

Concón, 30 de septiembre de 2019

N°166/2019

Ref.: D.S. N°105/2018 Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica para las comunas de Concón, Quintero y Puchuncaví.

Señor
Sergio de la Barrera Calderón
Jefe Oficina Regional de Valparaíso
Superintendencia del Medio Ambiente
Blanco N°1623, Of.1001.
Valparaíso


De nuestra consideración,

Por medio de la presente, y en representación de ENAP Refinerías S.A., remito a usted las propuestas de metodología de estimación de eficiencia global del sistema de recuperación de azufre y metodología de estimación de emisiones, según lo requerido en los artículos 16 y 18 del D.S. N°105/2018 que "Aprueba Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica para las comunas de Concón, Quintero y Puchuncaví" del Ministerio del Medio Ambiente.

Sin otro particular, y quedando a su disposición para aclarar y/o complementar la información proporcionada, saluda atentamente a usted,

Enap Refinerías S.A.


Edmundo Piraino Suez
Gerente ENAP Refinería Aconcagua


AFA/OBS/LGC/cdr
GRA- 166
30.09.2019

PROPUESTA METODOLÓGICA

**ESTIMACIÓN DE EMISIONES PARA
ENAP REFINERÍA ACONCAGUA SEGÚN PPDA**



RESUMEN EJECUTIVO

El presente documento tiene por objetivo presentar la propuesta metodológica de estimación de emisiones de las instalaciones de ENAP Refinerías S.A. ubicadas en Concón y en el terminal marítimo de Quintero a la Superintendencia del Medio Ambiente con la finalidad de dar cumplimiento al Artículo 18 del Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica para las comunas de Concón, Quintero y Puchuncaví, número 105 (en adelante PPDA), publicado el 30 de marzo de 2019.

El plazo para presentar esta propuesta es de 6 meses a partir de la publicación del PPDA, es decir hasta el 30 de septiembre de 2019.

Si bien el PPDA no especifica la metodología de cálculo de emisiones para todas las fuentes de la refinería, se especifica que las calderas con capacidad mayor a 20 MWt (artículo 7), los sistemas de recuperación de azufre y la planta de cracking catalítico (artículo 17) deberán contar con CEMS para la cuantificación de emisiones, concentraciones de contaminantes y flujos de gases en el ducto.

Entonces este documento plantea una metodología de cálculo de emisiones basada en CEMS para las fuentes mencionadas en el párrafo anterior y otras metodologías de estimación de emisiones para las demás fuentes, basadas principalmente en documentos oficiales de la US-EPA (ej. factores de emisión y balance de materia). Se plantea además una metodología provisional mientras no estén operativos los CEMS para las fuentes antes citadas.

Los contaminantes incluidos en esta metodología son los indicados en el artículo 17, es decir, SO₂, MP y NO_x. El listado de fuentes emisoras consideradas se muestra en la Tabla 1 y Tabla 2.

Tabla 1. Resumen de metodologías aplicadas para emisiones de fuentes ERA-Concón

Tipo de fuente emisora	Nº fuentes	Metodologías ^d para las emisiones de:		
		MP	SO ₂	NO _x
Calderas	5	FE/CEMS	M/CEMS	FE/CEMS
Hornos	19	FE	M	FE
Cracking Catalítico	1	FE/CEMS	FE/CEMS	FE
Unidad Recup. Azufre	3	FE	FE/CEMS	FE
Estanques	93	○	○	○
Antorchas	3	FE	FE	FE
Torres de Enfriamiento ^a	1	FE	○	○
Coker	1	M	○	○
Patio de Carga ^b	1	M	M	M
Grupos Electrógenos	5	FE	FE	FE
Turbina	1	FE	FE	FE
Planta de Ácido Sulfúrico	1	FE	M/FE	FE
Planta de Trat. Efluentes ^c	13	○	○	○

^a: Se refiere a una única fuente, según registro RETC

^b: Incluye emisiones del combustor de vapores

^c: Considerando la planta entera como una sola fuente de emisión

^d: Siguiendo la nomenclatura FE: Factores de emisión; ○: No aplica; M: método de balance de materia u otro conjunto de aproximaciones.

Tabla 2. Resumen de metodologías aplicadas para emisiones de fuentes ERA - Quintero

Tipo de fuente emisora	Nº fuentes	Metodologías ^a para las emisiones de:		
		MP	SO ₂	NO _x
Calderas	1	FE/CEMS	M/CEMS	FE/CEMS
Estanques	35	○	○	○
Grupos Electrógenos	1	FE	FE	FE
Planta de Trat. Efluentes ^b	3	○	○	○

^a: Considerando la planta entera como una sola fuente de emisión

^b: Siguiendo la nomenclatura FE: Factores de emisión; ○: No aplica; M: método de balance de materia u otro conjunto de aproximaciones.

Adicionalmente, los monóxidos de carbono (CO) y compuestos orgánicos volátiles (COV) son determinados a partir de factores de emisión en las fuentes fijas donde se consideran que pueden ser emitidos.

TABLA DE CONTENIDOS

RESUMEN EJECUTIVO.....	2
TABLA DE CONTENIDOS.....	5
1. INTRODUCCIÓN.....	6
2. EMISIONES DE CALDERAS.....	7
3. EMISIONES DE HORNOS	8
4. EMISIONES DE CRACKING CATALÍTICO	11
5. EMISIONES DE UNIDADES DE RECUPERACIÓN DE AZUFRE	13
6. EMISIONES DE ESTANQUES.....	15
7. EMISIONES DE ANTORCHAS	16
8. EMISIONES DE TORRES DE ENFRIAMIENTO	17
9. EMISIONES DE LA UNIDAD DE COKER	19
10. EMISIONES DEL PATIO DE CARGA	23
11. EMISIONES DE GRUPOS ELECTRÓGENOS.....	27
12. EMISIONES DE TURBINA	29
13. EMISIONES DE PLANTA DE ÁCIDO SULFÚRICO	31
14. EMISIONES DE PLANTA DE TRATAMIENTO DE EFLUENTES	32
15. BALANCE DE AZUFRE.....	35

1. INTRODUCCIÓN

La presente propuesta metodológica surge a raíz de nuevos requerimientos por parte de la Autoridad Ambiental, en el marco del Plan de Prevención y Descontaminación Ambiental (PPDA) N° 105 del 2018 área de acción en las comunas de Concón, Quintero y Puchuncaví.

El mencionado PPDA instruye acciones generales a implementarse, junto con nuevos requerimientos para tres empresas ubicadas en su área de acción. Una de estas empresas es ENAP Refinería Aconcagua, con sus establecimientos de Refinería Concón y Terminal Quintero.

Uno de los requerimientos del PPDA a más corto plazo para ENAP Refinería Aconcagua, y objetivo general del presente informe, es la presentación de propuestas de metodología en el cálculo de emisiones de material particulado (MP), dióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x), monóxido de carbono (CO) y compuestos orgánicos volátiles (COV) en sus instalaciones.

Los nuevos requerimientos ambientales por parte de la Autoridad Ambiental hacen necesario actualizar las previas metodologías de cálculo de emisiones de contaminantes usadas en ENAP Refinería Aconcagua. Para ello, se ha realizado un estudio de la aplicabilidad de diversas metodologías de cálculo de emisiones, proponiendo en la mayoría de los casos, metodologías respaldadas por organismos internacionales como la Agencia Medioambiental Estadounidense US-EPA y la organización europea CONCAWE.

En las siguientes secciones, se describen las metodologías propuestas para cálculo de emisiones en cada uno de los tipos de fuentes emisoras identificadas relevantes al PPDA, abarcando la totalidad de los establecimientos de ENAP Refinería Aconcagua.

2. EMISIONES DE CALDERAS

ENAP Refinería Aconcagua cuenta con cinco (5) calderas en Concón ubicadas en el área de Suministros y una (1) en el Terminal de Quintero, las cuales se presentan la **Tabla 3**.

Tabla 3: Calderas de ERA.

TAG	N° Registro RETC	Ubicación	MWt	MMbtu/h^(a)	Control de NO_x^(a)
B-210	IN000649-5	Concón	84,6	235	✓
B-220	IN000650-9	Concón	60,1	176	
B-230	IN000651-7	Concón	66,7	235	
B-240	IN001036-0	Concón	70,5	265	✓
U-751	IN000652-5	Concón	63,4	200	
B-5212	IN000761-0	Quintero	8	28	

(a): La potencia térmica y el control de NO_x pueden ser modificados.

Las emisiones de MP, NO_x y SO₂ de las calderas de Concón serán determinadas mediante el uso de CEMS para dar cumplimiento al artículo 7 del PPDA N°105/2018 del cual son afectas debido a que poseen una potencia térmica mayor que 20 MWt.

Previo a la validación de los CEMS, las emisiones de MP, NO_x y SO₂ serán cuantificadas de forma idéntica a lo descrito para los hornos de proceso (ver sección 3).

Las emisiones de COVs y CO serán determinadas mediante factores de emisión, de forma idéntica a lo descrito para los hornos de proceso.

3. EMISIONES DE HORNOS

ENAP Refinería Aconcagua cuenta con 19 hornos de proceso ubicados en Concón, los cuales utilizan como combustibles fuel gas de refinería, gas natural o una mezcla de ambos. Estos se presentan la **Tabla 4**.

Tabla 4: Hornos de ERA.

TAG	N° Registro RETC	Planta	MMbtu/h ^(a)	Control de NO _x ^(a)
B-130	PC000358-6	TV1	148	✓
B-51	PC000357-8	TV1	57	✓
B-52	PC000359-4	TV1	38	
B-651	PC000367-5	TV2	32	✓
B-652	PC000368-3	TV2	94	✓
B-301	PC000361-6	MHC	21	
B-302	PC000362-4	MHC	29	
B-371	PC000363-2	Refo.	95	
B-372	PC000364-0	Refo.	19	
B-471	PC000365-9	NHT	18	
B-472	PC000366-7	NHT	16	
B-1201	PC000374-8	HCK	56	
B-1202	PC000375-6	HCK	85	
B-1701	PC000376-4	HDG	16	✓
B-1801A	PC000377-2	HDT	22	✓
B-1801B	PC002474-5	HDT	22	
B-751	PC000369-1	FCCU	65	
B-801	PC000370-5	Isom.	40	
B-3001	PC000382-9	Coker	133	✓

^(a): La potencia térmica y el control de NO_x pueden ser modificados.

Para calcular las emisiones de NO_x, MP, COVs y CO de hornos de proceso se propone una metodología basada en factores de emisión. La metodología consiste en el empleo de la ecuación general de estimación de emisiones de la US-EPA que calcula la emisión (E) como:

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

Donde:

E Emisión, ton/d.

A Actividad, kSm³/d u otro que se especifique.

EF Factor de emisión, ton/kSm³ u otro que se especifique.

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

Se utilizarán preferentemente los factores de emisión publicados en la sección 4 “*Natural Gas Combustion*” del capítulo 1 de la quinta edición de la US-EPA AP-42. Los factores deben ser ajustados al poder calorífico del combustible multiplicando el factor original por la razón entre su poder calorífico superior y el poder calorífico de referencia 1.020 btu/scf. Los factores de emisión son los siguientes:

Tabla 5: Factores de emisión de hornos.

Contaminante	FE original	Unidades	Calidad del factor	Referencia
NOx ^a	100	lb/scf	B	US-EPA AP-42 1.4
NOx ^b	280	lb/scf	A	
MP	7,6	lb/scf	D	
COVs	5,5	lb/scf	C	
CO	39,3	g/GJ	S/I	CONCAWE, Reporte 4/17.

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

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

El nivel de actividad (A) corresponde al consumo total de combustible por fuente durante un día. El nivel de actividad es obtenido de forma directa desde el Sistema de Datos PI de la refinería que registra los datos medidos por los flujómetros de combustible previa validación de éstos.

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.

La eficiencia de abatimiento (ER) solo se considerará en caso de que exista algún estudio o documento del fabricante que lo acredite. No se considerará la eficiencia de abatimiento si esta es representada en el factor de emisión como ocurre en el caso de los quemadores con control de NO_x.

Para calcular las emisiones de SO₂ de hornos de proceso se propone un balance de materia en línea con la metodología “*Rank 3A*” para combustión en fuentes estacionarias descrita en la sección 4 del documento “*Emissions Estimation Protocol for Petroleum Refineries. Version 3, 2015*” de la US-EPA, la cual considera que todo el azufre contenido en el combustible se convierte en SO₂ y es emitido al ambiente. Las emisiones de SO₂ desde hornos de proceso se calculan usando la siguiente ecuación:

$$E = A \cdot C_{H_2S} \cdot M_{SO_2} / V \quad (2)$$

Donde:

E Emisión, ton/d.

A Actividad, kSm³/d.

C_{H₂S} Fracción molar del ácido sulfhídrico (H₂S) en el combustible.

M_{SO₂} Peso molecular del SO₂, g/mol.

V Volumen molar del combustible evaluado en condiciones estándar 60°F y 1 atm, kSm³/mol.

4. EMISIONES DE CRACKING CATALÍTICO

Las emisiones de MP y SO₂ de la unidad de Cracking Catalítico (FCC) serán determinadas mediante el uso de CEMS, en línea con el cumplimiento del artículo 17 del PPDA N°105/2018.

Tabla 6: Fuente emisión FCC de ERA

TAG	N° Registro RETC	Ubicación
B-755	PC000380-2	Concón

Durante el plazo de implementación y validación de los CEMS, las emisiones de SO₂ serán cuantificadas mediante una correlación en base a los resultados de los monitoreos de emisiones que permiten relacionar las emisiones con la carga de azufre a la Unidad.¹

En el caso de las emisiones de MP, NO_x desde la unidad de FCC serán cuantificadas de acuerdo con lo indicado en el enunciado “f)” del artículo 17 del PPDA N°105/2018 que señala que las emisiones serán determinadas mediante el uso de un promedio del factor de emisión determinado mediante un monitoreo semestral. Posterior a la implementación del CEMS, las emisiones de NO_x desde la unidad de FCC seguirán siendo estimadas de esta forma.

De acuerdo con la metodología vigente de estimación de emisiones utilizada en la Declaración de Emisiones Atmosféricas del D.S. N°138/2005, el factor de emisión puntual será calculado como:

$$FE = E/A \quad (3)$$

Donde:

FE Factor de emisión puntual, ton/km³ de carga.

E Emisión en ton/d medida por el análisis isocinético semestral.

A Nivel de actividad de la unidad de cracking catalítico expresado como la carga de azufre a FCC en km³/d (mil metros cúbicos día).

¹ Ver Anexo 1

Notar que el mismo principio es sugerido en la sección 1 del capítulo 5 de la US-EPA AP-42.

Luego de obtener el factor de emisión promedio anual entre dos semestres, la emisión de FCC será calculada empleando la Ecuación 1.

Para el cálculo de emisiones de CO, se emplean los factores de emisión listados en la

Tabla 7.

Tabla 7: Factores de emisión de unidad de cracking

Contaminant e	FE original	Unidades	Calidad del factor	Referenci a
MP		ISOCINÉTICO/CEMS		PPDA 105/ 2018
SO ₂		ISOCINÉTICO/CEMS		
NO _x		ISOCINÉTICO/CEMS		
CO		ISOCINÉTICO/CEMS		

a: Adecuado para unidades con recuperación parcial y sin caldera CO. En presencia de caldera CO o de recuperación total, las emisiones de CO se consideran despreciables.

b: Factores de emisión en base a volumen alimentado a unidad de cracking.

5. EMISIONES DE UNIDADES DE RECUPERACIÓN DE AZUFRE

ENAP Refinería Aconcagua cuenta con tres Unidades de Recuperación de Azufre (URA) y cada una de estas cuentan con un horno de post combustión en el cual se incineran los gases de cola del proceso. Esos se presentan en la **Tabla 8**.

Tabla 8: Hornos Post-Combustión URA en ENAP Aconcagua

TAG	Nro. Registro RETC	Ubicación
L-1644	PC000373-k	Concón
L-3504	PC000381-0	Concón
L-1101	PC000372-1	Concón

Las emisiones SO₂ de las tres URA serán determinadas mediante el uso de CEMS, en línea con el cumplimiento del artículo 17 del PPDA N°105/2018.

De acuerdo con el enunciado “c)” del artículo 17 del PPDA N°105/2018, el “azufre” emitido a la atmósfera se determina mediante balance de masa, entonces se propone calcular la emisión de SO₂ según la siguiente ecuación:

$$E = Q \cdot C_{SO_2} / 10^9 \quad (4)$$

Donde:

E Emisión, ton/h.

Q Caudal de gases de combustión, Nm³/h

C_{SO₂} Promedio diario de concentración de SO₂ en gases de combustión, mg/Nm³.

La letra “N” hace referencia a las condiciones normales establecidas en el enunciado “c)” del PPDA N°105/2018 correspondientes a 25°C y 1 atm.

La emisión diaria, mensual, anual o de cualquier otra escala de tiempo se calcula sumando los valores horarios.

Durante el plazo de implementación y validación de los CEMS, las emisiones SO₂ desde las URA serán cuantificadas de acuerdo con lo indicado en el enunciado “f)” del artículo 17 del PPDA N°105/2018 que señala que las emisiones serán determinadas mediante el uso de un promedio del factor de emisión determinado mediante monitoreo semestral.

Dado que la eficiencia de recuperación de azufre en cada URA será distinta, se calculará un factor de emisión diferente para cada caso, que será el promedio entre los factores de emisión puntuales determinados a partir de análisis isocinéticos semestrales. Se definirá al factor de emisión puntual como:

$$FE = E/A \quad (5)$$

Donde:

FE Factor de emisión puntual, ton/tonS.

E Emisión de un contaminante específico durante la medición, ton/d.

A Nivel de actividad expresado como producción de azufre durante la medición, tonS/d.

Notar que el mismo principio es sugerido en la sección 13 del capítulo 8 de la US-EPA AP-42. Notar además que el factor de emisión calculado para SO₂, incluirá implícitamente la eficiencia de recuperación de azufre.

Luego de obtener el factor de emisión (FE) promedio anual entre dos semestres en unidades de ton/tonS, la emisión de las URA será calculada empleando la Ecuación 1, pero considerando el nivel de actividad definido para la ecuación 5 en unidades de tonS/d.

Para el cálculo de emisiones de CO, se propone metodología de factores de emisión empleando los factores:

Tabla 9: Factores de emisión CO URAs

Contaminante	FE original	Unidades	Calidad del factor	Referencia
CO	1,3	lb/tonS	Moderada	AP-42, Tabla 8.13-2

6. EMISIONES DE ESTANQUES

ENAP Refinería Aconcagua cuenta con 93 estanques en Concón y 35 en el terminal de Quintero sumando un total de 128 estanques que podrían almacenar productos orgánicos.

Para estanques sólo se considera el cálculo de emisiones de COVs. Se propone el uso de 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.

Para el cálculo de emisiones de estanques verticales de techo fijo se propone la metodología descrita en la sección 7.1.3.1 "*Total Losses From Fixed Roof Tanks*" del capítulo 7 de la US-EPA AP-42 5ta edición.

Para el cálculo de emisiones de estanques de techo flotante exterior e interior se propone 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 debido a circunstancias propias de la gestión de operación de la refinería, la cuales pueden cambiar en el tiempo. Por ejemplo, un estanque que acumula una sustancia inorgánica será declarado como inactivo ya que no tendrá emisiones de vapores orgánicos.

La metodología utiliza como parámetros de entrada las condiciones meteorológicas de la ubicación de los estanques. Se utilizarán datos de la estación meteorológica Concón y estación Meteorológica Principal, para los cálculos relativos a los estanques ubicados en Concón y Quintero, respectivamente.

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.

Se debe considerar que la metodología del capítulo 7 de la US-EPA AP-42 se desarrolló para el cálculo de un año de emisiones. Se convertirá la metodología a escala horaria utilizando como factor 365 días por año.

7. EMISIONES DE ANTORCHAS

ENAP Refinería Aconcagua cuenta con 3 antorchas en Concón. Estas se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 10: Antorchas de ERA.

TAG	N° Registro
A-100	PC000378-0
A-200	PC000379-9
L-3741	PC000383-7

La metodología propuesta para determinar las emisiones considera el uso de factores de emisión basados en el nivel de actividad de la refinería. Para las emisiones de MP, se emplea el factor de emisión para antorchas no humeantes, sugerido en la tabla 6-4 del documento “*Emissions Estimation Protocol for Petroleum Refineries. Version 3, 2015*” de la US-EPA:

Tabla 11: Factores de emisión para antorchas.

Contaminante	Factor original, kg/10 ³ L refinery feed	Calidad del factor	Referencia
MP	~0	S/I	EEPPR, 2015
SO ₂	0,077	C	AP-42, Sec5.1 “ <i>Petroleum Refining</i> ”.
NO _x	0,054	C	
COVs	0,002	C	
CO	0,012	S/I	AP-42, Sec5.1 “ <i>Petroleum Refining</i> ”.

Finalmente, las emisiones de las antorchas se calculan empleando la Ecuación 1. Notar que en esta oportunidad el nivel de actividad se expresa como la alimentación de crudo a la refinería en km³/d (mil metros cúbicos día).

8. EMISIONES DE TORRES DE ENFRIAMIENTO

ENAP Refinería Aconcagua cuenta con un circuito cerrado de refrigeración que incluye Torres de Enfriamiento de flujo inducido.

Tabla 12: Torres de Enfriamiento ERA

TAG	N° Registro RETC	Ubicación
PLE - 04	PS000966-2	Concón

Las Torres de Enfriamiento en las refinerías producen emisiones de COVs y MP (RTI, US-EPA “*Emissions Estimation Protocol for Petroleum Refineries*”, 2015).

Para el cálculo de emisiones de COVs se propone el uso de factores de emisión:

Tabla 13: Factores de emisión para torres de enfriamiento.

Contaminante	FE ref	Unidades	Referencia
MP	Usar ecuación (6)		EEPPR, 2015
COVs	0,08	kg/10 ⁶ L(b)	AP-42, Sec5.1, tabla 5.1-3

Para las emisiones de MP se propone 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, mediante la ecuación:

$$E_{PM10} = 10^6 \cdot EF_{Drift} \cdot TDS \cdot Flow_{CW} \cdot 60 \frac{min}{hr} \cdot H_{periodo} \cdot \frac{1ton}{2000 lb} \quad (6)$$

Donde:

E_{PM10} Emisiones PM10, short ton/h

EF_{Drift} Factor de pérdidas aéreas, 1700 lb/MMgal para torre de tiro inducido

TDS Sólidos disueltos totales, ppmw

$H_{periodo}$ Número de horas periodo para el cual se tiene medición de TDS

Flow Flujo de agua de refrigeración, desde sistema de datos PI, gal/min

La concentración de sólidos totales se puede obtener mediante análisis de conductividad, según la ecuación 7.

$$TDS = CF_{TDS} \cdot Conductividad \quad (7)$$

Donde:

TDS Sólidos disueltos totales, ppmw

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

Con. Conductividad, desde muestreos en terreno, $\mu\text{mho/cm}$

9. EMISIONES DE LA UNIDAD DE COKER

Las fuentes de emisiones en la unidad de Coker están relacionadas los tambores de Coque y el acopio de coque. Equipos como la antorcha de Coque (L-3741) y el Horno (B-3001), pertenecientes a la Planta de Coquificación son tomados en cuenta en las secciones de Hornos y Antorchas, respectivamente.

Tabla 14: Fuente de emisiones fugitivas Coker

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

En esta unidad, las principales emisiones generadas son compuestos orgánicos volátiles (COVs) y material particulado (MP) (US-EPA, *Emissions Estimation Protocols for Petroleum Refineries*, 2014, Tabla 1-1).

La metodología usada para las emisiones de COVs abarca la totalidad de las operaciones batch realizadas en los tambores Coque, tanto por los venteos incluyendo también las fugitivas (EPA, *Emissions Estimation Protocols for Petroleum Refineries*, 2014, Cap 5, sección 3).

Para el cálculo se toma en cuenta la cantidad de vapor empleado en descarga y limpieza de tambores y número de ciclos de descarga anuales, según la siguiente ecuación:

$$E = M \cdot FE \cdot N \cdot 0,001 \quad (8)$$

Donde:

E Emisiones de COVs, lb/año

M Flujo de vapor generado y liberado en descargas de tambores, lb/ciclo

FE Factor de emisión de COVs, 1,7 lb/1000lb

N Número cumulativo de ciclos de descarga de tambores de coque

El flujo de vapor M se calcula utilizando la siguiente ecuación:

$$M = \frac{(1 - f) \cdot (M_w \cdot C_{p,water} + M_{coke} \cdot C_{p,coke}) \cdot (T - 212)}{\Delta H_{vap}} \cdot \frac{2}{2} \quad (9)$$

Donde:

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 de coque por ciclo, lb/ciclo

$C_{p,coke}$ Capacidad calorífica del agua, BTU/ lb°F

ΔH_{vap} Calor latente del agua, BTU/lb

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

Las emisiones de MP ocurren durante las descargas y venteos de tambores de coque, y en el acopio de coque. Las siguientes ecuaciones son propuestas:

$$E_{COKER} = E_{drum} + E_{pile} \quad (10)$$

$$E_{drum} = FE_{drum} \cdot M_{coke} \quad (11)$$

$$E_{pile} = FE_{pile} \cdot A_{exp} \cdot t_{exp} \quad (12)$$

Donde:

E_{COKER} Emisión de MP de unidad de Coker, kg/año

FE_{drum} Factor de emisión de MP en tambores de coque, kg/ton coque

FE_{pile} Factor de emisión MP en la pila de coque, lb/acre h

M_{coke} Producción de coque, desde registros de planta o sistema PI, ton/año

A_{exp} Área expuesta aproximada, m²

t_{exp} Tiempo de exposición de pila de coque, base anual, h/año

El factor de emisión de tambores de coque se calcula con la siguiente ecuación, extraída de US-EPA AP-42, Volumen I, Capítulo 13, Sección 2.4.

$$FE_{drum} = 0,0016k \frac{(U/2,2)^{1,3}}{(Hum/2)^{1,4}} \quad (13)$$

Donde:

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, %

Para el cálculo de emisiones de la pila de coque, el factor de emisión posee dependencia con la velocidad promedio del viento, según la ecuación extraída desde US-EPA AP-42, Capítulo 11, Sección 9, *Western Surface Coal Mining*, 1998. El área expuesta de una pila de coque se puede aproximar mediante el cálculo del área expuesta una pirámide truncada de base rectangular, en la que las caras expuestas serían el techo, aproximado como rectángulo y paredes aproximadas como trapecios, respectivamente (Véase Ilustración 1). La suma de las áreas de estas caras corresponde al área total expuesta, según la siguiente ecuación:

$$FE_{pile} = 0,72 \cdot U \quad (14)$$

$$A_{exp} = b'_1 \cdot b'_2 + \sum_{i=caras}^{4\ caras} h_i \frac{b_i + b'_i}{2} \quad (15)$$

Donde:

FE_{pile} Factor de emisión MP pila de coque, lb/acre h

U Velocidad promedio del viento, desde la estación meteorológica más cercana representativa, mph

Los parámetros de la ecuación (15) se pueden ver esquemáticamente en la Ilustración 1.

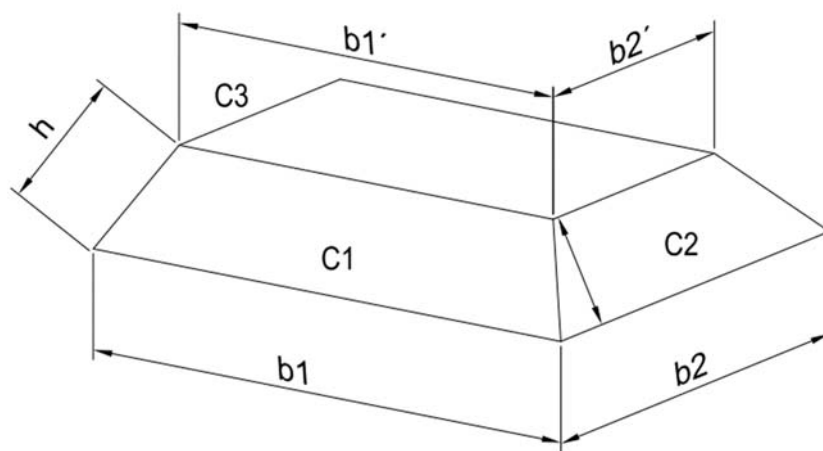


Ilustración 1: Aproximación realizada para cálculo de área expuesta

10. EMISIONES DEL PATIO DE CARGA

En el Patio de Carga de ENAP Refinería Aconcagua se realiza el carguío de camiones con diversos productos de la refinería. Las emisiones en los Patios de Carga corresponden principalmente a compuestos orgánicos volátiles (COVs) 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, a su vez, también se considera una fuente emisiones de MP, SO₂, NO_x.

Tabla 15: Fuentes de emisiones patio de carga

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

Se propone calcular las emisiones del Combustor del Sistema de Recolección de Vapores (SRV) del Patio de Carga. La carga del Combustor dependerá de las cantidades y caudales de los diferentes productos cargados, además de la corriente de LPG que alimenta la llama piloto. Para la estimación del flujo de vapor de hidrocarburos, se puede utilizar esta ecuación:

$$L_L = \frac{12,46 S \cdot P \cdot M}{T} \quad (16)$$

Donde:

L_L Factor de emisión evaporativa (sin sistema de recolección) de vapores de hidrocarburos, específico para cada producto, lb/10³ gal.

S Factor de saturación, parámetro dependiente de la forma de carga de combustible

P Presión verdadera de vapor, psia.

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

Los flujos L_L permiten el cálculo de los factores de emisión para los vapores fugitivos de los distintos productos que se cargan. Los valores de L_L se muestran en la siguiente tabla (ENAP

Refinería Aconcagua, 2018). Las emisiones determinadas se utilizan en conjunto con caudales de productos, usando la ecuación:

$$E_i = L_{Li} \cdot Q_i \quad (17)$$

$$E_p = \sum E_i \quad (18)$$

$$Q_{vap} = (eff/100) E_p \quad (19)$$

Donde:

E_p Emisiones totales (sin controles) de vapores orgánicos en patio de carga, kg/d

E_i Emisiones vapores orgánicos debido a la carga del producto “i”, kg/d

L_{Li} Factor de emisiones de vapores orgánicos, en base a volumen cargado, kg/kSm³

Q_i Flujo de producto “i” cargado, kSm³/d

eff Eficiencia del sistema de captación de vapores, 70% mínimo.

Q_{vap} Flujo de vapores al combustor, desde sistema de datos PI, Sm³/d

En base a estos resultados, es posible calcular las emisiones de COVs del patio de carga, usando la ecuación:

$$E_{covs} = \left(1 - \frac{eff}{100}\right) \cdot \sum E_i \quad (20)$$

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. La quema de LPG y vapores implica emisiones de NO_x, MP y SO_x.

Las emisiones por la combustión de vapores orgánicos se consideran iguales a las de la quema de butano, por ser éste el gas más pesado para el que se disponen datos de emisiones en manual US-EPA AP-42.

Se considerará que el LPG disponible es 50% de butano y propano, teniéndose como factores de emisión los valores promedios entre FE de butano y propano (Ver tabla con datos extraídos de US-EPA AP-42, Volumen I, Capítulo 1, sección 5, “*Liquified Petroleum Gas Combustion*”).

Las emisiones del combustor serán calculadas mediante la siguiente ecuación:

$$E = FE_{vap} \cdot Q_{vap} + FE_{LPG} \cdot Q_{LPG} \quad (21)$$

$$Q_{vap} = E_p \cdot (eff/100) \quad (22)$$

Donde:

E Emisiones combustor, kg/d

FE_{vap} Factor de emisiones para kg/Sm^3

FE_{LPG} Factor de emisiones para LPG kg/Sm^3

Q_{vap} Flujo de vapores al combustor, desde sistema de datos PI, Sm^3/d

Q_{LPG} Flujo de LPG para llama piloto, desde sistema de datos PI, Sm^3/d

eff Eficiencia del sistema de captación de vapores, 70% mínimo.

El flujo de LPG para sustentación de la llama piloto debe obtenerse desde información operacional, mientras que el flujo de vapores se obtiene mediante la siguiente ecuación:

Tabla 16: Factores de emisión quema Butano y Propano

Contaminante	Factor original Butano, lb/10 ³ gal	Factor original Propano	Factor Butano, kg/Sm ³	Factor Propano, kg/Sm ³
NOx	15	13	1,784	1,546
MP10	0,2	0,2	0,024	0,024
MP total	0,8	0,7	0,095	0,083
SO ₂	0,09S ^a	0,10S ^a	$2,44 \cdot 10^{-07}$	$2,71 \cdot 10^{-07}$

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

Tabla 17: Factores de emisión Sistema de recuperación de vapores Patio de Carga

Contaminante	Factor Butano, kg/Sm³	Factor Propano, kg/Sm³	Factor LPG, kg/Sm³	Factor Vapores, kg/Sm³
NO _x	1,784	1,546	1,665	1,784
MP10	0,024	0,024	0,024	0,024
MP total	0,095	0,083	0,089	0,095
SO ₂	$2,44 \cdot 10^{-07}$	$2,71 \cdot 10^{-07}$	$2,58 \cdot 10^{-07}$	$2,44 \cdot 10^{-07}$

11. EMISIONES DE GRUPOS ELECTRÓGENOS

ENAP Refinería Aconcagua cuenta con seis Grupos Electrógenos ubicados en Concón y Quintero los cuales utilizan como combustible diésel. Estos se presentan la **Tabla 18**.

Tabla 18: Grupos electrógenos de ERA.

TAG	N° 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

Para calcular las emisiones de NO_x, SO₂ y MP10 de los Grupos Electrógenos se propone una metodología basada en factores de emisión. La metodología considera la utilización de factores de emisión en base al consumo mensual de combustible ligado a estos equipos.

$$E = A \cdot EF \cdot (1-ER/100) \quad (23)$$

Donde:

E Emisión, ton/mes

A Nivel de actividad del grupo electrógeno expresado en litros de combustible mensual cargado, 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, %.

Se utilizarán los factores de emisión publicados en la sección 3 “*Stationary Internal Combustion Sources*” del capítulo 3 de la quinta edición de la US-EPA AP-42. Los factores de emisión son los siguientes:

Tabla 19: Factores de emisión de grupos electrógenos.

Contaminante	Factor original	Unidades	Calidad del factor	Referencia
NOx	4,41	lb/MMBtu	D	US-EPA AP-42, Sec 3.3
SOx	0,29	lb/MMBtu	D	
MP10	0,31	lb/MMBtu	D	
COVs	0,0004	lb/MMBtu	E	
CO	$3,85 \cdot 10^2$	g/GJ	S/I	CONCAWE Rep 4/19, Sec 8.1

^a: Expresado en kg contaminante por litro de combustible diésel, considerando el calor de combustión de 19300 Btu/lb (EPA, AP -42, Tabla 3.3-1), y densidad máxima permisible del diésel de 876 kg/m³, según NCh62.Of 2000 / DS 60.

La eficiencia de abatimiento (ER) solo se considerará en caso de que exista algún estudio o documento del fabricante que lo acredite.

12. EMISIONES DE TURBINA

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

Tabla 20: Fuente emisora Turbina ERA

TAG	N° Registro RETC	Ubicación
J-236	PC003440-1	Concón

Las Turbinas generan emisiones de NO_x, SO_x y PM, según lo descrito por US-EPA AP-42, Capítulo 3, Sección 1, *Stationary Gas Turbines*. Para el cálculo de emisiones de turbinas se utiliza la metodología descrita en de US-EPA AP-42, Capítulo 3, Sección 1. Se pueden calcular las emisiones anuales mediante la expresión:

$$E = FE \cdot P \cdot A \quad (24)$$

E Emisiones, ton/año

FE Factor de emisiones, lb/MM BTU

P Potencia Térmica de Turbina, nominal, BTU/h

A Actividad en base anual, desde sistema de datos PI, h/año

Los factores para destilados de petróleo son extraídos de US-EPA AP-42, Capítulo 3, Sección 1, *Stationary Gas Turbines*, tablas 3.1-1 y 3.1-3, los que se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 21: Factores de emisión Turbinas

Contaminante	FE lb/MM BTU	Calidad del Factor
NOx	0,88 ^a	C
NOx	0,24	B
SO2	0,033	B
PMtotal	0,012	C
VOCs	$3,71 \cdot 10^{-1}$ ^(b)	S/I
CO	1,49 ^c	S/I

^a: Este factor aplica a turbinas sin control de emisiones. En cambio, los otros factores aplican a turbinas con inyección de vapor de agua. US-EPA AP-42, Capítulo 3, Sección 1.

^b: Factor dado en unidades de g/GJ, extraído desde CONCAWE Rep 4/19, Sec 13.1.

^c: Factor dado en unidades de g/GJ, extraído desde CONCAWE Rep 4/19, Sec 8.1.

13. EMISIONES DE PLANTA DE ÁCIDO SULFÚRICO

En la Planta de Ácido Sulfúrico, las emisiones más importantes desde el punto de vista del PPDA N°105/2018, son las de SO₂, las que además se concentran en los gases de chimenea, según US-EPA, AP-42, Capítulo 8, sección 10, “*Sulfuric Acid*”, 1993. Adicionalmente, se cuenta en la planta de ácido con un horno proceso que involucra emisiones MP, SO₂ y NO_x, según lo visto en la sección 3.

Tabla 22: Fuente emisora Planta de ácido sulfúrico

TAG	N° Registro RETC	Descripción	Ubicación
B-1981	PC002238-6	Horno de planta de ácido	Concón

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 del ácido. La siguiente ecuación supone, por medio de un balance, que todo el azufre no reaccionado genera emisiones de SO₂:

$$E_{SO_2} = \frac{64}{98} \frac{Prod H_2SO_4}{\eta} \cdot (100 - \eta) \quad (25)$$

Donde:

E_{SO_2} Emisiones de SO₂, ton/d

η Eficiencia de conversión de dióxido de azufre, desde datos de diseño, %

$Prod H_2SO_4$ Producción de ácido, desde Sistema de Datos PI o de balances de planta, ton/d

El cálculo de emisiones diarias realizado puede amplificarse para emisiones mensuales, anuales, etc.

Las emisiones de MP, SO₂ y NO_x generadas por el horno de proceso, se calcularán mediante la metodología descrita en la sección 3, pero se reporta en esta sección junto a la fuente “Planta de Ácido”.

14. EMISIONES DE PLANTA DE TRATAMIENTO DE EFLUENTES

ENAP Refinería Aconcagua cuenta con una Planta de Tratamiento de Efluentes localizada en Concón.

Tabla 23: Registro RETC para Planta de Tratamiento de Efluentes

N° Registro RETC	Descripción	Ubicación
PS000990-5	API1	Concón
PS005259-0	API3	Concón
PS005260-4	Balsa DAF	Concón
PS005268-K	DAF	Concón
PS005265-5	T5731	Concón
PS005266-3	T5736	Concón
PS005267-1	L3604	Concón
PS005269-8	L3603	Concón
PS005270-1	L3606	Concón
PS005271-K	L3607	Concón
PS005272-8	L3608	Concón
PS005273-6	L3612	Concón
PS005274-4	L3615	Concón
PS001018-0	API1	Quintero
PS005277-9	API2	Quintero
PS005278-7	API ampliación	Quintero

La metodología aplicada para estimar las emisiones de COVs consiste en ocupar factores de emisión según CONCAWE, *Air pollutant emission estimation methods for E-PRTR reporting by refineries* (2017), sección 13.6, *Oily-water collection and treatment systems*. En esta

sección se indican factores de emisión para distintos equipos de tratamiento de RILES de refinerías². Esta información se complementa con el factor de emisión para sistemas de tratamiento biológico indicado en el documento *Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Refining of Mineral Oil and Gas*, EU, 2015.

En base a lo anterior, los factores de emisión ocupados se presentan en la Tabla 24.

Tabla 24: Resumen metodológico para la aplicación de factores de emisión.

Tratamiento RILES	Fuente emisión COVs	Factor emisión
Planta de tratamiento de aguas aceitosas	Separador API 1	0,0225 kg/m ³ agua tratada para periodo enero-noviembre 2018 (APIs no cubiertos) (CONCAWE).
		0,000675 kg/m ³ agua tratada para periodo diciembre 2018 (APIs cubiertos) (CONCAWE).
	Separador API 3	Se consideran factores con afluente de entrada menor a 880 mg/l de aceites y grasas según muestras tomadas por ERA en flujo de ingreso a los APIs.
	Balsa de retención previa a DAF	0,004 kg/m ³ flujo a la balsa. Considerando que el flujo que ingresa a esta balsa es agua tratada procedente de APIs y que se envía a DAF, se ocupa factor de emisión de DAF (CONCAWE).
	Unidad de flotación con aire disuelto (DAF)	0,004 kg/m ³ agua tratada (CONCAWE).
Planta de tratamiento de RILES con contenido en fenoles 1 (Planta Fenoles 1)	Equipo compacto de tratamiento biológico por lodos activos formador por ecualizador fisicoquímico, reactores biológicos y clarificador	0,2 g/m ² h, m ² se refiere a superficie abierta expuesta al aire de los equipos de tratamiento biológico (BREF).
	Espesador de lodos del tratamiento biológico	
Planta de tratamiento de aguas del Complejo	Balsa de almacenamiento de aguas fuera de especificación	3,7 g/m ² h, se asimila a factor de emisión de API no cubierto con agua de ingreso de contenido de 880-3.500 mg/l de aceites y grasas (adaptado de CONCAWE) ³ . Al tratarse de una balsa que no recibe flujo continuo, sino sólo en

² A diferencia de EPA AP-42 que para refinerías sólo entrega factores de emisión para separadores API y sin diferenciar según el contenido de hidrocarburos en las aguas.

³ Según el documento *Air pollutant emission estimation methods for E-PRTR reporting by refineries*, CONCAWE, report 4/17, 2017, el factor de emisión de COVs referido a superficie (m²) para API no cubierto es de 20 g/m²h. La misma referencia de CONCAWE entrega diferentes factores de emisión de COVs para separadores API no cubiertos de referidos a m³ de agua ingresada al API para tres rangos de concentraciones de aceites y grasas (superior a 3.500 mg/l, 880-3.500 mg/l y menor a 880 mg/l). El factor referido en CONCAWE de 20 g/m²h ha sido desarrollado para separadores API de refinerías con alto contenido de hidrocarburos en el afluente al separador, por lo que debe entenderse equivalente al factor de emisión 0,6 kg/m³ aplicable para concentraciones mayores a 3.500 mg/l.

Para esta balsa, considerando que el contenido de hidrocarburos ha de ser menor que 3.500 mg/l, se ha definido un factor de emisión referido a su superficie (g/m²h) asumiendo que el factor de emisión de 20 g/m²h se debe reducir en la misma proporción que se reduce el factor de 0,6 kg/m³ al pasar de aguas con contenido mayor a 3.500 mg/l a aguas con contenido entre 880 y 3.500 mg/l. De esta forma, se determina el factor de emisión de 3,7 g/m²h obtenido de la operación 20 x (0,111/0,6).

Tratamiento RILES	Fuente emisión COVs	Factor emisión
Industrial Coker (Planta fenoles 2)		condiciones situaciones anormales de funcionamiento, se ha ocupado un factor de emisión relativo a la superficie expuesta al aire para estimar la emisión de COVs desde el agua almacenada.
	Separador TPI cubierto	0,000675 kg/m ³ agua tratada, se asocia factor de emisión de API cubierto con afluente de entrada menor a 880 mg/l de aceites y grasas. Según balance de materia de ingeniería de la planta se define entrada a TPI con 500 mg/l de aceites y grasas. (CONCAWE).
	Balsa homogeneización previa a tratamiento	0,004 kg/m ³ agua tratada, se asimila a factor de emisión de DAF no cubierto, ya que recibe aguas aceitosas tratadas previamente en TPI (CONCAWE).
	Unidad de flotación con aire disuelto (DAF)	0,004 kg/m ³ agua tratada (CONCAWE).
	Sistema de tratamiento biológico por lodos activos	0,2 g/m ² h, m ² se refiere a superficie abierta expuesta al aire de los equipos de tratamiento biológico. (BREF).
	Clarificador final del tratamiento biológico	
	Balsas de lodos del tratamiento biológico	

15. BALANCE DE AZUFRE

De acuerdo con lo requerido en el artículo 16 del PPDA, a continuación se presenta el detalle de la metodología para realizar el balance de azufre de la refinería, a partir del cual se realiza la estimación de la eficiencia global de recuperación de azufre, según la ecuación presentada en el mismo artículo.

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

Donde,

Sr: Azufre recuperador (ton/d)

St: Azufre total (ton/d)

Sp: Azufre en los productos (ton/d)

Azufre Recuperado (Sr): El azufre recuperado se obtiene de la medición diaria de la masa de azufre obtenida en las Unidades Recuperadoras de Azufre (URAs). Se determina diariamente por medición directa en el almacén de producto mediante un sistema de medición electrónico o manual, tomando en cuenta la geometría del acopio o almacenamiento, para calcular el peso del azufre recuperado. También se considera el peso del azufre extraído durante el periodo, cuando existe retiro para envío o comercialización.

Azufre Total (St): El crudo procesado en la refinería, corresponde a una mezcla (canasta de crudos) que se prepara en los estanques T-3102A, T-3102B, T-3103A, T-3103B y T-3104B, la cual se ingresa como alimentación a las unidades de destilación atmosférica (Topping 1 y Topping 2). El valor de azufre total, corresponde a la carga de azufre como masa, obtenida a partir del volumen de crudo diario y la concentración de azufre medida en los estanques mediante ensayo de laboratorio interno de refinería.

Azufre en productos (Sp): Los productos de la refinería, corresponden a LPG (gas licuado), solventes, gasolinas, naftas, kerosene (kerosene doméstico y kerosene de aviación), diesel, gas oil, fuel oil, slop y coque (carbón de petróleo), como se muestra en la ilustración 2. La masa de azufre que queda en los productos se obtiene a partir del volumen y la concentración de azufre contenida en cada uno de estos. En el caso de los productos para los cuales se dispone de información diaria de su composición de azufre, se utilizará esta información, en los casos en que no se realiza este análisis diario, el valor de concentración se obtendrá del valor máximo de azufre de acuerdo con la especificación del producto para venta. También en este ítem se considera el valor total de las emisiones de SO₂ de la refinería durante el día.

Se calculará diariamente el balance de azufre global de refinería, mediante planilla Excel, donde se considerarán los puntos indicados anteriormente.

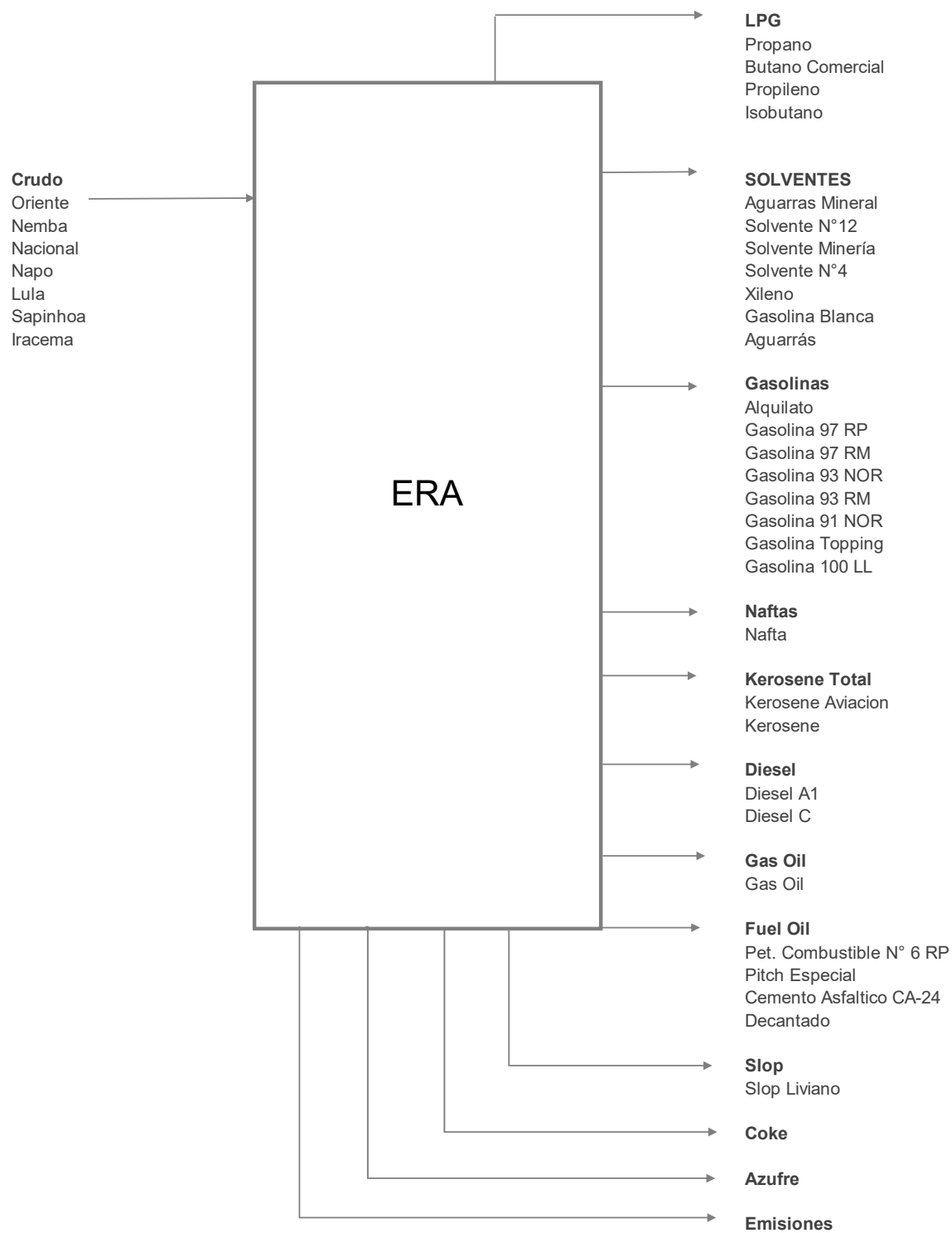
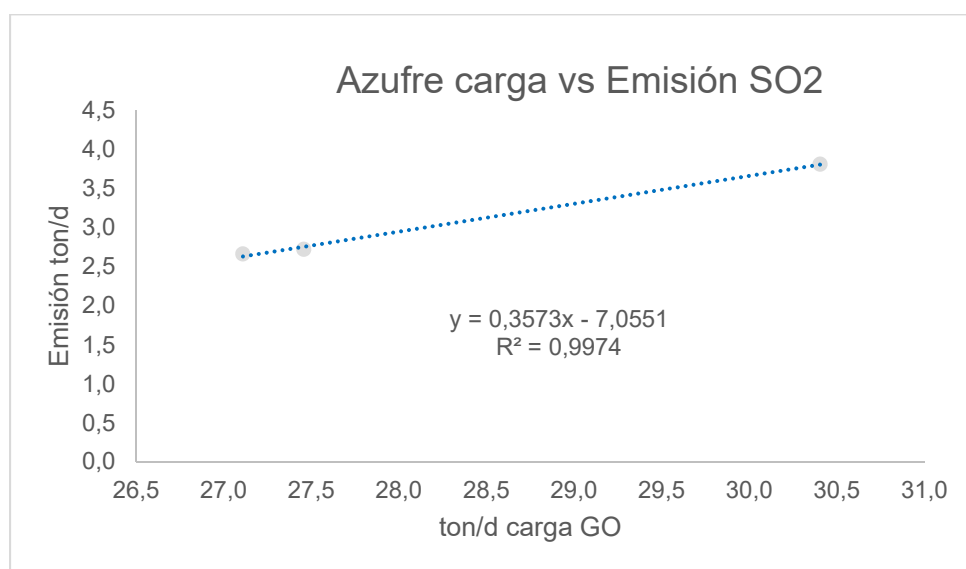


Ilustración 2: Esquema balance de azufre ERA

ANEXO 1

Monitoreo de Emisiones FCCU

Fecha	Hora inicio	Hora fin	Caudal Gases	SO2	Emisión	Carga a FCCU [m³/d]	Azufre en la carga, [ton/d]
			[m³N/h]	[ppm]	[ton/d]		
19-jun-19	19/06/2019 12:41	19/06/2019 15:40	139.133	311	2,722	3.668	27,5
03-sept-19	03/09/2019 12:00	03/09/2019 15:56	135.771	312	2,664	3.974	27,1
24-sept-19	24/09/2019 12:00	24/09/2019 15:56	156.626	387	3,814	5.083	30,4



Considerando los resultados de las últimas isocinéticas disponibles, la relación entre la emisión de SO2 y el azufre en la carga está dada por:

$$\text{Emisión [ton/d]} = 0.3573 * \text{Azufre en GO [ton/d]} - 7,0551$$