestos azufrados expresándolos en Azufre Total, el cual luego puede ser llevado a SO<sub>2</sub> por conversión. Dado lo anterior, el titular indica que esta fórmula de cálculo será utilizada a partir del **1 de enero de 2023**, que fue requerido en R.E. N°8/SMA 2024.

En el caso del horno de Coker (B-3001), se autoabastece del fuel gas generado en la misma unidad Coker, por lo que su composición es diferente y no aplica esta modificación, lo que fue reforzado en la carta conductora N°8/2024.

Por lo tanto, el resumen tabulado para este punto, de la principal modificación a la metodología correspondió a las siguientes:

Tipo de fuente	Nombre de la fuente	Metodología aprobada	Modificación metodología
Hornos	Todos los hornos de proceso	La cuantificación de emisiones de SO <sub>2</sub> se considera utilizando balance de materia en línea con la metodología "Rank 3 <sup>a</sup> " 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 SO <sub>2</sub> y es emitido al ambiente.	<ul style="list-style-type: none"><li><b>Cambio de tipo de análisis laboratorio basado en obtener H<sub>2</sub>S a obtener S:</b> Anteriormente se usaba en la fórmula de cálculo la C<sub>H2S</sub> vol de fuel gas de Coker y se consideraba el punto H<sub>2</sub>S_F620_ppm.B, con el análisis ASTM D5504 que entregaba la indicación del contenido de H<sub>2</sub>S en el combustible. Para el año 2023 se ha cambiado y propone al punto F620_S.B con el análisis ASTM D6667, que entrega el contenido de S en el combustible en [ppm] másico con cambio en la fórmula de cálculo a: <math display="block">E_{SO2\ hornos} = FG * C_S * 10^{-6} * 2 * \rho * 10^{-3}</math> En el caso del horno de Coker (B-3001), se autoabastece del fuel gas generado en la misma unidad Coker, por lo que su composición es diferente y no aplica esta modificación, manteniéndose la determinación con el análisis ASTM D5504.</li></ul>

Se hace presente que las fechas a partir de las cuales el titular informó la realización de los cambios, así como las modificaciones en la metodología de cuantificación identificadas por el titular, para los tipos de fuentes señalados anteriormente, se encuentran detalladas en el anexo 1 del presente informe, es decir 13 de julio de 2023 para Cracking Catalítico y 1 de enero de 2023 para los hornos.

Considerando la revisión de los antecedentes presentados por el Titular ENAP Refinerías S.A. para actualizar la metodología de cuantificación de emisiones de ENAP Refinería, es posible concluir que la presente modificación metodológica se ajusta a los requerimientos establecidos en el PPDA CQP.



## 6. CONCLUSIONES

La actividad consistió en realizar un examen de información basado en la revisión de los antecedentes presentados por el titular en el marco del cumplimiento de los artículos 17 y 18 del D.S. 105/2018, del Ministerio el Medio Ambiente, que Aprueba el Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica (PPDA) de las comunas de Concón, Quintero y Puchuncaví.

El examen de información de los antecedentes presentados por el titular, mediante carta Nº 255, de 2023, entre otros, informando a la SMA la actualización de metodología de estimación de emisiones de ciertas fuentes en la Refinería Aconcagua, en específico señaló: reinicio de operación de unidad de Cracking Catalítico, con entrada en operación de sistema de abatimiento para las emisiones (wet gas scrubber) y cambio de análisis para determinar el contenido de H<sub>2</sub>S de fuel gas en hornos de procesos.

A partir de la revisión de la actualización a la metodología de cuantificación de emisiones presentada por ENAP, es posible establecer que éstas se ajustan a los cambios tecnológicos implementados en cada una de las fuentes, debiendo ceñirse a las instrucciones relativas en esta materia por la SMA, para la instalación y validación de CEMS, conforme a lo dispuesto en el art. 17 del PPDA.

El resultado de este examen de información no obsta a que en el futuro se realicen nuevos requerimientos o procedimientos de fiscalización ambiental, y no lo exime de ninguna clase de responsabilidad que pudiese contraer por cualquier hallazgo, respecto del instrumento que lo regula o cuando se presente el informe anual establecido en el artículo 19 del Plan, que se produzca con anterioridad, o posterioridad a la fecha en que se efectuó este examen de información, y no hubiera sido directamente percibido y/o constatado.



## 7. ANEXOS

Nº Anexo	Nombre anexo
1	Propuesta de metodologías de ERA detalladas por tipología de fuentes emisoras.
2	Carta conductora N°158/2021, de 26 de julio de 2021.
3	Carta conductora N°91/2022, de 29 de julio de 2022.
4	Carta conductora N°12/2022, de 12 de septiembre de 2022.
5	Carta conductora N°148/2023, de 3 de marzo de 2023.
6	Carta conductora N°241/2023, de 26 de julio de 2023.
7	Carta conductora N°255/2023, de 16 de agosto de 2023.
8	Carta conductora N°8/2024, de 15 de enero de 2024.
9	Carta conductora N°33/2024, de 7 de marzo de 2024.



## Anexo 1: Metodologías de ENAP detalladas por tipo de fuente

La propuesta de estimación de emisiones, enviada por el titular, se agrupa según tipología de fuente; por lo tanto, se incluye la forma de estimar las emisiones 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) Coker
- f) Combustor de patio de carga
- g) Grupos electrógenos
- h) Turbina
- i) Planta de ácido sulfúrico
- j) Estanques
- k) Torres de enfriamiento
- l) Patio de carga
- m) Planta de tratamiento de efluente
- n) Lavador de gases
- o) Unidad cogeneradora

### a) Calderas y Hornos

Se identifican las fuentes tipo calderas y hornos, y su propuesta de cálculo de emisiones:

**Tabla 1.** Calderas de ERA

TAG	Nº Registro RETC	Nº de Registro RFyP	Ubicación	Potencia térmica, MWt	Control de NOx	Combustible
B-210	IN000649-5	IN-GEV-1037	Concón	84,6	✓	Fuel Gas
B-220	IN000650-9	IN-GEV-6339	Concón	60,1		Fuel Gas
B-230	IN000651-7	IN-GEV-6363	Concón	66,7		Fuel Gas
B-240 (*)	IN001036-0	IN-GEV-6387	Concón	70,5	✓	Gas Natural
U-751	IN000652-5	IN-GEV-6414	Concón	63,4		Fuel Gas
B-5212	IN000761-0		Quintero	8		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 2.** Hornos de ERA Concón

TAG	Descripción	Nº Registro RETC	Nº de Registro RFyP	Potencia Mmbtu/h	Control de NOx	Combustible
B-130	Horno de Topping 1	PC000358-6	HR-RYP-718	148	✓	Fuel Gas
B-51	Horno de Topping 1	PC000357-8	HR-RYP-6783	57	✓	Fuel Gas
B-52	Horno de Unidad de Vacío 1	PC000359-4	HR-RYP-6849	38		Fuel Gas
B-651	Horno de Unidad de Vacío 2	PC000367-5	HR-RYP-6872	32	✓	Fuel Gas
B-652	Horno de Unidad de Vacío 2	PC000368-3	HR-RYP-6895	94	✓	Fuel Gas
B-301	Horno de Unidad Mild Hidrocracking	PC000361-6	HR-RYP-6947	21		Fuel Gas
B-302	Horno de Unidad Mild Hidrocracking	PC000362-4	HR-RYP-6957	29		Fuel Gas
B-371 (*)	Horno Unidad de Reformación	PC000363-2	HR-RYP-7075	95	✓	Fuel Gas
B-372	Horno Unidad de Reformación	PC000364-0	HR-RYP-7079	19		Fuel Gas



B-471	Horno Unidad de Hidrotratamiento de Nafta	PC000365-9	HR-RYP-7087	18		Fuel Gas
B-472	Horno Unidad de Hidrotratamiento de Nafta	PC000366-7	HR-RYP-7096	16		Fuel Gas
B-1201 (*)	Horno Unidad de Hidrocracking	PC000374-8	HR-RYP-7233	56	✓	Fuel Gas
B-1202 (*)	Horno Unidad de Hidrocracking	PC000375-6	HR-RYP-7239	85	✓	Fuel Gas
B-1701	Horno Unidad de Hidrosulfurización de gasolinas	PC000376-4	HR-RYP-7368	16	✓	Fuel Gas
B-1801A (#)	Horno Unidad de Hidrosulfurización de diesel	PC000377-2	HR-RYP-7398	22	✓	Fuel Gas
B-1801B (#)	Horno Unidad de Hidrosulfurización de diesel	PC002474-5	HR-RYP-7408	22	✓	Fuel Gas
B-1981	Horno de Unidad de Regeneración de ácido	PC002238-6	HR-RYP-9194	10		Fuel Gas
B-751	Horno de Planta de Cracking	PC000369-1	HR-RYP-7622	65		Fuel Gas
B-801 Reemplazado por B-803 (*)	Horno de Unidad de Isomerización	PC000370-5	HR-RYP-7624 (B-801) HR-RYP-52301 (B-803)	40 (B-801) 8,23 (B-803)	✓	Fuel Gas
B-3001 (#)	Horno de Unidad de Coquización Retardada	PC000382-9	HR-RYP-7626	133	✓	Fuel Gas
B-190	Horno de Unidad de Vació	(Nota 1)	HR-RYP-38653	2,85		Fuel Gas

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

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

“Horno de Unidad de Isomerización”, se informa que se encuentra en proceso de desmantelamiento desde agosto de 2022. Este fue sustituido por el horno B-803, el cual posee quemadores tipo Low NOx y se encuentra operando desde agosto de 2022. El horno B-803 “Horno de Unidad de Isomerización”, inscrito en el Registro de Fuentes y Procesos (RFyP) de la Ventanilla Única, con el HR-RYP-52301 tiene una potencia térmica es de 8,23 MMBtu/h y utiliza fuel gas como combustible, por lo que la metodología de cuantificación de emisiones es equivalente a los otros hornos de procesos, considerando factores de emisión AP-42, *Fifth Edition, Volume I Chapter 1: External Combustion Sources, 1.4 Natural Gas Combustion*. El flujo de combustible del horno B-803 se mide a través de flujómetro, FY\_80004.

#### • MP y NOx:

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.

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 3. Factores de emisión para combustión de gas natural en hornos y calderas<sup>1</sup>**

Contaminante	FE original	Unidades	Factor convertido ton/kSm <sup>3</sup>	Calidad del factor	Referencia
NOx <sup>2</sup>	100	lb/ 10 <sup>6</sup> scf	0,00160	B	US-EPA AP42 1.4
NOx <sup>3</sup>	280	lb/ 10 <sup>6</sup> scf	0,00448	A	
MP	7,6	lb/ 10 <sup>6</sup> scf	0,0045	D	

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> Para calderas u hornos con potencia menor a 100 Mmbtu/h. Si se dispone de quemadores con control de NO<sub>x</sub>, este factor se reduce al 50%, con factor de calidad D. Extraído desde US-EPA AP-42 1.4 “Natural Gas Combustion”.

<sup>3</sup> Para calderas u hornos con potencia mayor a 100 Mmbtu/h. Si se dispone de quemadores con control de NO<sub>x</sub>, este factor se reduce al 50%, con factor de calidad D. Extraído desde US-EPA AP-42 1.4 “Natural Gas Combustion”.



Para cada una de las fuentes, dentro de su tipo, se toma la misma longitud de intervalo para hacer los resultados comparables. La longitud de intervalo elegida será reportada en los informes de cálculo de emisiones. Desde PI, se obtiene iguales resultados independientemente de su longitud de intervalo. Y ésta sólo afecta a los cálculos realizados fuera de PI, también denominados “punto a punto”, “hora a hora”, “mes a mes”, según se determine.

Las fuentes que incorporan tecnología low NOx son: B-371 (jul-2020), B-1201 (abr-2020), B-1202 (jun-2020).

• **SO<sub>2</sub>:**

Para calcular las emisiones de SO<sub>2</sub> de hornos de proceso y calderas se propone un balance de materia en línea con la metodología “Rank 3<sup>a</sup>” 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 SO<sub>2</sub> y es emitido al ambiente. Las emisiones de SO<sub>2</sub> desde hornos de proceso se calculan usando la siguiente ecuación.

$$E_{SO_2 \text{ hornos}} = FG * C_S * 10^{-6} * 2 * \rho * 10^{-3}$$

Donde:

E<sub>SO<sub>2</sub> hornos</sub>: emisión SO<sub>2</sub> hornos ton SO<sub>2</sub>/d

FG = Consumo de gas Sm<sup>3</sup>/d

C<sub>S</sub> = Concentración de S en ppm (TAG F620\_S.B)

10<sup>-6</sup> = Conversión de ppm a kg S/kg gas

2 = Peso molecular del SO<sub>2</sub> dividido el peso molecular de S, asumiendo que el 100% de S es combustionado y liberado a la atmósfera, es decir, que por cada kilo de S se liberan 2 kilos de SO<sub>2</sub>

ρ = Densidad del gas kg/m<sup>3</sup>

10<sup>-3</sup> = Conversión de kg SO<sub>2</sub> a ton SO<sub>2</sub>

El titular indica que en términos generales, se considera técnicamente más representativo el método ASTM D6667, dado que este método quema todos los compuestos azufrados expresándolos en Azufre Total, el cual luego puede ser llevado a SO<sub>2</sub> por conversión. Dado lo anterior, según lo informado en Carta N°8/2024 esta fórmula de cálculo será utilizada a partir del 1 de enero de 2023.

En el caso del horno de Coker (B-3001), se autoabastece del fuel gas generado en la misma unidad Coker, por lo que su composición es diferente y no aplica esta modificación señala el titular.

En el caso del horno de Coker (B-3001), se autoabastece del fuel gas generado en la misma unidad Coker, por lo que su composición es diferente y no aplica esta modificación.

Por lo tanto, para calcular las emisiones de SO<sub>2</sub> de del horno de Coker (B-3001) se mantiene la anterior metodología aprobada de balance de materia en línea con la metodología “Rank 3<sup>a</sup>” 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 SO<sub>2</sub> y es emitido al ambiente. Las emisiones de SO<sub>2</sub> desde hornos de proceso se calculan usando la siguiente ecuación. Este factor es equivalente al de impuesto verde.

$$E = A \cdot (C_{H2S}/10^6) \cdot (M_{SO_2}/V)$$

E: Emisión de SO<sub>2</sub>, kg.

A: Actividad para un intervalo dado, Sm<sup>3</sup>.

C<sub>H2S</sub>: Concentración del ácido sulfídrico (H<sub>2</sub>S) en el combustible, ppmv, desde lectura de cromatógrafo en línea ligado al sistema de datos PI<sup>4</sup> (cambio de concentración en línea de lectura de cromatógrafo a obtener dato de concentración de laboratorio para H<sub>2</sub>S).

<sup>4</sup> C<sub>H2S</sub> vol de fuel gas de Coker, se obtiene de dato de Laboratorio ERA, desde el punto P3001\_H<sub>2</sub>S.CV. En el caso de la concentración de H<sub>2</sub>S de F-620, se obtiene de Laboratorio ERA, del punto H<sub>2</sub>S\_F620\_ppm.B y se encuentra como concentración en peso. (Informado en carta conductora N°12/2022)



$M_{SO_2}$ : Peso molecular del SO<sub>2</sub>, 64,066 kg/kg-mol.

V: Volumen molar del fuel gas evaluado en condiciones estándar 68° F y 1 atm, igual a 24,055 Sm<sup>3</sup>/kg-mol. Calculado a partir de la ecuación termodinámica  $V = ZRT/P$ , con Z=1.

Las fuentes cambio de concentración en línea de lectura de cromatógrafo a obtener dato de concentración de laboratorio para H<sub>2</sub>S, (a partir de enero 2021).

- **CO y COV:**

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".

**Tabla 4.** Factores de emisión para combustión de gas natural en hornos y calderas

Contaminante	FE original	Unidades	Factor convertido ton/kSm <sup>3</sup>	Calidad del factor <sup>5</sup>	Referencia
COV	5,5	lb/10 <sup>6</sup> scf	8,81E-05	C	AP-42 en Tabla 1.4-1, literal "a"
CO	84	lb/ 10 <sup>6</sup> scf	0,0013	B	

Para cada una de las fuentes, dentro de su tipo, se toma la misma longitud de intervalo para hacer los resultados comparables. La longitud de intervalo elegida será reportada en los informes de cálculo de emisiones. Desde PI, se obtiene iguales resultados independientemente de su longitud de intervalo. Y ésta sólo afecta a los cálculos realizados fuera de PI, también denominados "punto a punto", "hora a hora", "mes a mes", según se determine.

Desde el año 2020 las calderas cuentan con CEMS de CO según el siguiente detalle:

**Tabla 5.** Tabla CEMS CO

Caldera	Nº de Registro F138	Nº de Registro RFyP	Resolución CEMS	Fecha modificación
B-210	IN000649-5	IN-GEV-1037	Res. Ex. 1352/2020 SMA	Abr-2020
B-220	IN000650-9	IN-GEV-6339	Res. Ex. 1353/2020 SMA	Abr-2020
B-230	IN000651-7	IN-GEV-6363	Res. Ex. 1883/2020 SMA	Oct-2020
B-240	IN001036-0	IN-GEV-6387	Res. Ex. 1354/2020 SMA	Ene-2020
U-751	IN000652-5	IN-GEV-6414	Res. Ex. 1355/2020 SMA	Ene-2020

Informado en carta conductora N°12/2022

b) Cracking catalítico

Se identifica la fuente tipo cracking catalítico, y su propuesta de cálculo de emisiones:

**Tabla 6.** Fuentes de emisión registradas FCC en ERA Concón

TAG	Descripción	Nº Registro RETC	Ubicación
B-755	Cracking Catalítico Fluidizado (FCC)	PC000380-2	Concón

El proceso de Cracking Catalítico se lleva a cabo en un reactor de lecho fluidizado con regeneración continua del catalizador, un diagrama se muestra a continuación:

<sup>5</sup> Calidad del factor de emisión utilizado de acuerdo con la propuesta de la EPA (EPA-AP42, 1995)



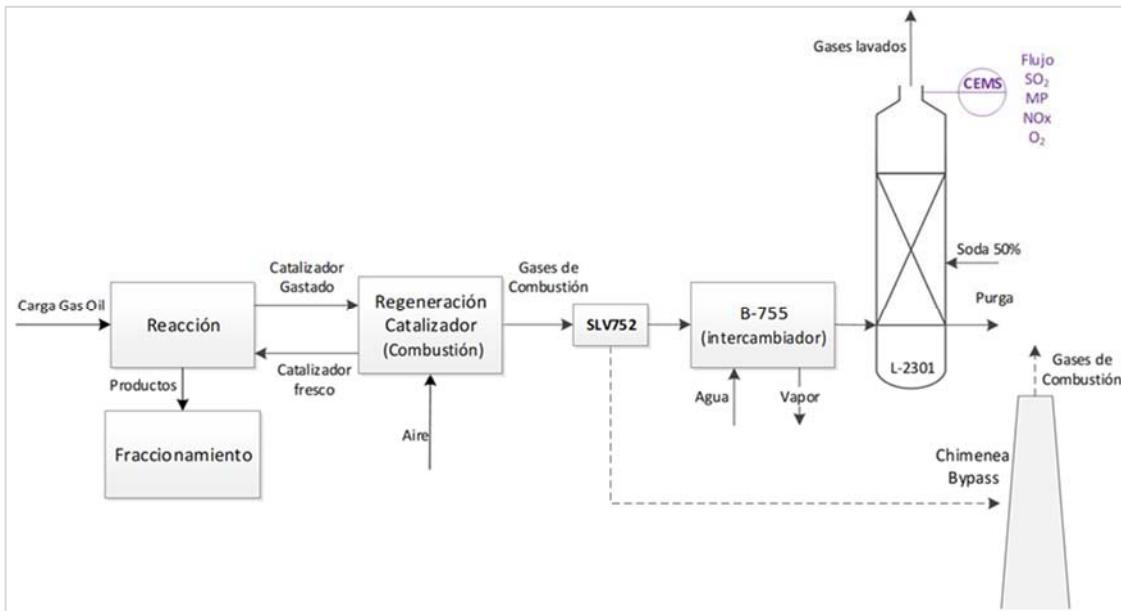


Figura: proceso FCCU con WGS.

Actualmente, a partir del 13-jul-2023 se encuentra en proceso de operación el lavado de gases de la unidad Cracking Catalítico (FCCU), denominada Unidad Wet Gas Scrubber, lo cual fue informado mediante Carta ERSA N° 241, de 26 de julio de 2023 (Informe Reinicio de Operación Unidad Cracking Catalítico y Preparación de Metodología de Cuantificación de Emisiones).

Como medida de abatimiento de las emisiones de dióxido de azufre ( $\text{SO}_2$ ) y material particulado (MP) que se generan en la unidad FCCU (código Registro de Fuentes y Procesos RG-RYP-8848), se ha instalado y puesto en servicio un proceso de lavado húmedo de gases, Wet Gas Scrubber (WGS), equipo L-2301, el cual captura los gases del proceso de Cracking Catalítico anteriormente emitidos, a través de la chimenea B-755 de la Refinería. Los gases se conducen a este equipo, donde se adiciona agua e hidróxido de sodio (soda cáustica) al 50% aproximadamente de concentración en forma de microgotas que reaccionan con los gases de  $\text{SO}_2$  y atrapan las partículas. El material removido del flujo de gases pasa por una etapa de decantación y deshidratación para su posterior envío como residuo sólido a disposición final en un sitio autorizado. Se espera una remoción mayor al 94,3% para el  $\text{SO}_2$  y mayor a 94,5% para el material particulado de acuerdo con el diseño.

Por otra parte, para los procesos de puesta en marcha y detención de FCCU se cuenta con una chimenea bypass a la cual se direcciona el flujo de gases de combustión mediante la activación de la válvula SLV 752, la que opera durante el proceso de puesta en marcha, detenciones u otras situaciones en que la confiabilidad operativa de la Refinería cuando lo requiera. La apertura/cierre de la válvula SLV 752 se realiza mediante un sistema hidráulico específico para dicha unidad. El medio verificador corresponde al registro de PI de la válvula SLV 752 (TAG PI ZI\_7702.PV).

La descarga de los gases por la chimenea principal o bypass depende de la apertura/cierre de la válvula SLV 752, se considera:

- apertura total del bypass, cuando el valor se encuentra sobre 94% (implicando que los gases del FCC se encuentran descargando por la chimenea bypass),
- apertura parcial entre un 5% y un 94% (implicando que los gases del FCC se encuentran descargando tanto por la chimenea bypass como la chimenea del WGS L-2301), y
- bypass cerrado cuando la indicación del valor es menor al 5% (implicando que los gases de FCC se encuentran descargando únicamente por la chimenea WGS L-2301).

Para la cuantificación de emisiones, como se presenta en la Tabla, se definen tres posibilidades de operación del FCCU correspondientes a operación con WGS, operación con chimenea bypass y la etapa de transición entre ambos escenarios que es en la cual el gas del FCC sale por ambas chimeneas. El detalle para cada parámetro se puede ver en los apartados siguientes.



Tabla: Resumen metodología de cálculo según tipo de operación y chimenea en servicio

Tipo de Operación FCCU		Flujo	Concentración				Emisión
			SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	MP	O <sub>2</sub>	
Operación con WGS	Chimenea WGS L-2301	CEMS	CEMS (*)	CEMS	CEMS (**)	CEMS	
	Chimenea Bypass	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	
Operación con chimenea bypass	Chimenea WGS L-2301	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	Factor propio, en base a monitoreo puntual con ETFA
	Chimenea Bypass	Programado y con disponibilidad de ETFA (***)	Mediciones con Laboratorio móvil (ETFA)	Mediciones con Laboratorio móvil (ETFA)	Mediciones con Laboratorio móvil (ETFA)	Mediciones con Laboratorio móvil (ETFA)	
Etapa de transición	Chimenea WGS L-2301	CEMS	CEMS (*)	CEMS	CEMS (**)	CEMS	
	Chimenea Bypass	Diferencia de Flujo entre dato última validación del CEMS y el WGS (Punto 8.1.3 R.E. N° 1743/2019, letra IV)	Dato última validación CEMS sin abatimiento (Punto 8.1.3 R.E. N° 1743/2019, letra IV y valor de abatimiento por diseño)	Dato última validación CEMS sin abatimiento (Punto 8.1.3 R.E. N° 1743/2019, letra IV y valor de abatimiento por diseño)	Dato última validación CEMS sin abatimiento (Punto 8.1.3 R.E. N° 1743/2019, letra IV y valor de abatimiento por diseño)	Dato última validación CEMS (asimilable a Punto 8.1.3 R.E. N° 1743/2019, letra IV)	

N/A: no aplica debido a que no se direccionan gases por la chimenea indicada.

(\*\*\*) De empresas ETFA con contrato vigente con ENAP.

Nota: Mientras tanto no está instalado y validado el CEMS de la chimenea principal, de acuerdo con lo informado por el titular, realiza mediciones con una ETFA.

De acuerdo con lo anterior, las emisiones de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y MP en masa se cuantificarán como el producto de los flujos y las concentraciones medidas sin corrección de oxígeno. En el caso del CO las emisiones se cuantificarán mediante monitoreos trimestrales de emisiones, en base a la carga de la unidad FCCU.

- Flujo, SO<sub>2</sub>, MP, NO<sub>x</sub>, O<sub>2</sub> y CO:

Mayor detalle de la metodología se encuentra en el punto 5.1. Propuesta metodológica de estimación de emisiones, i) Metodología cracking catalítico con unidad wet gas scrubber de este mismo informe.



Nota para chimenea bypass: La apertura/cierre de la válvula SLV752 se realiza mediante un sistema hidráulico específico para dicha unidad. El medio de verificador corresponde al registro de PI de la válvula SLV752 (TAG PI ZI\_7702.PV). Se considera apertura total del bypass, cuando el valor se encuentra sobre 94%, apertura parcial entre un 5% y un 94% y bypass cerrado, cuando la indicación del valor es menor al 5%.

c) Unidad recuperadora de azufre

Se identifican las unidades recuperadoras de azufre (URA), y su propuesta de cálculo de emisiones:

**Tabla 7.** Hornos Post-Combustión URA

TAG	Nro. Registro RETC	Ubicación
L-1101 (URA I)	PC000372-1	Concón
L-1644 (URA II)	PC000373-k	Concón
L-3504 (URA III)	PC000381-0	Concón

A continuación, se muestra el diagrama de unidad:

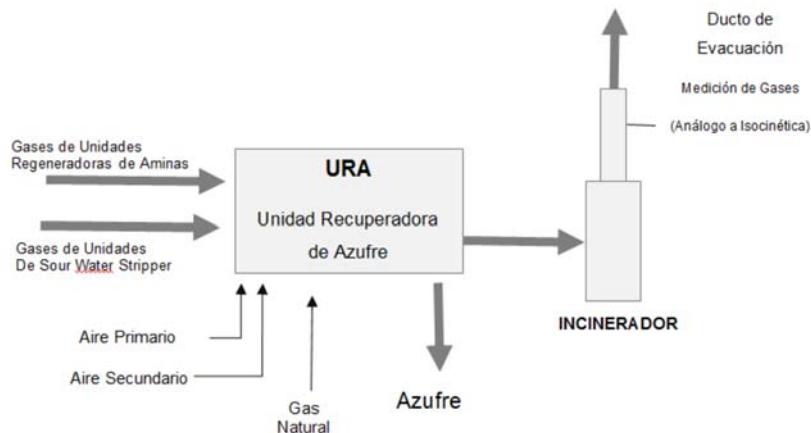


Figura 2: Diagrama URA

En el cálculo de emisiones atmosféricas se definen las siguientes actividades ligados a URA:

- Producción de azufre ( $A^S$ ), ton S.
- Consumo de combustible en horno de reacción Claus ( $A^{\text{Claus}}$ ), Sm<sup>3</sup>.
- Consumo de combustible en incinerador de Tail gas ( $A^{\text{Inc}}$ ), Sm<sup>3</sup>.
- Consumo total de combustible URA, suma del consumo del reactor y del incinerador ( $A^{\text{tot}}$ ), Sm<sup>3</sup>, tal que:  
 $A_{\text{tot}} = A^{\text{Claus}} + A^{\text{Inc}}$
- Actividades de tipo energético a partir de consumos ( $A^{\text{IncE}}$ ,  $A^{\text{ClausE}}$ ,  $A^{\text{totE}}$ , respectivamente), expresados en TJ.
- Actividades de consumo másico de gas ( $A^{\text{IncM}}$ ,  $A^{\text{ClausM}}$ ,  $A^{\text{totM}}$ , respectivamente), expresados en kg.
- **MP y NOx:**

Unidades Recuperadoras de Azufre 1 y 2 (URA 1 y URA 2):

Factores MP propuestos en AP-42 por el titular.

Las Unidades Recuperadoras de Azufre utilizan gas natural, tanto en la etapa térmica como en la etapa de incineración. Al quemar el combustible se generan emisiones de material particulado (ver figura a continuación).



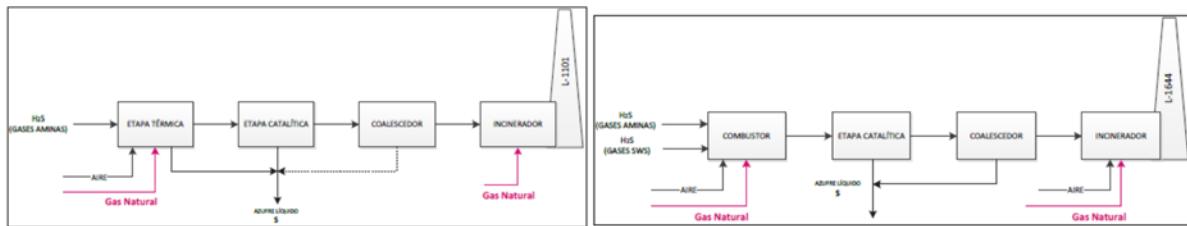


Figura 3: Diagrama URA 1 y 2

Para la estimación de sus emisiones, se utilizará el factor de emisión AP-42, en función del flujo de gas de combustible quemado, según:

$$EMP = FE * NA * (PCSGas\ natural\ quemado / PCS\ Gas\ natural\ referencial)$$

Donde,

EMP: emisión de Material Particulado

FE: factor de emisión AP-42, igual a 7,6 lb/10 scft, equivalente a 0,0045 ton MP/kSm3 de combustible quemado1

NA: nivel de actividad, igual al total de consumo de gas natural

PCSGN-ERA: poder calorífico superior del gas natural quemado

PCSGN-EPA: poder calorífico superior referencial EPA igual a 1020 btu/scft

Obtenido de "Chapter 1 External Combustion Sources, 1.4 Natural Gas Combustion, table 1.4-2. Emission Factors for Criteria Pollutants And Greenhouse Gases from Natural Gas Combustion"

#### **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<sub>p</sub>: Factor de emisión para cada fuente

E<sub>medición</sub>: Emisión medida en kg/h durante el muestreo isocinético

NA<sub>medición</sub>: 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.

Para NOx, titular propone usar factores de US-EPA y AP-42 según tabla:

**Tabla 8. Factores de emisión para Unidades Recuperadoras de Azufre**

Contaminante	F.E. original	u.d.m. <sup>(a)</sup>	F.E.	u.d.m. <sup>(a)</sup>	Referencia <sup>(b)</sup>
NOx	0,1 lb/10 <sup>6</sup> BTU	0,22 lb/ton de S producida	0,00011	ton/ton de S	AP-42, Tabla 8.13-2

(a): Abreviación para representar "unidades de medida".

(b): Los factores extraídos de AP-42, Tabla 8.13-2 poseen calidad de factor Moderately.

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.



- **SO<sub>2</sub>:**

Las emisiones de SO<sub>2</sub> de las URA serán determinadas mediante el uso de CEMS, esto a partir de las respectivas validaciones de los CEMS, toda vez que previo a su implementación y validación, las emisiones de SO<sub>2</sub> desde las URA fueron cuantificadas utilizando un factor de emisión proveniente del isocinético disponible para el periodo de reporte. Al respecto, se tiene que:

- Unidad 1: SO<sub>2</sub> se tiene monitoreo continuo de emisiones CEMS validado según, R.E. N° 1605 de 14-07-2021.
- Unidad 2: SO<sub>2</sub> se tiene monitoreo continuo de emisiones CEMS validado según, R.E. N° 886 de 21-04-2021.
- Unidad 3: SO<sub>2</sub> se tiene monitoreo continuo de emisiones CEMS validado según, R.E. N° 858 de 15-04-2021.

- **CO y COV:**

Se usarán factores de US-EPA y AP-42 según tabla:

**Tabla 9.** Factores de emisión para Unidades Recuperadoras de Azufre

Contaminante	F.E. original	u.d.m. <sup>(a)</sup>	F.E.	u.d.m. <sup>(a)</sup>	Referencia <sup>(b)</sup>
CO	0,71 lb/10 <sup>6</sup> BTU	1,3 lb/ton de S producida	0,00065	ton/ton de S	AP-42, Tabla 8.13-2
THC	0,0014 lb/10 <sup>6</sup> BTU	0,04 lb/ton de S producida	0,000018	ton/ton de S	AP-42, Tabla 8.13-2

(a): Abreviación para representar “unidades de medida”.

(b): Los factores extraídos de AP-42, Tabla 8.13-2 poseen calidad de factor Moderately.

d) **Antorchas**

ENAP Refinería Aconcagua cuenta con tres antorchas en Concón. Estas se presentan en la siguiente tabla:

**Tabla 10.** Antorchas de ERA

TAG	Nº Registro	Ubicación
A-100	PC000378-0	Concón
A-200	PC000379-9	Concón
Antorcha de Coker	PC000383-7	Concón

La ecuación de cálculo es:

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

Ai: Actividad de flujo energético de antorcha.

$Q_{GN,k}$ : Volumen totalizado de gas natural consumido en la antorcha dada para el mes “k”, kSm<sup>3</sup>.

$Q_{FG,k}$ : Volumen totalizado de fuel gas consumido en la antorcha dada para el mes “k”, kSm<sup>3</sup>.

$PCI_{GN,k}$ : Poder calorífico inferior del gas natural para el mes “k”, desde registros mensuales de Electrogas, kJ/Sm<sup>3</sup>.

$PCI_{FG,k}$ : Poder calorífico inferior del fuel gas para el mes “k”, desde sistema PI, kJ/Sm<sup>3</sup>.

1/10<sup>6</sup>: Factor de conversión de MJ a TJ.

- **MP y NOx:**

Para el cálculo de estos parámetros de MP y NOx, se usa la ecuación anterior (\*) en conjunto con los siguientes factores:

**Tabla 11.** Factores de emisión base energética para antorchas

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

(\*) Emissions Estimation Protocol for Petroleum Refineries



- **SO<sub>2</sub>:**

Para el cálculo de las emisiones de SO<sub>2</sub> se emplea procedimiento análogo al de los hornos y calderas, considerando de forma conjunta el aporte de gas natural y del fuel gas.

$$Em_{SO_2} = Q_{GN} \cdot 2 \cdot A_{zGN} \cdot |10^{-6} \text{ ton/g}| + (64,1 \cdot 10^{-6}/24,055) \cdot Q_{FG} \cdot C_{H2S,FG} \cdot |10^{-3} \text{ ton/kg}|$$

Dónde:

$Em_{SO_2}$ : Emisiones de SO<sub>2</sub>, 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/Sm<sup>3</sup>.

64,1: Masa molar SO<sub>2</sub>, kg/kmol.

24,05: Volumen molar en condiciones estándar, 68°F y 1 atm, Sm<sup>3</sup>/kgmol.

- **CO y COV:**

Al igual que el MP y el NOx, se utiliza la ecuación (\*) en conjunto con los siguientes factores:

**Tabla 12.** Factores de emisión base energética para antorchas

Contaminante	Efí	Calidad del factor	Unidades	Referencia (*)
COV	0,57	E	lb/MMBtu	EEPPR, 2015, Tabla 6-2
CO	0,31	E	lb/MMBtu	EEPPR, 2015, Tabla 6-2

(\*) Emissions Estimation Protocol for Petroleum Refineries

e) 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 13.** Fuente de emisiones fugitivas registrada planta Coker.

TAG	Nro. Registro RETC	Tipo	Ubicación
N/A	PS001022-9	Emisiones fugitivas	Concón

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.

Decoking:

- **MP y NOx:**



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:

$$FE_{MP\ pila} = 1,8 \text{ U}$$

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:

$$Em_{MP} = FE_{MP\ pila} \cdot \text{Área} \cdot texp$$

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.

$texp$ : Tiempo exposición de la pila, para un intervalo de tiempo dado, considerado como razón de 3h por día.

Sin factores NOx propuestos en AP-42.

- **SO<sub>2</sub>:**

Sin factores SO<sub>2</sub> propuestos en AP-42.

- **COV:**

Se propone el uso de metodología Rank 4, descrita en Emissions Estimation Protocols for Petroleum Refineries, 2015, Sección 5.3, para cálculo de emisiones de COV.

Los factores de emisión se listan en la Tabla.

**Tabla 14.** Factores de emisión operación Decoking

Contaminantes	FE	Unidades
COV	1,7	lb/1000 lb vapor

Referencia: Emissions Estimation Protocols for Petroleum Refineries, 2015. Tabla 5-5

Esta metodología se basa en una estimación de la cantidad de vapor generado en el tambor de coque, según las ecuaciones siguientes:

$$E = M_{vapor} \cdot FE \cdot N \cdot 0,001$$

Dónde:

E: Emisiones, lb/periodo.

$M_{vapor}$ : Flujo de vapor generado y liberado en descargas de tambores, lb/ciclo.

FE: Factor de emisión de COV, 1,7 lb/1000lb

N: Número cumulativo de ciclos de descarga de tambores de coque en periodo de interés.

El flujo de vapor  $M_{vapor}$  se calcula utilizando la siguiente ecuación:

$$M_{vapor} = [((1-f) \cdot (M_w \cdot C_{p,water} + M_{coke} \cdot C_{p,coke})) / \Delta H_{vap}] \cdot [(T - 212) / 2]$$

f: Fracción de pérdidas de calor por los lados del estanque, valor usual 0,1.



$M_w$ : Masa de agua en estanque previa al final del ciclo de enfriamiento.

$C_{p,water}$ : Capacidad calorífica del agua, btu/ lb°F.

$M_{coke}$ : Masa seca de coque por ciclo, lb/ciclo.

$C_{p,coke}$ : Capacidad calorífica del agua, btu/ lb°F.

$\Delta H_{vap}$ : Calor latente del agua, btu/lb.

T: Temperatura superior *Drum* medida justo antes del venteo, 216°F mín.

Tanto  $M_w$  como  $M_{coke}$  pueden estimarse mediante ecuaciones 5-3 y 5-4 del manual Emissions Estimation Protocols for Petroleum Refineries, 2015.

#### **Manejo de coque:**

##### **• MP y NOx:**

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.

Sin factores NOx propuestos en AP-42.

##### **• SO<sub>2</sub>:**

Sin factores SO<sub>2</sub> propuestos en AP-42.

#### **Domo de almacenamiento:**

##### **• MP y NOx:**

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.

Sin factores NOx propuestos en AP-42.

- SO<sub>2</sub>:

Sin factores SO<sub>2</sub> propuestos en AP-42.

f) 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 15.** Fuentes de emisiones patio de carga.

Nº 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, la manera de cómo se calcularán las emisiones se realiza en la letra I (patio de carga). 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, SO<sub>2</sub>, 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 butano disponibles en la misma tabla referencia para representar la mezcla.

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

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

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

Dónde:

E: Emisiones combustor, kg/periodo.

FE<sub>Evap</sub>: Factor de emisiones para quema de vapores patio, kg/kg.

FE<sub>LPG</sub>: Factor de emisiones para la combustión de LPG, kg/m<sup>3</sup>.

m<sub>vap</sub>: Flujo de vapores al combustor, desde cálculos previos, kg.

m<sub>LPG</sub>: 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 5.2 "Transportation And Marketing Of Petroleum Liquids", página 5.2.6.

Los vapores de compuestos orgánicos totales se calculan como:

$$Vi = L_{Li} \cdot Qi$$

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

Qi: Volumen de producto "i" cargado, m<sup>3</sup>.

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 16.** 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 <sup>3</sup> 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:

- **MP y NOx:**

Los factores a utilizar en ecuaciones anteriores son los siguiente:

**Tabla 17.** Factores de emisión combustión Butano y Propano en combustor y factor calculado

Contaminante	Factor original Butano(b), lb/10 <sup>3</sup> gal	Factor original Propano(b), lb/10 <sup>3</sup> gal	Factor Butano(c), kg/kg	Factor Propano(d), kg/kg	$FE_{LPG}$ kg/kg	$FE_{Evap(e)}$ kg/kg
NOx	15	13	3,07E-03	3,10E-03	3,09E-03	3,10E-03
MP total	0,8	0,7	1,65E-04	9,59E-02	4,80E-04	9,59E-02

(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/m<sup>3</sup>, respectivamente. Extraídas desde Apéndices AP-42, página A-6.

(e): Mayor valor resultante entre propano y butano.

- **SO<sub>2</sub>:**

Los factores a utilizar en ecuaciones anteriores son los siguiente:

**Tabla 18.** Factores de emisión combustión Butano y Propano en combustor y factor calculado (a)

Contaminante	Factor original Butano(b), lb/10 <sup>3</sup> gal	Factor original Propano(b), lb/10 <sup>3</sup> gal	Factor Butano(c), kg/kg	Factor Propano(d), kg/kg	$FE_{LPG}$ kg/kg	$FE_{Evap(e)}$ kg/kg
SO <sub>2</sub>	0,09S(a)	0,10S(a)	5,59E-05	4,36E-05	4,98E-05	4,98E-05

(a): Contenido de azufre en gas, gr/100 ft<sup>3</sup>. 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.

(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/m<sup>3</sup>, respectivamente. Extraídas desde Apéndices AP-42, página A-6.



(e): Mayor valor resultante entre propano y butano.

• **CO y COV:**

Los factores a utilizar en ecuaciones anteriores son los siguiente:

**Tabla 19.** Factores de emisión combustión Butano y Propano en combustor y factor calculado

Contaminante	Factor original Butano(b), lb/10 <sup>3</sup> gal	Factor original Propano(b), lb/10 <sup>3</sup> gal	Factor Butano(d), kg/kg	Factor Propano(d), kg/kg	FE <sub>LPG</sub> kg/kg	FEvap(e) kg/kg
COV	0,9 (c)	0,8 (c)	1,89E-04	2,13E-04	2,01E-04	2,13E-04
CO	8,4	7,5	1,77E-03	1,99E-03	1,88E-03	1,99E-03

(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): Reportado originalmente como TOC, con valor 1,1 butano y 1,0 propano lb/10<sup>3</sup>gal. Se efectúa sustracción del factor de metano.

(d): Las densidades consideradas para propano y butano son de 507 y 579 kg/m<sup>3</sup>, respectivamente. Extraídas desde Apéndices AP-42, página A-6.

(e): Mayor valor resultante entre propano y butano.

g) **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 20.** Grupos electrógenos de ERA

TAG	Nº Registro RETC	Ubicación	Potencia de salida, kW
J-299	EL004533-1	Concón	77
J-298	EL004550-1	Concón	70
GE-Alquilación	EL026326-5	Concón	403
GE-Coker	EL026330-3	Concón	403
GE-Sala de Control	EL026335-4	Concón	403
G5002	EL004645-1	Quintero	320
10BDV10	EL036853-9	Cogeneradora Concón	-
10BDV20	EL036854-7	Cogeneradora Concón	-

En el caso que se presente alguna variación respecto al combustible que utilizan los grupos electrógeno, se deberá informar en el reporte anual.

Las emisiones de los grupos electrógenos consideran una metodología basada en factores de emisión. La metodología utiliza factores de emisión en base al consumo mensual de combustible ligado a estos equipos.

$$E = A \cdot EF \cdot (1 - ER/100)$$

Donde:

E: Emisión, ton/mes

A: Nivel de actividad del grupo electrógeno expresado en consumo de combustible, desde registros de mantención, L/mes

EF: Factor de emisión, ton/L u otro que se especifique.

ER: Porcentaje de eficiencia total de abatimiento de emisiones, %.

• **MP y NOx:**

Se considerará el valor mensual o anual o cualquier otra escala de tiempo como la suma de las emisiones diarias del periodo que se quiere representar.



**Tabla 21:** Factores de emisión de grupos electrógenos a diésel

Contaminante	FE original	Unidades	Factor convertido <sup>(b)</sup> , ton/m <sup>3</sup>	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	

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

(b): Para las conversiones de unidades se utilizó: Densidad de diésel de 845 kg/m<sup>3</sup> 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.

- **SO<sub>2</sub>:**

Se considerará el valor mensual o anual o cualquier otra escala de tiempo como la suma de las emisiones diarias del periodo que se quiere representar.

**Tabla 22:** Factores de emisión de grupos electrógenos a diésel

Contaminante	FE original	Unidades	Factor convertido <sup>6</sup> , ton/m <sup>3</sup>	Calidad del factor	Referencia
SOx	0,29	lb/MMbtu	4,78E-03	D	US-EPA, AP42, Sec 3.3

- **CO y COV:**

Se considerará el valor mensual o anual o cualquier otra escala de tiempo como la suma de las emisiones diarias del periodo que se quiere representar.

**Tabla 23:** Factores de emisión de grupos electrógenos a diésel

Contaminante	FE original	Unidades	Factor convertido <sup>7</sup> , ton/m <sup>3</sup>	Calidad del factor	Referencia
COV <sup>8</sup>	0,35	lb/MMbtu	5,77E-03	E	US-EPA, AP42, Sec 3.3
CO	0,95	lb/MMbtu	1,56E-02	D	

## h) 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 24.** Fuente emisora Turbina ERA

TAG	Nº Registro RETC	Ubicación
J-236	PC003440-1	Concón

<sup>6</sup> Para las conversiones de unidades se utilizó: Densidad de diésel de 845 kg/m<sup>3</sup> y calor de combustión de 137.000 btu/gal, ambos datos extraídos de Apéndices de AP-42.

<sup>7</sup> Para las conversiones de unidades se utilizó: Densidad de diésel de 845 kg/m<sup>3</sup> y calor de combustión de 137.000 btu/gal, ambos datos extraídos de Apéndices de AP-42.

<sup>8</sup> Reportado como carbono orgánico total (TOC).



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.

Las turbinas generan emisiones de NOx, SOx, PM y COV, según lo descrito por US-EPA AP-42, Capítulo 3, Sección 1, Stationary Gas Turbines. Se pueden calcular las emisiones anuales mediante la expresión:

$$E = FE \cdot A$$

$$A = Q \cdot \rho_{kerojet} \cdot PCI_{kerojet}$$

Donde:

E: Emisiones para un periodo dado, kg o lb, según corresponda.

FE: Factor de emisiones, lb/MMBtu o kg/TJ, según corresponda.

A: Actividad energética, TJ o Btu, según corresponda.

Q: Consumo de combustible en un periodo dado, m<sup>3</sup>.

$\rho_{kerojet}$ : Densidad del kerojet a 15°C, igual al mínimo especificado por ENAP para el producto comercial de 775 kg/m<sup>3</sup>.

PCI<sub>kerojet</sub>: Poder de calor inferior del kerojet, obtenido de análisis trimestral del combustible (kerojet).

- **MP y NOx:**

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

**Tabla 25:** 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

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.

- **SO<sub>2</sub>:**

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

**Tabla 26:** Factores de emisión Turbinas aplicable a ERA

Contaminante	FE original	Unidades	Calidad del factor
SOx	1,01*S <sup>9</sup>	lb/MMBtu	B

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

- **CO y COV:**

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

**Tabla 27:** Factores de emisión Turbinas aplicable a ERA

Contaminante	FE original	Unidades	Calidad del factor
COV	4,10E-04	lb/MMBtu	E
CO	3,30E-03	lb/MMBtu	C

<sup>9</sup> Porcentaje de azufre se obtiene de análisis trimestral del combustible.



i) 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 4: Esquema Unidad de Regeneración de Ácido y Alquilación

Las metodologías propuestas son: Balance de materia, para emisiones de SO<sub>2</sub>, 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 SO<sub>2</sub>, 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 28.** Registro RETC para Planta de Ácido

TAG	Nº Registro RETC	Descripción	Ubicación
B-1981	PC002238-6 <sup>10</sup>	Chimenea planta de ácido	Concón

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 SO<sub>2</sub> de la combustión también se encuentra en ese punto del informe, respecto de las emisiones de SO<sub>2</sub> de la planta de ácido que debe ser considerada se detalla a continuación:

- SO<sub>2</sub>:

Balance de materia:

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 SO<sub>2</sub>:

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

Dónde:

E<sub>SO<sub>2</sub></sub>: Emisiones de SO<sub>2</sub>, ton/d.

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

Prod H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>: Producción de ácido, desde sistema de datos PI, ton/d.

f<sub>grav</sub>: Relación gravimétrica entre masas moleculares de los compuestos, en este caso, igual a 64/98.

Por lo tanto la propuesta incluye la memoria de los cálculos de las emisiones de MP, SO<sub>2</sub> y NOx, estimadas de acuerdo a las metodologías que son trazables.

<sup>10</sup> Horno de “a) Calderas Hornos”



j) Estanques

• **COV:**

ENAP Refinería Aconcagua cuenta con **93 estanques en Concón y 35 en el Terminal de Quintero** sumando un total de 128 estanques que almacenan productos derivados del petróleo.

Para los estanques todos los estanques se utilizará la metodología establecida en el capítulo 7 de la US-EPA AP 42 “Liquid Storage Tanks”, manteniendo las propiedades y parámetros de entrada utilizados años anteriores para la declaración de emisiones del D.S. N° 138/2005, los tipos de estanques que se utilizan y sus referencias se muestran a continuación:

- El cálculo de emisiones de estanques verticales de techo fijo considera la metodología descrita en la sección 7.1.3.1 “Total Losses From Fixed Roof Tanks” del capítulo 7 de la USEPA AP-42 5ta edición.
- El cálculo de emisiones de estanques de techo flotante exterior e interior considera la metodología descrita en la sección 7.1.3.2 “Total Losses From Floating Roof Tanks” del capítulo 7 de la US-EPA AP-42 5ta edición.

Un estanque podrá ser declarado como inactivo, por ejemplo, un estanque que acumula una sustancia inorgánica será declarado como inactivo, ya que no tendrá emisiones de vapores orgánicos.

Las propiedades físicas de los productos almacenados en los estanques de la refinería serán equivalentes al producto descrito en la Tabla 7.1-2 del capítulo 7 de la US-EPA AP-42 que tenga la presión de vapor absoluta (RVP) más parecida al producto evaluado. En caso de que el producto se aleje de los descritos por esta tabla, se recurrirá al paquete de propiedades del *software Tanks* de la US-EPA versión 4.09D, otras tablas del capítulo 7 de la US-EPA AP-42 o una estimación de las propiedades físicas. Además, la metodología utiliza como parámetros de entrada las condiciones meteorológicas de la ubicación de los estanques, para ello se utilizarán los datos de la estación Concón.

k) Torres de enfriamiento

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

**Tabla 29.** Torres de Enfriamiento ERA

TAG	Nº Registro RETC	Ubicación
PLE – 04	PS000966-2	Concón

• **MP y NOx:**

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 30.** 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<sup>a</sup>; 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 mísica de sólidos disueltos totales, TDS/ $10^6$ , 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.

Respecto al NOx no se encuentran factores Nox en AP-42.

- **SO<sub>2</sub>:**

Sin factores SO<sub>2</sub> propuestos en AP-42.

- **COV:**

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. Para las emisiones de COV se emplean factores de emisión. Los factores de emisión para emisiones de COV propuesto se muestran en la siguiente tabla:

**Tabla 31.** Factores de emisión para torres de enfriamiento

Contaminante	FE	Unidades	FE	Unidades	Referencia
COV	0,08	kg/ $10^6$ L	$8 \cdot 10^{-5}$	kg/m <sup>3</sup>	AP-42, Sec5.1, tabla 5.1-3

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<sup>a</sup>; Sections 5.1 and 13.4).

La concentración de sólidos totales se obtiene mediante análisis de conductividad, según:

$$TDS = CF_{TDS} \cdot Conductividad$$

Dónde:

TDS: Sólidos disueltos totales, ppm.

$CF_{TDS}$ : Factor de correlación, típicamente entre 0,5 y 1,0, por defecto 0,67 pmmw/ $\mu$ mho/cm.

Cond: Conductividad, desde análisis de frecuencia diaria,  $\mu$ mho/cm.

I) **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 relacionadas al patio de carga.

**Tabla 32.** Fuentes de emisiones patio de carga

Nº Registro RETC	Descripción	Ubicación
PS000991-3	Patio de carga	Concón
PC000697-6 (Esta fuente se analiza en el punto 5.4.1., letra f)	Combustor	Concón



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, SO<sub>2</sub>, NOx.

#### **Patio de carga:**

Se propone metodología de balances de materia para el cálculo de emisiones de COV difusas de patio de carga.

- **COV:**

Se propone calcular las emisiones de COV por efecto de la carga de combustibles a través de la metodología de factores de emisión. Estos factores dependerán del tipo de producto, sus características químicas y el método de carga, según la siguiente ecuación:

$$L_L = (12,46 \cdot S \cdot P \cdot M) / T$$

Dónde:

L<sub>L</sub>: Factor de emisión evaporativa (sin sistema de recolección) de vapores de hidrocarburos, lb/10<sup>3</sup> gal.

S: Factor de saturación.

P: Presión verdadera de vapor, psia.

M: Peso molecular de vapor, lb/lb-mol.

Los factores L<sub>L</sub> permiten el cálculo de emisiones de vapores fugitivos de los distintos productos que se cargan. Los valores de L<sub>L</sub> se muestran en la siguiente Tabla.

**Tabla 33.** Factores L<sub>L</sub> refinados en patio de cargas

Producto	Equivalencia US-EPA	Tipo de Carga	S	P (psia)	M (lb/lbmol)	L <sub>L</sub> (lb/10 <sup>3</sup> 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.

Las emisiones totales compuestos orgánicos totales se calculan como:

$$Vi = L_{Li} \cdot Qi$$

$$Vunc = \sum Vi$$

$$Ep = (1 - eff / 100) \cdot \sum Vi$$

Dónde:

Ep: Emisiones atmosféricas de COV fugitivas de patio de carga para un periodo, kg.

Vunc: Generación total de vapores “sin controles” en patio de carga para un periodo dado, kg.

Vi: Generación de vapores orgánicos asociada a la carga del producto “i”, kg

L<sub>Li</sub>: Factor de emisiones de vapores orgánicos, en base a volumen cargado, kg/m<sup>3</sup>.

Qi: Volumen de producto “i” cargado, m<sup>3</sup>.

Eff: Eficiencia del sistema de captación de vapores, 70% mínimo.



m) Planta de tratamiento de efluente

ENAP Refinería Aconcagua cuenta con las siguientes plantas de tratamiento de efluentes:

1. Planta de Tratamiento de Aguas Aceitosas.
2. Planta de Fenoles 1.
3. Planta de Fenoles 2.
4. Planta de tratamiento de aguas Terminal Quintero.

Cada una de las plantas enumeradas engloba distintas fuentes de emisión tales como separadores API, balsas de retención, unidades de flotación, entre otros. La planta de tratamiento de aguas aceitosas sólo incluye tratamientos de tipo primario. Las plantas de Fenoles 1 y 2, en cambio, poseen unidades de tratamiento biológico.

Las entradas de registro ventanilla única relacionada a plantas de tratamiento de efluentes de ERA Concón se presenta en Tabla:

**Tabla 34.** Registro RETC para planta Riles

Nº Registro RETC	Nº de Registro RFyP	TAG	Descripción	Planta de tratamiento	Ubicación
PS000990-5		API1	Separador primario de aceites	Planta de tratamiento de aguas aceitosas	Concón
PS005259-0		API3	Separador primario de aceites		Concón
PS005260-4		Balsa DAF	Balsa regulación de flujo		Concón
PS005268-K		DAF F-4001	Unidad de flotación por aire disuelto		Concón
PS005265-5		T5731, T5732, T5733, T5734	Ecualizador fisicoquímico, Reactores biológicos (2), Clarificador	Planta Fenoles 1	Concón
PS005266-3		T5736	Espesador de lodos		Concón
PS005267-1	PS-OR-16408	L3604 (*)	Balsa aguas fuera de especificación	Planta Fenoles 2	Concón
PS005269-8		L3603 A/B	Separador TPI cubierto		Concón
PS005270-1		L3606	Balsa de homogenización		Concón
PS005271-K		L3607	Unidad de flotación por aire disuelto (DAF)		Concón
PS005272-8	PS-OR-16459	L3608, (*) L3609, L3610	Sistema trat. Lodos activados		Concón
PS005273-6		L3612	Clarificador de trat. Biológico		Concón
PS005274-4		L3615, L3616	Balsa de lodos		Concón

(\*) Implementación de cubiertas para fuentes de la unidad Fenoles 2 L-3604, L-3608, L-3609 y L-3610, informado en carta conductora N°12/2022, las cuales se encuentran cubiertas desde el 31 de mayo de 2021.

• COV:

Las principales emisiones de los sistemas de tratamiento de efluentes se deben a emisiones de COV, según RTI, Emission Estimation Protocol For Petroleum Refineries, 2015.

En el cálculo de emisiones de COV se propone la metodología de factores de emisión, la que hará uso de las siguientes ecuaciones. Los cómputos de emisiones se realizan preferentemente en base mensual.

$$E_{rat} = \sum E_{fuentes}$$

$$E_{fuentes} = FE_Q \cdot Q$$

$$E_{fuentes} = FEs \cdot S \cdot A$$

Donde:

E: Emisiones de separadores, kg/mes.



$FE_Q$ : Factor de emisiones de COV, en base al volumen de agua tratada, kg/m<sup>3</sup>.

Q: Flujo de agua tratada, desde planos de diseño o información operacional, m<sup>3</sup>/mes.

$FE_S$ : Factor de emisiones de COV en base a superficie expuesta al aire, g/m<sup>3</sup>h.

S: Superficie expuesta al aire, desde planos de diseño, m<sup>2</sup>.

A: Nivel de actividad, desde reportes operacionales, h/mes.

El uso de factor basado en volumen tratado o factor basado en área expuesta responde a la disponibilidad de información en referencias consultadas y a las diferencias intrínsecas entre las unidades de tratamiento. Los factores de emisión a utilizar para cada una de las unidades del sistema de tratamiento de efluentes de la refinería se muestran en la Tabla.

**Tabla 35.** Factores de emisión COV para subunidades del sistema de tratamiento ERA Concón

Planta de tratamiento	Fuente de emisión de COV	Fuente asimilable a:	Factor de Emission	Referencia
Planta de Tratamiento de Aguas Aceitosas	Separadores API 1 y 3	Separadores con <880 mg/L de HC a la entrada	0,000675 kg/m <sup>3</sup>	CONCAWE Rep 4/19, Sec 13.
	Balsa de retención previa a DAF	DAF descubierto	0,004 kg/m <sup>3</sup>	CONCAWE Rep 4/19, Sec 13.
	Unidad de Flotación por Aire Disuelto (DAF)	DAF cubierto	1,2·10-4 kg/m <sup>3</sup>	CONCAWE Rep 4/19, Sec 13.
Planta de Fenoles 1	Planta de tratamiento biológico (Ecualizador, Reactores biológicos, clarificador secundario).	Fuente tratamiento biológico	0,2 g/m <sup>2</sup> h (c)	BREF (a), 2015, Sec 3.24
	Espesador de lodos de trat. Biológico (b)			
Planta de Fenoles 2	Balsa de aguas fuera de especificación (b) (cubierto desde 31 mayo 2021)	Separador primario, descubierto	0,2 g/m <sup>2</sup> h (c)	BREF (a), 2015, Sec 3.24
	Separador TPI cubierto	Separador cubierto con <880 mg/L de HC a la entrada	0,000675 kg/m <sup>3</sup>	CONCAWE Rep 4/19, Sec 13.
	Balsa homogenización	DAF descubierto	0,004 kg/m <sup>3</sup>	CONCAWE Rep 4/19, Sec 13.
	Unidad DAF	DAF descubierto	0,004 kg/m <sup>3</sup>	CONCAWE Rep 4/19, Sec 13.
	Sistema de tratamiento biológico de lodos activados (cubierto desde 31 mayo 2021) (d)	Fuente tratamiento biológico	0,2 g/m <sup>2</sup> h (c)	BREF (a), 2015, Sec 3.24
	Clarificador de trat. Biológico			
	Balsas de lodos del trat. Biológico			
	API2			
	API ampliación			

(a): Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Refining of Mineral Oil and Gas, 2015.

(b): El esperador de lodos opera de forma discontinua durante el año.

(c): m<sup>2</sup> de área expuesta al aire. Para el cálculo de emisiones desde la fuente L-3604 se actualiza el factor de emisión a "Separador de aceites cubierto"

(d)<sup>11</sup>: "Tratamiento biológico reducido en un 90% debido al efecto de las cubiertas.

Las entradas de registro ventanilla única relacionada a plantas de tratamiento de efluentes de **ERA Quintero** se presenta en Tabla:

**Tabla 36.** Registro RETC para planta Riles

Nº Registro RETC	TAG	Descripción	Planta de tratamiento	Ubicación
PS001018-0	API1	Separador API	Planta tratamiento Terminal Quintero	Quintero
PS005277-9	API2	Separador API		Quintero
PS005278-7	API ampliación	Separador API		Quintero

Las principales emisiones de los sistemas de tratamiento de efluentes se deben a emisiones de COV, según RTI, Emission Estimation Protocol For Petroleum Refineries, 2015.

<sup>11</sup> De acuerdo a CONCAWE, Reporte 4/19, Tabla 8, que indica lo siguiente: "Where the complete system has a tightly sealed cover installed with an assumed vapour retention efficiency of 97%. For other types of cover an efficiency of 90% can be assumed".



- **COV:**

En el cálculo de emisiones de COV se propone la metodología de factores de emisión, la que hará uso de las siguientes ecuaciones. Los cómputos de emisiones se realizan preferentemente en base mensual.

$$E_{trat} = \sum E_{fuentes}$$

$$E_{fuentes} = FE_Q \cdot Q$$

$$E_{fuentes} = FE_S \cdot S \cdot A$$

Donde:

E: Emisiones de separadores, kg/mes.

$FE_Q$ : Factor de emisiones de COV, en base al volumen de agua tratada, kg/m<sup>3</sup>.

Q: Flujo de agua tratada, desde planos de diseño o información operacional, m<sup>3</sup>/mes.

$FE_S$ : Factor de emisiones de COV en base a superficie expuesta al aire, g/m<sup>3</sup>h.

S: Superficie expuesta al aire, desde planos de diseño, m<sup>2</sup>.

A: Nivel de actividad, desde reportes operacionales, h/mes.

El uso de factor basado en volumen tratado o factor basado en área expuesta responde a la disponibilidad de información en referencias consultadas y a las diferencias intrínsecas entre las unidades de tratamiento. Los factores de emisión a utilizar para cada una de las unidades del sistema de tratamiento de efluentes de la refinería se muestran en la Tabla.

**Tabla 37.** Factores de emisión COV para subunidades del sistema de tratamiento ERA Quintero

Planta de tratamiento	Fuente de emisión de COV	Fuente asimilable a:	Factor de Emission	Referencia
Planta tratamiento Terminal Quintero	API1	Separadores con <880 mg/L de HC a la entrada	0,000675 kg/m <sup>3</sup>	CONCAWE Rep 4/19, Sec 13.
	API2			
	API ampliación			

n) Lavador de gases

El lavador de gases E-440 de la Unidad de Reformación Catalítica CCR, es un equipo que asegura la inocuidad de los gases de la quema del coque producto de la regeneración del catalizador de la unidad, antes que estos vayan al cabezal de la Antorcha.

- **COV:**

Para la determinación de las emisiones de COV producidas por la Unidad de Reformación Catalítica se utiliza el factor de emisión de la Tabla 5-6 de EPA Emissions Estimation Protocol for Petroleum Refineries el cual está referidos a miles de barriles que ingresan a la unidad, igual a 0,24 lb COV/1000 bbl.

o) 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.

- **MP, NOx y SO<sub>2</sub>:**

Se aplica la metodología mediante el uso de CEMS (NOx y flujo validados en R.E. N°97 de 19 de enero 2021; y MP validado en R.E. N°888 de 9 de junio 2022), cuando opera como unidad generadora, para la turbina se utilizará la metodología aprobada por la SMA según Res. Exenta N°1459/2017, para la Cuantificación de Emisiones en el Marco de la Ley 20.780.

**Tabla 38.** Caldera y turbina de Central combinada ERA

TAG	Nº Registro RETC	Tipo	Ubicación	Potencia térmica, MWt	Combustible
11HA10	IN003466-5	Caldera Recuperadora de calor (HRSG)	Cogeneradora, Concón	414,27	Gas Natural
11MB	PC003861-K	Turbina	Cogeneradora, Concón	237,45	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, kSm<sup>3</sup>. Los poderes caloríficos desde registros de proveedores de gas natural.

