

INVENTARIO DE EMISIONES DE FUENTES FIJAS EN LA CUENCA ATMOSFÉRICA DE ILO

Preparado por:

Subgrupo de Inventario de Emisiones, GESTA Zonal
del

Aire de Ilo, conformado por:

- Ministerio de Salud
- Municipalidad Provincial de Ilo
- Southern Peru Copper Corporation
- EnerSur
- Asociación Civil Labor
- Dirección Regional de Producción

Ilo, Julio 2004

El sub-grupo de Inventario de Emisiones de Fuentes Móviles, preparó el presente trabajo, por encargo del GESTA Zonal del Aire de Ilo. Los resultados son producto de numerosas sesiones de trabajo, durante los años 2003 y mediados del 2004, en las que se discutieron y concertaron criterios técnicos.

Integrantes del sub-grupo:

*ING. NOELIA HINOJOSA ZEBALLOS
Bach. BLG. A. ANTHONY JO NOLES
ING. MIGUEL DARIO OVIEDO CALDERON
ING. FRANCISCO ZEGARRA FIGUEROA
ING. OSCAR POSTIGO
BLG. CARMEN CHIRINOS / PERCY CHOQUE
Bach. ING. MIGUEL BARRIOS PERALTA*

DIGESA
Asociación Civil Labor
Southern Peru Copper Corporation
Municipalidad Provincial de Ilo
EnerSur
Dirección Regional de la Producción– ILO
Soporte CONAM - PROCLIM

CONTENIDO	Pág.
Abreviaturas.....	4
1. ANTECEDENTES.....	5
2. RESUMEN.....	5
3. OBJETIVOS.....	6
4. ALCANCES.....	6
5. METODOLOGÍA EMPLEADA.....	7
5.1. Área Geográfica.....	8
5.2. Ubicación de Fuentes Puntuales.....	9
5.3. Recopilación de Información de Fuentes Fijas.....	11
5.4. Procedimientos de Evaluación Rápida.....	11
5.4.1. Ventajas.....	12
5.4.2. Desventajas.....	12
5.5. Fuentes de Área.....	13
6. INVENTARIO DE FUENTES FIJAS.....	14
6.1. Sector Pesquería.....	14
6.1.1. Cálculo de Emisiones.....	14
6.2. Sector Minero Metalúrgico.....	25
6.2.1. Cálculo de Emisiones.....	25
6.3. Sector Hidrocarburos.....	30
6.3.1 Cálculo de Emisiones.....	30
6.4. Sector Hidrocarburos (Comercio al por menor).....	32
6.4.1. Cálculo de Emisiones.....	32
6.5. Sector Electricidad.....	36
6.5.1. Cálculo de Emisiones.....	36
6.6. Sector Comercial.....	42
6.6.1. Cálculo de Emisiones.....	42
6.7. Otros (Consumo de Kerosene para el uso domestico).....	44
7. RESULTADOS.....	47
7.1. Emisiones por contaminante.....	48
7.2. Emisiones de Fuentes Fijas.....	54
8. CONCLUSIONES.....	58
9. RECOMENDACIONES.....	59
10. REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA.....	61
11. ANEXOS	
Anexo 1: Definiciones.....	62
Anexo 2: Modelos de Encuestas.....	64
Anexo 2-a: Procesamiento de Pescado.....	64

Anexo 2-b: Fundición Primaria de Cobre.....	65
Anexo 2-c: Tanques de Almacenamiento.....	70
Anexo 2-d: Centrales Termoeléctricas.....	71
Anexo 2-e: Encuesta – Panaderías.....	72
Anexo 2-f: Encuesta – Grifos y/o Servicentros.....	73
Anexo 3: Resultados de Emisiones de Tanques de Almacenamiento – Programa TANKS.....	74
Anexo 3-a: Información proporcionada por GMT Consorcio Terminales.....	78
Anexo 3-b.....	79
Anexo 4: Monitoreo de Emisiones Continua (MEC) – EnerSur.....	80
Anexo 4-a: Cálculo de Emisiones – MEC 2002.....	80
Anexo 4-b: Cálculo de Emisiones – MEC 2003.....	81
Anexo 4-c: Promedios Anuales de Emisiones.....	82
Anexo 5: Información recolectada por encuestas – Panaderías.....	83
Anexo 5-a: Cálculo del peso por leño (unidad para una “carga” de leña).....	84
Anexo 6: Información Proporcionada por la Dirección Regional de Energía y Minas.....	85

Abreviaturas

<i>GESTA</i>	: Grupo de Estudio Técnico Ambiental
<i>kg/t</i>	: Kilogramos por Tonelada Métrica
<i>t/año</i>	: Tonelada Métrica por Año
<i>t/d</i>	: Tonelada Métrica por día
<i>CO</i>	: Monóxido de Carbono.
<i>H₂S</i>	: Sulfuro de Hidrógeno.
<i>COV</i>	: Compuestos Orgánicos Volátiles.
<i>NO_x</i>	: Óxidos de Nitrógeno.
<i>NO₂</i>	: Dióxido de Nitrógeno.
<i>Pb</i>	: Plomo.
<i>PTS</i>	: Partículas Totales en Suspensión.
<i>SO₂</i>	: Dióxido de Azufre
<i>SO_x</i>	: Óxidos de Azufre
<i>SO₃</i>	: Trióxido de Azufre
<i>PM₁₀</i>	: Material Particulado con diámetro aerodinámico menor o igual a 10 micrómetros.
<i>t</i>	: Toneladas Métricas.
<i>CIIU</i>	: Clasificación Internacional Industrial Uniforme
<i>S</i>	: Contenido de Azufre (% en peso)
<i>P</i>	: Contenido de Plomo (% en peso)
<i>A</i>	: Contenido de Ceniza (% en peso)
<i>DREM</i>	: Dirección Regional de Energía y Minas
<i>MEC</i>	: Monitoreo de Emisión Continuo
<i>US EPA</i>	: United States Environmental Protection Agency
<i>SPCC</i>	: Southern Perú Copper Corporation
<i>BTU</i>	: British Thermal Unit
<i>PAMA</i>	: Programa de Adecuación y Manejo Ambiental
<i>DIGESA</i>	: Dirección General de Salud
<i>CPI</i>	: Corporación Pesquera Ilo
<i>UTM</i>	: Mercator Universal Transverso
<i>OMS</i>	: Organización Mundial de la Salud

1. ANTECEDENTES

El Decreto Supremo N° 074-2001-PCM, establece en su Artículo 13 que el inventario de emisiones es responsabilidad del Ministerio de Salud a través de la Dirección General de Salud Ambiental (DIGESA). Éste se realizará en coordinación con las autoridades sectoriales, regionales y locales correspondientes. El inventario podrá encargarse a una institución pública o privada especializada. En este contexto y por acuerdo del GESTA ZONAL del Aire de Ilo, se conformó el Sub grupo de Inventario de Emisiones de Fuentes Fijas, integrado por las siguientes Instituciones:

- ✓ *Ministerio de Salud - Coordinador*
- ✓ *Municipalidad Provincial de Ilo*
- ✓ *Southern Peru Copper Corporation*
- ✓ *EnerSur*
- ✓ *Asociación Civil Labor.*
- ✓ *Dirección Regional de Producción*

No se han encontrado estudios similares realizados en la Provincia de Ilo.

2. RESUMEN

El presente informe incluye información recopilada, analizada y procesada sobre las emisiones de las fuentes fijas más importantes en el ámbito de la Cuenca Atmosférica de Ilo.

Los resultados obtenidos reflejan la cuantificación de las emisiones producidas en toda la cuenca atmosférica de Ilo por las fuentes fijas y no implican por si solas valores que incidan significativamente sobre la calidad del aire, siendo necesario, para una evaluación integral, considerar las características inherentes al área geográfica y la topografía; las condiciones meteorológicas y climáticas; ubicación de las fuentes de emisión respecto a las áreas urbanas; densidad poblacional, entre otros, donde se ha realizado el estudio. Por lo cual, los resultados, junto con el Inventario de Emisiones de Fuentes Móviles, el Monitoreo de la Calidad de Aire y el Estudio Epidemiológico, en conjunto, servirán como herramientas técnicas para preparar el documento de línea base y permitirán elaborar el Plan de Acción "A Limpiar el Aire".

Para fines del estudio se han considerado las Fuentes Puntuales con mayor impacto dentro de los límites de la cuenca atmosférica así como las Fuentes de Área, obteniéndose valores de emisión para cada una de ellas.

Los Cuadro 1 y 2 muestran el resumen de las emisiones generadas en toneladas métricas por día (t/d) y por año (t/año) por las Fuentes Fijas en la Cuenca Atmosférica de Ilo.

Cuadro 1: Emisiones de Fuentes Fijas – Contaminantes Incluidos en la Norma

Sector	SO ₂	PM ₁₀	CO	H ₂ S	SO ₂	PM ₁₀	CO	H ₂ S
	t/año				t/d			
Sector Minero Metalúrgico	440,741	1,226.2	-	-	1,207.5	3.36	-	-
Sector Electricidad	6,102.4	90.3	278.5	-	16.72	0.25	0.76	-
Sector Pesquero	471.8	12.1	47.9	22.1	1.29	0.03	0.13	0.06
Sector Hidrocarburos	-	-	-	-	-	-	-	-
Sector Comercial	0.1	-	88.5	-	0.00	-	0.24	-
Otros	1.9	-	0.9	-	0.01	-	0.00	-
Total	447,317	1,328.7	415.8	22.1	1,225.5	3.6	1.1	0.06

Cuadro 2: Emisiones de Fuentes Fijas – Contaminantes No Incluidos en la Norma

Sector	PTS	NOx	COV	SO ₃	SOx	PTS	NOx	COV	SO ₃	SOx
	t/año					t/d				
Sector Minero Metalurgico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sector Energético	-	2,105	-	-	-	-	5.77	-	-	-
Sector Pesquero	1,585	290.3	2.7	5.9	11.3	4.34	0.80	0.01	0.02	0.03
Sector Hidrocarburos	-	-	167.3	-	-	-	-	0.46	-	-
Sector Comercial	9.5	0.9	29.1	-	-	0.03	0.00	0.08	-	-
Otros	0.5	3.5	0.5	0.03	-	0.00	0.01	0.00	0.00	-
Total	1,595	2,400	199.6	5.9	11.3	4.37	6.58	0.55	0.02	0.03

3. OBJETIVO

Cuantificar los niveles de emisión de las fuentes fijas en la Cuenca Atmosférica de Ilo, de los contaminantes establecidos en el Art. 4 del D.S.-074-2001-PCM de las Fuentes Fijas (Puntuales y de Área) de la Cuenca Atmosférica de Ilo.

4. ALCANCES

El presente estudio muestra un primer diagnóstico de las emisiones producidas por las principales fuentes fijas (puntuales y de área) identificadas en la Cuenca Atmosférica de Ilo. La división de fuentes fijas en puntuales y de área es arbitraria pero necesaria para permitir la recopilación eficiente de la información que se requiere para apoyar los programas de calidad del aire. Esta división tiene implicaciones importantes, tanto para el desarrollo de los programas regulatorios, como para el tipo de información necesaria para apoyarlos. Fuente puntual es toda instalación establecida en un solo lugar que tenga como propósito desarrollar procesos industriales o comerciales, de servicios o actividades que generen o puedan generar emisiones contaminantes a la atmósfera. Las fuentes de área representan las emisiones de las fuentes que son demasiado numerosas y dispersas como para ser incluidas de manera eficiente en un inventario de fuentes puntuales.

El Sub grupo de Inventario de Fuentes Fijas del GESTA Zonal del Aire de Ilo con este trabajo estimará los niveles de emisiones atmosféricas de las diferentes sustancias emitidas por las actividades industriales más representativas de Ilo y que están establecidas en el Art. 4 del DS N° 074-2001-PCM, estos son:

- a) Dióxido de Azufre (SO₂)
- b) Material Particulado (PM₁₀)
- c) Monóxido de Carbono (CO)
- d) Dióxido de Nitrógeno (NO₂)
- e) Ozono (O₃)
- f) Plomo (Pb)
- g) Sulfuro de Hidrógeno (H₂S)

Sin embargo, la metodología empleada (*Método de Evaluación Rápida*, recomendada por DIGESA) no contempla factores de emisión para el total de contaminantes listados en el párrafo anterior, mostrando en su lugar factores para contaminantes no regulados, siendo estos: NOx,

COV, SO₃ y PTS. Por otro lado no se ha encontrado información referente a factores de emisión para el Ozono en la metodología recomendada ni en otras consultadas, quedando pendiente para un estudio posterior. Así mismo, no se ha considerado las emisiones generadas por lavanderías, incineradores hospitalarios, la quema al aire libre de residuos, las lagunas de estabilización, emisiones domiciliarias de la combustión de gas, emisiones de fuentes naturales de material particulado, que en conjunto podrían causar impactos en el ambiente.

5. METODOLOGÍA EMPLEADA

Se ha empleado la *Guía sobre técnicas para el Inventario Rápido de Fuentes y su uso en la formulación de estrategias* [Referencia 1] que nos permite evaluar de manera efectiva las emisiones de contaminación del aire generadas por cada fuente o grupos de fuentes fijas similares dentro de la Cuenca Atmosférica. Esta metodología se basa en la estimación de las emisiones atmosféricas realizadas en diferentes lugares del mundo, donde se han realizado programas de muestreo de fuentes estacionarias, para medir las tasas de emisión de diferentes procesos. Debido a que no es económicamente factible realizar un muestreo en cada fuente, estas tasas de “emisión características” (factores de emisión), se emplean para el cálculo de Inventario de Emisiones. Factores de emisión son relaciones entre la cantidad de un contaminante emitido y una sola unidad de actividad. La actividad puede, consistir en datos basados en procesos (producción, horas de operación, área superficial) o en datos basados en censos (población, número de empleados). Así mismo, se emplearon factores de Emisión publicados por USEPA [Referencia 4].

Como primer paso para la aplicación de esta metodología fue necesario realizar un inventario de las principales Fuentes Fijas de emisión existentes en la Cuenca Atmosférica de Ilo, habiéndose identificado las siguientes:

Cuadro 3: Fuentes Fijas más importante ubicadas dentro de la Cuenca Atmosférica de Ilo

FUENTE	Cantidad
Empresas Pesqueras	06
Tanques de almacenamiento de combustible	11
Fundición de Cobre	01
Refinería de cobre	01
Planta de Cal	01
Centrales Termoeléctricas	02
Planta de Tratamiento de aguas servidas	01
Pollerías	19
Panaderías	45
Grifos y/o Servicentros	11
Relleno Sanitario	01
Lagunas de Estabilización	01
TOTAL	61

Para efectos del presente estudio no resulta práctico abordar todos los tipos de actividades contaminantes, pues el objetivo es evaluar las principales fuentes que puedan tener mayor

impacto en el ambiente del área en estudio, es decir dentro de los límites de la cuenca atmosférica. Para tal efecto se han considerado las siguientes fuentes de emisión:

Cuadro 4: Principales Fuentes Puntuales

Fuentes de Emisión	Proceso	Factores
Pesqueras	Procesamiento de pescado	Guía OMS/CIU
Tanques de combustibles	Almacenamiento de combustibles	US EPA, TANKS 4.0
Central Termoeléctrica	Generación de energía eléctrica	US EPA, AP 42, Inf. Proceso
Fundición de Cobre	Fusión Primaria de Cobre	Guía, US EPA, AP 42
Refinería de Cobre	Afino y Refinación de Cobre	US EPA, AP 42
Planta de Cal	Productos minerales no metálicos	US EPA, AP 42

5.1. Area Geográfica de Estudio

El área considerada para el presente estudio es la Cuenca Atmosférica de Ilo (ver Figura 1), definida en el documento del mismo nombre y que se encuentra en la biblioteca del GESTA. En el mismo se menciona la existencia de tres zonas, con la presencia de vientos de comportamiento característico, estas son:

- ✓ Zona Sur (Desde Lomas las Buitreras, Central Termoeléctrica ILO21 EnerSur, Pampa del Palo y Cerro Redondo)
- ✓ Zona Central (Aeropuerto, CETICOS, Punta de Coles, Empresas Pesqueras, Ciudad de Ilo, parte de Pacocha, distrito El Algarrobal).
- ✓ Zona Norte (Quebrada Zaparo, Quebrada Molle, Lagunas de Oxidación, Refinería de Cu SPCC, Pesquera Austral, Pesquera CPI, Fundición de Cobre SPCC, Central Termoeléctrica ILO1 EnerSur).

En determinados períodos y en condiciones climáticas y meteorológicas anómalas, la atmósfera de la zona norte como la sur suelen confluir con la zona central llegándose a tener una gran cuenca Atmosférica, este fenómeno se mantiene hasta que la meteorología vuelve a su comportamiento normal.

La *zona central*, es una zona principalmente urbana donde se encuentra la mayor densidad poblacional, y ésta representa el 4,3% del área total de la cuenca. Por tal razón y dado que el objetivo de la norma (DS 074-2001-PCM), es la protección de la salud, en este lugar se efectúan los monitoreos tanto meteorológicos y de calidad del aire que formarán parte del diagnóstico de línea base, necesarios para la elaboración e implementación del Plan de Acción denominado "A Limpiar el Aire".

5.2. Ubicación de Fuentes Puntuales

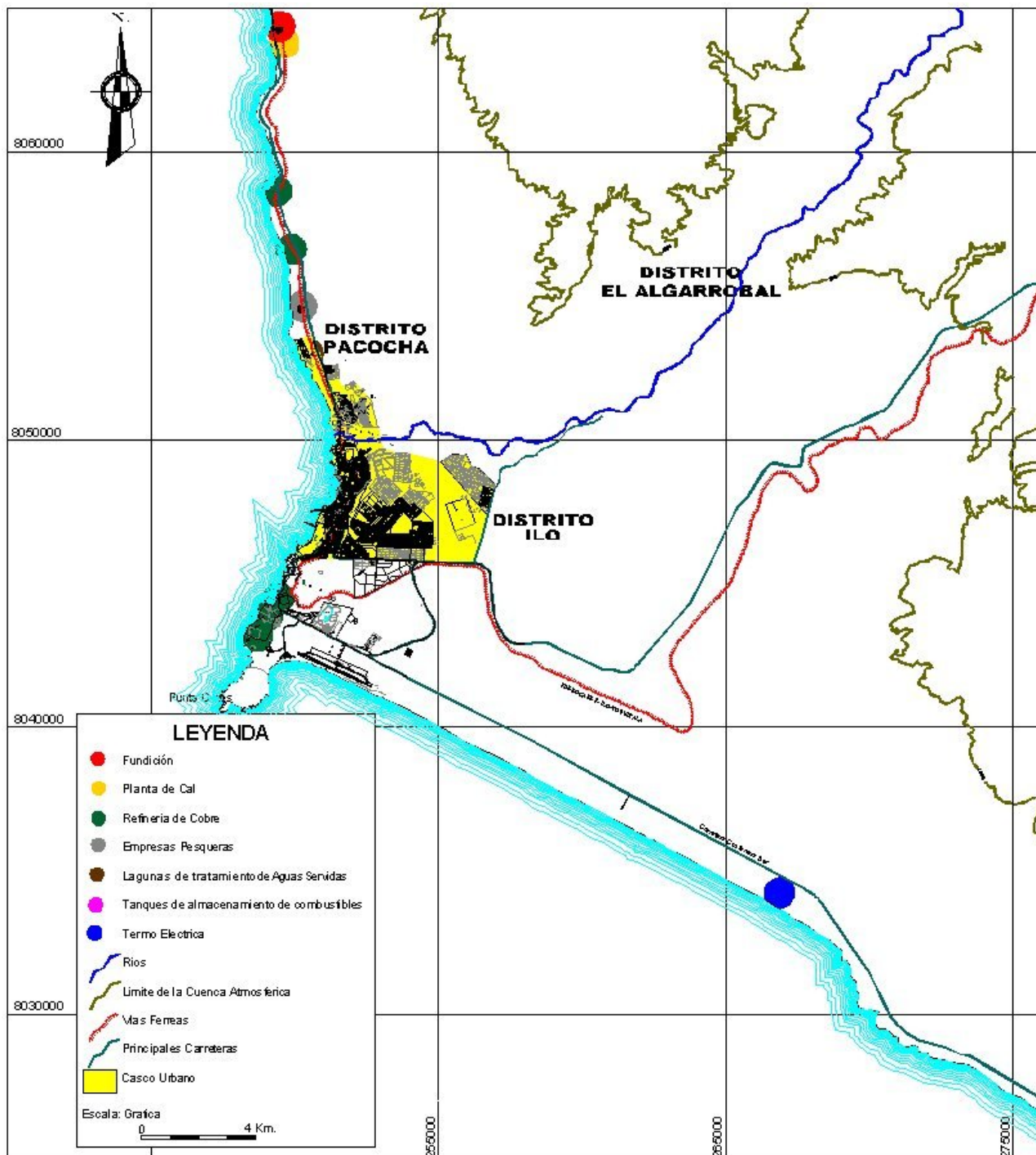
En el Cuadro 5, se muestran las coordenadas UTM de las principales fuentes puntuales de gases contaminantes dentro de la Cuenca Atmosférica.

Cuadro 5: Coordenadas UTM de Fuentes Puntuales

FUENTE	NORTE	ESTE	ELEVACIÓN
Fundición de Cu	8064377	249460	35
Pesquera Ilo	8058646	249364	15
Pesquera Austral	8056623	249864	5
Refinería	8054644	250233	20
Lagunas EPS	8052994	250441	10
GMT-Consorcio de Terminales	8048653	251747	10
Hayduk S.A. Planta Conservera	8044510	249428	05
Promasa S.A.	8044400	249580	05
Hayduck S.A.	8048227	251724	10
Arpes S.A.	8043868	249022	6
Rubí S.A.	8043173	248707	06
Enersur - C.T. ILO1	8064370	249460	13
EnerSur - C.T. ILO21	8034256	266883	25

Fuente: *Municipalidad Provincial de Ilo*

Figura 1: Ubicación de Fuentes Puntuales



5.3. Recopilación de Información de Fuentes Fijas

Para recopilar la información necesaria de cada empresa y/o actividad se hizo llegar una encuesta (ver modelos de encuestas en el Anexo 2). Posteriormente, fue necesario solicitar información adicional de las Empresas involucradas y de otras fuentes.

5.4. Procedimiento de evaluación Rápida

Para predecir las cargas de una determinada fuente se tiene:

Factores de la carga de residuos crudos (1)	Factores de efectividad de los sistemas de control (2)
Tamaño de actividad y otros datos específicos de la fuente (4)	Tipo de control (5)
Tipo de Fuente _____ (Cargas Generadas) (3)	_____ Descargas (3)

- (1) Factores de emisión sin sistemas de control
- (2) Factores para sistemas de control (si los hubiera)
- (3) Resultados
- (4) Tamaño de actividad (t/año) y características del proceso
- (5) Tipo de control (si lo hubiera)

Cada factor de emisión se define como la carga normalizada liberada de contaminantes expresada en Kilogramos por Unidad (kg/U) de una determinada fuente de estudio.

En base a los modelos de aire, residuos líquidos y sólidos presentados en la página 34 de la Guía [Referencia 1] se ofrecen valores para los factores de emisión. Estos son adicionados junto con los datos recolectados a los cuadros de trabajo (Cuadro 6).

Cuadro 6: Cuadro de Trabajo - Formato para la presentación de resultados

FUENTE	UNIDAD (U)	Tamaño de la Fuente t/año	PST		SO2	
Tipo de Fuente	Unidad de la Actividad		Factor Kg/U	Carga t/año	Factor Kg/U	Carga t/año

Tipo de fuente, este parámetro define el tipo de actividad contaminante en términos amplios; como por ejemplo, fabricación de cal. El tipo de fuente esta muy relacionado con el tipo y la cantidad de los contaminantes emitidos. Definiendo este parámetro excluimos las actividades con menor potencial de contaminación ambiental.

Unidad de la actividad, se puede emplear unidades definidas adecuadamente para suministrar una medida de los servicios ofrecidos, de la materia prima consumida (por ejemplo combustible consumido por un caldero industrial) o el de los productos fabricados (por ejemplo la cantidad de cemento que produce una determinada planta).

Tamaño de la fuente, las economías a gran escala permiten un mejor diseño y operación, así como controles estrictos para las emisiones de unidades más grandes. En el caso de las fuentes industriales la selección del proceso que se va a usar generalmente depende del tamaño de la planta, lo que explica la severidad de las normas de emisión aplicadas a las mayores plantas.

Adicionalmente tenemos las siguientes consideraciones:

Particularidad del proceso o diseño, este parámetro se refiere al tipo y cantidad de los contaminantes emitidos por las fuentes industriales.

Antigüedad de la fuente y complejidad de la tecnología, Estos parámetros son importantes porque afectan significativamente las cargas de emisiones. La antigüedad de la fuente da lugar a emisiones más altas, porque con el tiempo, los sistemas empiezan a fallar con más frecuencia y su operación deja de ser compatible con los nuevos equipos.

Prácticas de mantenimiento y operación de la fuente, para la gran mayoría de las fuentes industriales, la operación y mantenimiento apropiados están estrechamente relacionados con la calidad y con los costos de producción y, por esta razón, generalmente se practican de conformidad con las normas.

Tipo y calidad de la materia prima, en los procesos industriales, el tipo y la calidad de la materia prima disponible generalmente determinan el proceso que se va a usar y el tipo de emisión.

Tipo, diseño y antigüedad de los sistemas de control, esto determina la eficacia de los sistemas para remover las emisiones de las fuentes y, por lo tanto, esta estrechamente relacionado con las cargas que se liberan a la atmósfera.

Condiciones ambientales, Este parámetro puede influir significativamente en la tasa de las emisiones. Por ejemplo, la velocidad del viento o la lluvia afectan las emisiones de PTS de las calles y de depósitos de materiales.

5.4.1 Ventajas del método

Entre las ventajas que ofrece el enfoque de evaluación rápida se incluye la conveniencia del uso, que permite realizar inventarios integrales de las fuentes que contaminan el aire en situaciones altamente complejas, en un lapso de solo algunas semanas y con pocos recursos. Además, a pesar de la simplicidad del método, el resultado final muchas veces es más confiable que el de los programas de monitoreo directo de las fuentes para los casos que demandan una acción rápida. Otra de las grandes ventajas es que permite estimar adecuadamente la efectividad de los esquemas alternativos de control en relación con su potencial para reducir la carga contaminante. Este último aspecto es un aporte principal para el proceso de formular estrategias racionales de control.

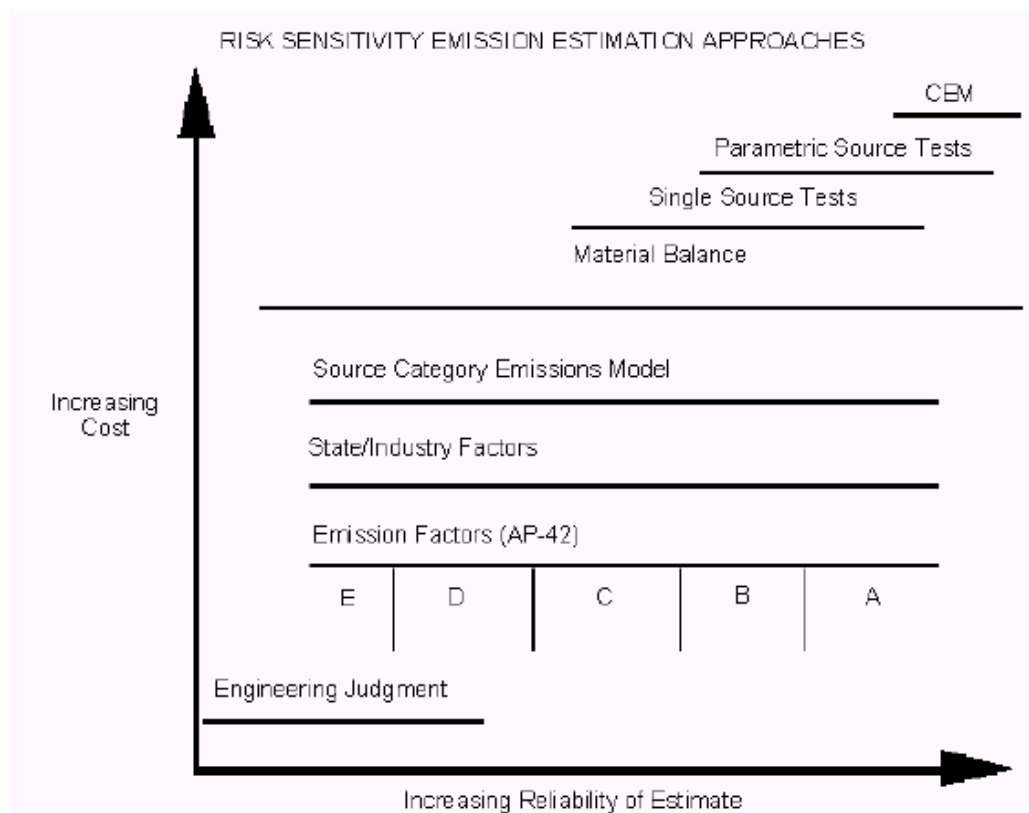
5.4.2 Desventajas del método

Una gran desventaja del enfoque de evaluación rápida es la validez estadística de la predicción de sus inventarios. Es decir, en muchos casos las predicciones de una determinada fuente solo se pueden considerar como un dato indicativo por que existe una variación significativa en las emisiones normalizadas entre fuentes similares. Por consiguiente, antes de implementar las estrategias, es necesario considerar que las medidas adoptadas inmediatamente después de la evaluación rápida son preliminares y que están sujetas a análisis más detallados.

Por otro lado, los parámetros considerados en la Guía tales como PTS, NO_x, COV, SO₃ no están incluidos en el D.S. 074-2001-PCM, de ello se desprende la necesidad de buscar otras metodologías, estándares, factores o relaciones porcentuales que nos permitan estimar con mayor acierto las emisiones de las fuentes fijas.

Así mismo, los procesos descritos en el método no consideran las medidas de control ambiental implementadas o ya establecidas para efectos de una mejor evaluación. No contempla procesos modernos implementados recientemente. La publicación de los factores [Referencia 1] data del año 1992.

Figura 2. Métodos de Estimación de Emisiones



La figura anterior representa varios métodos de estimación de emisiones en orden jerárquico definido según requerimientos y niveles de sofisticación, se deben considerar cuando se analicen los costos y la calidad de los resultados estimados. [Referencia 4]

5.5. Fuentes de Área

Para este tipo de fuentes, con niveles de emisión relativamente bajos, se vio por conveniente evaluar el impacto que pueden generar en el área de estudio, dado su número y ubicación dentro del casco urbano. Considerándose las mostradas en el Cuadro 7.

Cuadro 7: Fuentes de Área

Fuentes Comerciales	Rubro	Factores
Panaderías	Hornos de leña y carbón	Guía OMS/CIU
Pollerías	Hornos de leña y carbón	Guía OMS/CIU
Grifos	Venta al por Mayor y al Por menor	Guía OMS/CIU

6. INVENTARIO DE FUENTES FIJAS

6.1. Sector Pesquería

Dentro de la Cuenca Atmosférica de Ilo tenemos 6 empresas dedicadas al procesamiento de pescado (enlatado y subproductos). La información necesaria (Cuadro 8) fue proporcionada por las empresas basándose en encuestas (Anexo 2).

Para este tipo de actividad se reconocieron tres tipos de procesos, estos son:

- ✓ Emisiones generadas por el procesamiento de pescado.
- ✓ Emisiones producidas por la utilización de combustible residual para generación de vapor en calderas industriales.
- ✓ Emisiones generadas por grupos electrógenos accionados por motores de combustión interna que consumen Diesel 2.

6.1.1. Cálculo de Emisiones

Para el cálculo de emisiones se usó la Guía [Referencia 1]. Esta metodología nos proporcionó *Factores de Emisión* para el Procesamiento de Pescado y Producción de Vapor (cuadros 9 y 12), mas no para la Generación de Energía Eléctrica, en este caso, se recurrió a factores procedentes de US EPA (Cuadros 10 y 11) [Referencia 4]. Los cuadros 8, 9, 11 y 12 serán relacionados para obtener las emisiones de esta actividad en cada uno de sus procesos (Cuadros 13, 14 y 15).

Cuadro 8: Información para la estimación de emisiones por uso de combustible del sector pesquero

Empresa	Procesos	Tecnología	Materia Prima/ Combustible	Cantidad t/año
PESQUERA HAYDUK S.A.	Procesamiento de Pescado Generación de Vapor Generación de Energía Eléctrica	Secado a Fuego Directo Calderas Industriales Grupos Electrogenos	Pescado	37,568.3
PESQUERA RUBI S.A.			Petroleo Residual	1,613.1
			Petroleo Destilado (Diesel 2)	66.5
			Pescado	199,239.7
ARMADORES PESQUEROS S.A.			Petroleo Residual	8,996.0
			Petroleo Destilado (Diesel 2)	889.5
		Pescado	58,466.2	
AUSTRAL GROUP S.A.		Petroleo Residual	1,347.8	
		Petroleo Destilado (Diesel 2)	218.6	
		Pescado	59,846.8	
PESQUERA ILO S.A.		Petroleo Residual	2,034.3	
		Petroleo Destilado (Diesel 2)	415.1	
	Pescado	43,000.0		
PROC.PRODUCTOS MARINOS S.A.	Petroleo Residual	1,429.6		
	Petroleo Destilado (Diesel 2)	287.9		
	Pescado	43,706.8		
			Petroleo Residual	1,430.0
			Petroleo Destilado (Diesel 2)	246.3

Fuente: Encuesta a Empresas Pesqueras.

Cuadro 9: Factores de Emisión empleados para el cálculo de emisiones en el uso de combustible líquido del sector pesquero

CIIU 410 - Electricidad, gas y vapor ⁵²							
Proceso	Unidad	Factores de Emisión (kg/U)					
	U	PTS	SO ₂	NO _x	CO	COV	SO ₃
Combustibles líquidos							
Petróleo Destilado							
Turbinas de Gas Estacionarias	t	0.71	20 S	9.62	2.19	0.79	
Petróleo residual ⁵⁶							
Calderos Industriales y Comerciales ⁵⁸	t	P	20 S	7 ⁵⁹	0.64	0.16	0.25 S

52 (a) "S" es el porcentaje de peso de azufre en el combustible.

(b) "A" es el porcentaje de peso de la ceniza en el combustible.

(c) "N" es el porcentaje de peso del nitrógeno en el combustible.

56 "P", el factor de emisiones no controladas de TSP, depende del contenido de azufre en el combustible y se estima a partir de la ecuación $P=0.4+1.32 S$

57 Para calderos alimentados tangencialmente, se debe usar 5,3 kg/t; para calderos alimentados verticalmente, 13,3; y para los demás tipos de calderos, 8,5.

58 (b) En los casos en los que se hayan implementado programas I/M muy efectivos de calderos, el factor promedio de las emisiones de humo puede ser hasta 45% menor que el listado en el cuadro, Economopoulos (1991).

(a) En ausencia de programas I/M de calderos, el factor promedio de emisiones de humo puede exceder el indicado en el cuadro por aproximadamente 60% Economopoulos (1997).

59 Si se conoce el contenido de nitrógeno en el combustible, el factor de emisión de NO_x se puede estimar con mayor precisión a partir de la fórmula empírica $(3,25 + 59,2 N^2)$.

Factores OMS (Referencia 1)

Cuadro 10: Factores de emisión para generadores eléctricos a gasolina y diesel 2 sin sistemas de control (Sector Pesquero)

EMISSION FACTORS FOR UNCONTROLLED GASOLINE AND DIESEL INDUSTRIAL ENGINES^a

Pollutant	Gasoline Fuel (SCC 2-02-003-01, 2-03-003-01)		Diesel Fuel (SCC 2-02-001-02, 2-03-001-01)		EMISSION FACTOR RATING
	Emission Factor (lb/hp-hr) (power output)	Emission Factor (lb/MMBtu) (fuel input)	Emission Factor (lb/hp-hr) (power output)	Emission Factor (lb/MMBtu) (fuel input)	
NOx	0.011	1.63	0.031	4.41	D
CO	0.439	62.7	6.68 E-03	0.95	D
SOx	5.91 E-04	0.084	2.05 E-03	0.29	D
PM-10^b	7.21 E-04	0.1	2.20 E-03	0.31	D
CO2^c	1.08	154	1.15	164	B
Aldehydes	4.85 E-04	0.07	4.63 E-04	0.07	D
TOC					
Exhaust	0.015	2.1	2.47 E-03	0.35	D
Evaporative	6.61 E-04	0.09	0	0	E
Crankcase	4.85 E-03	0.69	4.41 E-05	0.01	E
Refueling	1.08 E-03	0.15	0	0	E

(a)References 2,5-6,9-14. When necessary, an average brake-specific fuel consumption (BSFC) 7,000 Btu/hp-hr was used to convert from lb/MMBtu to lb/hp-hr. To convert from lb/hp-hr to kg/kw-hr, multiply by 0.608. To convert from lb/MMBtu to ng/J, multiply by 430. SCC = Source Classification Code. TOC = total organic compounds.

(b) PM-10 = particulate matter less than or equal to 10 µm aerodynamic diameter. All particulate is assumed to be £ 1 µm in size.

(c) Assumes 99% conversion of carbon in fuel to CO2 with 87 weight % carbon in diesel, 86 weight % carbon in gasoline, average BSFC of 7,000 Btu/hp-hr, diesel heating value of 19,300 Btu/lb, and gasoline heating value of 20,300 Btu/lb

Factores de emisión de la US EPA : AP 42,seccion 3.3, "Gasoline and Diesel Industries Enginne [Referencia 4]

Cuadro 11: Factores de emisión para generadores eléctricos a gasolina y diesel 2 sin sistemas de control ambiental (Sector Pesquero) expresados en kg/U

SCC 2-02-001-02, 2-03-001-01 - Generación de Energía Eléctrica (Grupos Electrógenos)						
Contaminante	Ib/MMBTU	Ib/gal	kg/gal	kg/m ³	Factores kg/t	
NOx	4.41	0.62	0.28	69.77	81.13	
CO	0.95	0.13	0.06	15.03	17.48	
SOx	0.29	0.04	0.02	4.59	5.33	
PM-10	0.31	0.04	0.02	4.90	5.70	

1 galón = 139,500 BTU Fuente: Petroperu

Cuadro 12: Factores de emisión para Procesamiento de Pescado

CIU 3114 - Procesamiento de Pescado			
Proceso	Unidad	Factores de Emisión (kg/U)	
	U	PTS	H ₂ S
Secadoras de vapor con . . .	t	2.50	0.05
Secadoras de fuego	t	4.00	0.05

Guía [Referencia 1]

Cuadro 13: Emisiones Calculadas para la Generación de Vapor (combustión de Petróleo Residual 500)

CIU 410 - Electricidad, gas y vapor								
Empresa	Proceso	Cantidad t/año	SO ₂	CO	PTS	NO _x	COV	SO ₃
			Incluidos					
			t/año	t/año	t/año			
PESQUERA HAYDUK S.A.	Secado a Fuego Directo	1,613	45.2	1.0	3.6	11.3	0.3	0.6
PESQUERA RUBÍ S.A.	Secado a Fuego Directo	8,996	251.9	5.8	20.2	63.0	1.5	3.1
ARMADORES PESQUEROS S.A.	Secado a Fuego Directo	1,348	37.7	0.9	3.0	9.4	0.2	0.5
AUSTRAL GROUP S.A.	Secado a vapor	2,034	57.0	1.3	4.6	14.2	0.3	0.7
PESQUERA ILO S.A.	Secado a vapor	1,430	40.0	0.9	3.2	10.0	0.2	0.5
PROC. PRODUCTOS MARINOS S.A.	Secado a vapor	1,430	40.0	0.9	3.2	10.0	0.2	0.5
		Total	471.8	10.8	37.9	118.0	2.7	5.9

% S en Petróleo Residual R - 500 = 1.4

Cuadro 14: Emisiones Calculadas para el Procesamiento de Pescado (Materia Prima: Pescado)

CIU 3114 - Procesamiento de Pescado (enlatado y fabricación de subproductos)				
Empresa	Proceso	Cantidad t/año	H ₂ S	PTS
			t/año	t/año
			Incluidos	No incluidos
PESQUERA HAYDUK S.A.	Secado a Fuego Directo	37,568	1.9	150.3
PESQUERA RUBÍ S.A.	Secado a Fuego Directo	199,240	10.0	797.0
ARMADORES PESQUEROS S.A.	Secado a Fuego Directo	58,466	2.9	233.9
AUSTRAL GROUP S.A.	Secado a vapor	59,847	3.0	149.6
PESQUERA ILO S.A.	Secado a vapor	43,000	2.2	107.5
PROC. PRODUCTOS MARINOS S.A.	Secado a vapor	43,707	2.2	109.3
		Total	22.1	1,547.5

Nota: La referencia de *inclusión* y *no inclusión* del H₂S y de las PTS es respecto al D.S. - 074 - 2001 - PCM

Cuadro 15: Emisiones Calculadas para la Generación de Energía Eléctrica (combustión de Diesel 2)

Generación de Energía Eléctrica - Grupos Electrógenos (combustión de Diesel 2)						
Empresas	Proceso	Cantidad t/año	PM ₁₀	CO	SOx	NOx
			Incluidos en el D.S. 074 2001		No Incluidos	
			t/año	t/año	t/año	
PESQUERA HAYDUK S.A.	Secado a Fuego Directo	66.5	0.4	1.2	0.4	5.4
PESQUERA RUBÍ S.A.	Secado a Fuego Directo	889.5	5.1	15.5	4.7	72.2
ARMADORES PESQUEROS S.A.	Secado a Fuego Directo	218.6	1.2	3.8	1.2	17.7
AUSTRAL GROUP S.A.	Secado a vapor	415.1	2.4	7.3	2.2	33.7
PESQUERA ILO S.A.	Secado a vapor	287.9	1.6	5.0	1.5	23.4
PROC. PRODUCTOS MARINOS S.A.	Secado a vapor	246.3	1.4	4.3	1.3	20.0
Total			12.1	37.1	11.3	172.3

NOTA :Se usaron factores de emision de la US EPA : AP 42,seccion 3.3, "Gasoline and Diesel Industries Enginnes"

Figura 3: Emisiones en el Sector Pesquería

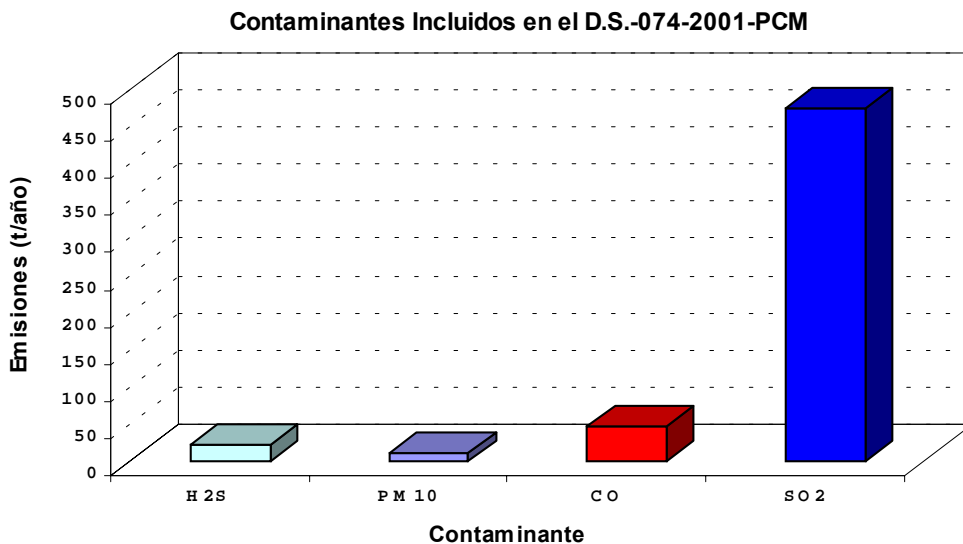
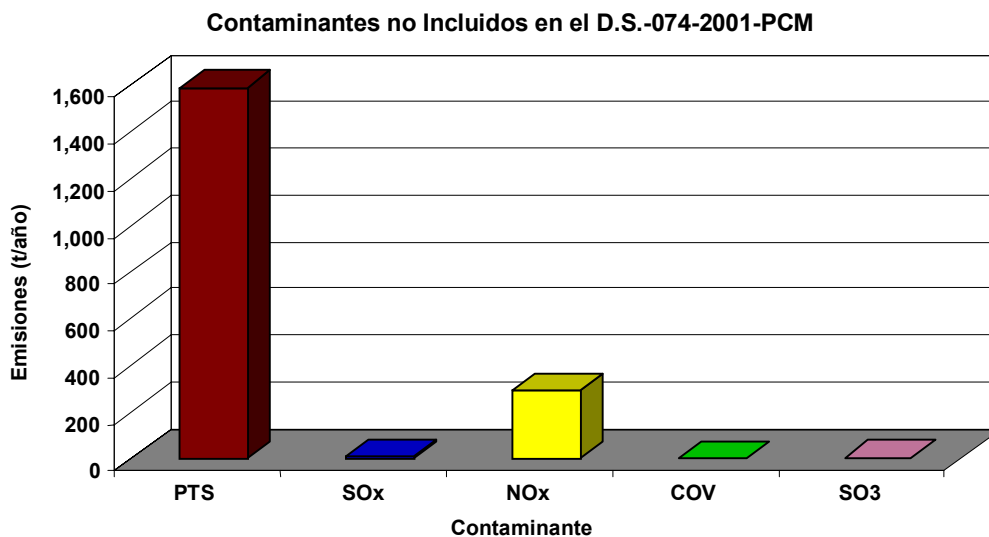
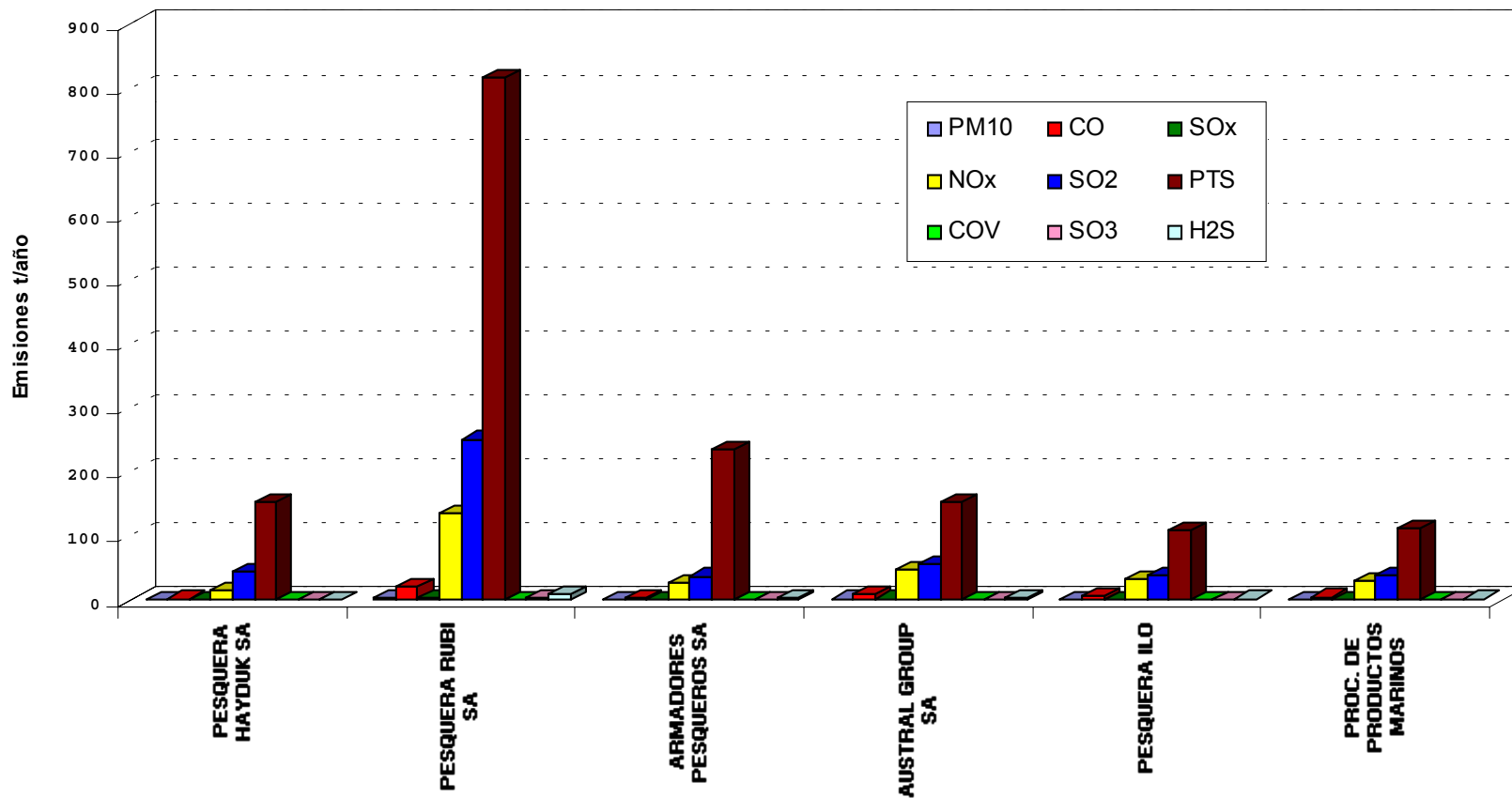


Figura 4: Emisiones para el Sector Pesquería



Nota: Se observa que la mayor emisión corresponde a las PTS, seguidas del NO_x

Figura 5: Emisiones para Sector Pesquería.



Nota: Basado en datos recopilados por encuestas (Año 2002)

6.2 Sector Minero Metalúrgico

En este sector se reconocieron tres actividades destinadas a la producción y refinación de cobre, estas son:

Fundición Primaria de Cobre

La Fundición de Ilo, ubicada a 16 km al norte del Puerto de Ilo, produce cobre ampoloso (Blister), mediante la fusión de concentrados en dos circuitos. El Convertidor Modificado El Teniente (CMT) y Hornos Reverberos con posterior conversión a cobre ampoloso en los Convertidores Pierce Smith, donde se generan emisiones atmosféricas que contienen SO_2 .

Todos los procesos cuentan con Precipitadores Electrostáticos para capturar el material particulado.

El 100% de las emisiones del CMT, son tratados en la Planta de Ácido Sulfúrico, que se encarga de remover el SO_2 y convertirlo a H_2SO_4 .

Las emisiones de SO_2 de los Convertidores y los Hornos Reverberos serán tratadas en el Proyecto de Modernización para ser convertidas en H_2SO_4 , establecido en el PAMA de la empresa.

Refinería de Cobre

Ubicada aproximadamente a 9 Km. al norte del Puerto de Ilo. Las principales emisiones atmosféricas corresponden al SO_2 , generado por la combustión del petróleo diesel y residual en los Hornos de Afino (reducción) Maerz, que se encargan de fundir el cobre ampoloso que proviene de la fundición para el proceso de electrorefinación. El producto final de la Refinería es el denominado Cátodos SPCC-ILO, calificados como grado "A" de alta pureza. El proyecto de modernización de la Fundición de Ilo (PAMA-SPCC), contempla el traslado de toda la planta de ánodos hacia la zona de Fundición.

Fabricación de Cal

La Planta de Cal está ubicada dentro de las instalaciones de la Fundición de Ilo. La Cal es un insumo empleado en el proceso de Fusión de Concentrados en Fundición. Mediante un proceso de Calcinación de la conchuela (CaCO_3), que es la materia prima, es transformada a Cal. Los principales subproductos generados son el material particulado y el SO_2 del combustible empleado. Antiguamente la planta contaba con ciclones para la captura del material particulado. En el año 2001 se modernizó la Planta de Cal, con la mejor tecnología ambiental disponible (Sistema de Bag House y Pulse-Jet, en el cual el material para el filtrado es de fibra de vidrio y recubrimiento de teflón), llegándose a controlar más del 99 % de las emisiones de material particulado.

6.2.1. Cálculo de Emisiones

Para el cálculo de emisiones se usó la Guía [Referencia 1]. Esta metodología nos proporcionó Factores de Emisión (Cuadro 16) para la Fusión Primaria de Cobre (SO_2), en el caso de las PTS, no fue considerada por no estar contenido en el DS-074-2001-PCM. Se estimaron las emisiones de material particulado (PM_{10}) basándose en factores procedentes de US EPA [Referencia 4] (Cuadros 17, 18 y 19).

Para las emisiones de la Refinería de Cobre (PM_{10} y SO_2) fueron calculadas en base a datos proporcionados por la empresa y consumo de combustibles respectivamente (Fuente PAMA – SPCC).

De igual manera, como en el caso anterior, se calcularon las emisiones de PM_{10} y SO_2 para la Planta de Cal.

Cuadro 16: Factores de Emisión usados para el cálculo de emisiones de la Fundición de Cobre

CIU 372 - Industrias Básicas de metales No Ferrosos			
Proceso	Unidad	Factores de Emisión (kg/U)	
	U	PTS	SO₂
Fusión Primaria de Cu			
Prec. Elec. Caliente (200 - 340°C)	t de cobre	62	212
Planta H ₂ SO ₄ - Contacto Simple	t de cobre	10	100.

Factores Guía [Referencia 1]

Cuadro 17: Factores usados en el calculo de emisiones de PM₁₀ (Reverberos)

Table 12.3-6 (Metric Units). SIZE-SPECIFIC EMISSION FACTORS FOR REVERBERATORY SMELTER OPERATIONS		
EMISSION FACTOR RATING: E		
Particle Size^b (µm)	Cumulative Emission Factors	
	Uncontrolled	ESP Controlled^c
15	NR	0.21
10	6.8	0.2
5	5.8	0.18
2.5	5.3	0.14
1.25	4	0.1
0.625	2.3	0.08

(a) Reference 26. Expressed as kg of pollutant/Mg of concentrated ore processed by the smelter.

NR = not reported because of excessive extrapolation.

(b) Expressed as aerodynamic equivalent diameter.

(c) Nominal particulate removal efficiency is 99%.

Fuente: AP 42, US EPA

Cuadro 18: Factores usados en el cálculo de emisiones de PM₁₀ (Convertidores)

Table 12.3-8 (Metrics Units). SIZE-SPECIFIC EMISSION FACTORS FOR COPPER CONVERTER OPERATIONS ^a		
EMISSION FACTOR RATING: E		
Particle Size ^b (µm)	Cumulative Emission Factors	
	Uncontrolled	ESP Controlled ^c
15	NR	0.18
10	10.6	0.17
5	5.8	0.13
2.5	2.2	0.1
1.25	0.5	0.08
0.625	0.2	0.05

(a) Reference 26. Expressed as kg of pollutant/Mg of concentrated ore processed by the smelter.

NR = not reported because of excessive extrapolation.

(b) Expressed as aerodynamic equivalent diameter.

(c) Nominal particulate removal efficiency is 99%.

Fuente: AP 42, US EPA

Cuadro 19: Factores usados en el cálculo de emisiones para fundición primaria de cobre

Table 12.3-2. (Metric Units). EMISSION FACTORS FOR PRIMARY COPPER SMELTERS ^{a,b}						
Configuration ^c	Process	Particulate	EMISSION FACTOR RATING	Sulfur Dioxide ^d	EMISSION FACTOR RATING	References
Reverberatory furnace (RF) followed converter (C) (SCC 3-03-005-23)	RF	25	B	160	B	4-10
	C	18	B	370	B	9,11-15
Multiple hearth roaster (MHR) followed reverberatory furnace (RF) and converter (SCC 3-03-005-29)	MHR	22	B	140	B	4-5,16-17
	RF	25	B	90	B	4-9,18-19
	C	18	B	300	B	8,11-13
Fluid bed roaster (FBR) followed reverberatory furnace (RF) and converter (SCC 3-03-005-25)	FBR	ND	ND	180	B	20
	RF	25	B	90	B	— ^e
	C	18	B	270	B	— ^e
Concentrate dryer (CD) followed by furnace (EF) and converter (SCC 3-03-005-27)	CD	5	B	0.5	B	21-22
	EF	50	B	120	B	15
	C	18	B	410	B	8,11-13,15

(a) Expressed as kg of pollutant/Mg of concentrated ore processed by the smelter. Approximately 4 unit weights of concentrate are required to produce 1 unit weight of blister copper. SCC = Source Classification Code. ND: no

(b) For particulate matter removal, gaseous effluents from roasters, smelting furnaces, and converters usually are in hot ESPs at 200 to 340°C (400 to 650°F) or in cold ESPs with gases cooled to about 120°C (250°F before).

Particulate emissions from copper smelters contain volatile metallic oxides that remain in vapor form at higher around 120°C (250°F). Therefore, overall particulate removal in hot ESPs may range 20 to 80% and in cold ESPs may be

Converter gas effluents and, at some smelters, roaster gas effluents are treated in single contact acid plants (SCAP) double contact acid plants (DCAP) for SO₂ removal. Typical SCAPs are about 96% efficient, and DCAP are up to

efficient in SO₂ removal. They also remove over 99% of particulate matter. Noranda and flash furnace offgases are processed through acid plants and are subject to the same collection efficiencies as cited for converters and some

(c) In addition to sources indicated, each smelter configuration contains fire refining anode furnaces after the

Anode furnaces emit negligible SO₂. No particulate emission data are available for anode

(d) Factors for all configurations except reverberatory furnaces followed by converters have been developed by test data for several smelters to represent 30% sulfur content in concentrate

(e) Based on the test data for the configuration multiple hearth roaster followed by reverberatory furnaces and

Fuente: AP 42, US EPA

Cuadro 20: Emisiones estimadas para la Fundición de Cobre

CIU 372 - Industrias Básicas de metales No Ferrosos					
Proceso	Cantidad t Cu/año	PM ₁₀ ¹		SO ₂	
		t/año	t/día	t/año	t/día
Fusión Primaria de Cu					
Prec. Elec. Caliente (200 - 340°C)	202,623	1,062.9	2.9	429,561	1,176.9
Planta H ₂ SO ₄ - Contacto Simple	102,149	86.4	0.2	10,286	28.2
Total	1,149.3	3.1	439,847	1,205.1	

(1) Estimado en base a factores de emision EPA (Referencia

(PM10 / Particulado) = 8.5%

Cuadro 21: Emisiones estimadas para la Refinería de Cobre

US EPA, AP 42 - Industrias Básicas de metales No Ferrosos		
Proceso	PM ₁₀ ⁽¹⁾	SO ₂ ⁽²⁾
	t/año	
Afino de Cobre Blister		
Planta de Ánodos	76.23	632.33
Total	76.23	632.33

Fuente: SPCC.

(1) Estimado en base a factores de emisiones EPA (PM10 / Particulado) = 8.5%

(2) Calculado en base al consumo de combustible (PAMA)

Cuadro 22: Emisiones de la Planta de Cal

US EPA, AP 42 - Fabricación de cemento, cal y yeso		
Proceso	PM ₁₀ ⁽¹⁾	SO ₂ ⁽²⁾
	t/año	
Producción de Cal en Horno Rotatorio		
Sistema de Captura BagHouse, con mangas de fibra de vidrio y recubrimiento de Teflón	0.66	261.2
Total	0.66	261.2

Fuente: SPCC.

(1) Estimado en base a actores de emisiones EPA (PM10 / Particulado) 8.5%

(2) Basado en el consumo de combustible

Figura 6: Emisiones Totales para el Sector Minero Metalúrgico

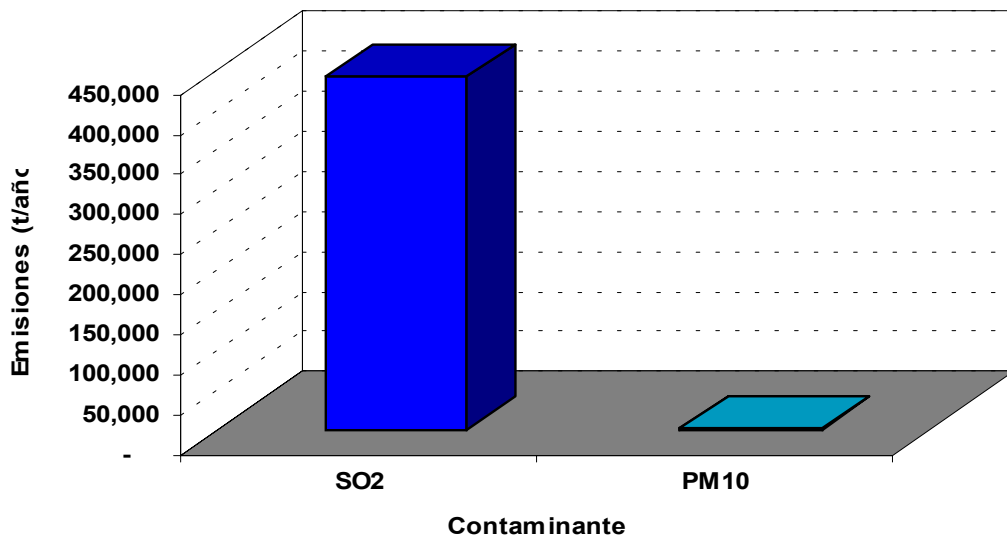
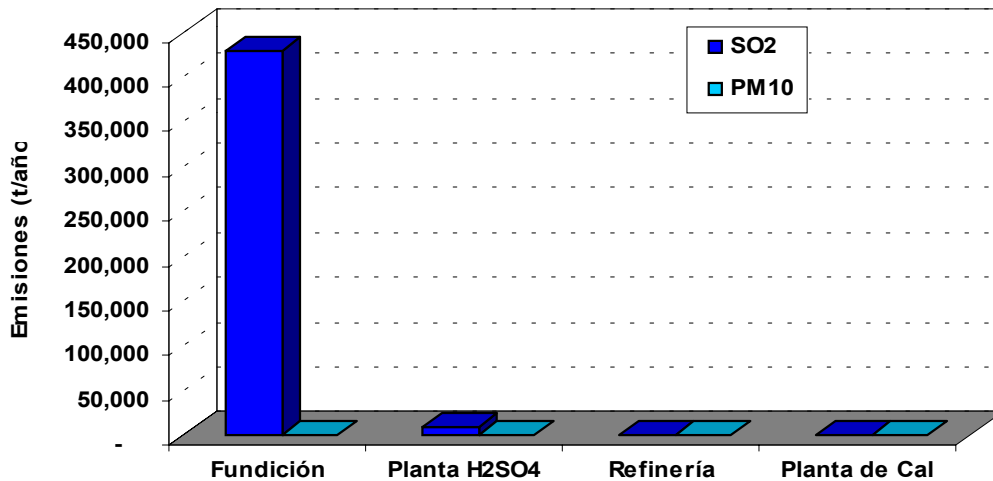


Figura 7: Fuentes Puntuales - Sector Minero Metalúrgico



6.3. Sector Hidrocarburos

En este rubro se considera las emisiones generadas por evaporación a consecuencia del combustible almacenado en los tanques de:

- ✓ GMT Consorcio Terminales (antes Petroperu) en la provincia de Ilo (11 tanques)
- ✓ SPCC en la Fundición de Ilo (3 tanques)
- ✓ EnerSur en ILO1 (3 tanques).

6.3.1. Cálculo de Emisiones

Para el cálculo de las emisiones producto del almacenamiento de combustibles se empleó el programa TANKS 4,0 (Emission Factor and Inventory Group), de la US EPA, desarrollado por la American Petroleum Institute (API) ya que la Guía [Referencia 1] no contempla factores de emisión para la mayoría de los combustibles almacenados en los tanques.

El software requiere datos de las características físicas de los tanques, así como de los combustibles almacenados, dicha información fue requerida a las empresas antes mencionadas (Anexo 3-b). Así mismo, se requirió información meteorológica la cual fue proporcionada por la MPI, la información empleada corresponde al año 2003.

El cuadro 23 muestra el resumen de los resultados obtenidos, luego de ejecutar el modelo con los parámetros de los tanques y la información meteorológica para Ilo.

La información usada para el procesamiento con el software antes mencionado fue proporcionada por las empresas GMT, SPCC y EnerSur (Anexo 3-a). Los resultados de este software se muestran en el Anexo 3. El formato con el cual se requirió la información se observa en el Anexo 2.

Cuadro 23: Emisiones Estimadas para el Almacenamiento de Combustibles

Identificación de Tanque			Tipo Tanque	Tipo Combustible	Volumen de Trabajo (gal)	Perdidas COV (t/año)
Tanque	1	GMT	Tanque Techo Fijo Vertical	Slop	101565	0.00
Tanque	2	GMT	Tanque Techo Fijo Vertical	Gasolina 95	153490	27.64
Tanque	4	GMT	Tanque Techo Fijo Vertical	Gasolina 95	85255	13.31
Tanque	11	GMT	Tanque Techo Fijo Vertical	Gasolina 84	481751	116.30
Tanque	12	GMT	Tanque Techo Fijo Vertical	Residual N°6	643781	0.00
Tanque	13	GMT	Tanque Techo Fijo Vertical	Kerosene	320788	0.51
Tanque	15	GMT	Tanque Techo Fijo Vertical	Diesel 2	391095	0.21
Tanque	16	GMT	Tanque Techo Fijo Vertical	Residual N°6	997336	0.00
Tanque	17	GMT	Tanque Techo Fijo Vertical	Diesel 2	2104112	1.33
Tanque	18	GMT	Tanque Techo Fijo Vertical	Diesel 2	0	0.23
Tanque	19	GMT	Tanque Techo Fijo Vertical	Residual N°6	84091	0.00
Tanque	5A	SPCC	Tanque Techo Fijo Vertical	Diesel 2	2437527	1.11
Tanque	N1	SPCC	Tanque Techo Fijo Vertical	Residual N°6	2431418	0.01
Tanque	N2	SPCC	Tanque Techo Fijo Vertical	Residual N°6	2431418	0.01
Tanque	N3	ENERSUR	Tanque Techo Fijo Vertical	Residual N°6	2431418	0.01
Tanque	N4	ENERSUR	Tanque Techo Fijo Vertical	Residual N°6	4263961	0.02
Tanque	5B	ENERSUR	Tanque Techo Fijo Vertical	Diesel 2	2437527	1.11
Emisiones Totales						161.8

6.4. Sector Hidrocarburos (Comercio al por menor)

En la provincia de Ilo, dentro de la Cuenca Atmosférica se encontraron 11 establecimientos que se dedican al comercio al por menor de combustibles en sus diferentes variedades: Gasolina (84, 90 y 95 octanos), Diesel 2 y kerosene. Las actividades identificadas son:

- ✓ Carga de Tanques Subterráneos
- ✓ Recarga con combustible para vehículos

6.4.1. Cálculo de Emisiones

Para el cálculo de emisiones se usó la información proporcionada por la Dirección Regional de Energía y Minas (DREM) (Cuadro 26). Se siguieron los procedimientos de la Guía [Referencia 1]. Sólo se está considerando la gasolina (84, 90 y 95 octanos), ya que es la que emite mayor cantidad de COV. Así mismo, se consideró que el combustible comercializado es igual a la cantidad de recarga de los tanques subterráneos.

En el Anexo 6 tenemos el documento original enviado por la DREM con la información correspondiente al volumen comercializado de combustibles según estaciones de servicio y grifos: 1999 – 2003.

Cuadro 24: Factores de Emisión para operaciones en Grifos y Estaciones de Servicio

CIU 620 - Comercio al por menor		
Procesos	Unidad U	Factores de Emisión (t/año)
		COV
Operaciones en la Estacion de Servicio		
<i>Recarga con combustible para vehículos</i>		
Unidades Convencionales		
No controlado	t de gasolina	1.89
<i>Carga de Tanques Subterráneos</i>		
Carga con Balance de Vapor	t de gasolina	0.22

Fuente Guía [Referencia 1]

Cuadro 25: Emisiones para operaciones en Grifos y Estaciones de Servicio

CIU 620 - Comercio al por menor		
Procesos	Cantidad (t/año)	COV (t/año)
		<i>No Incluido</i>
Operaciones en la Estación de Servicio		
Recarga con combustible para vehículos		
Unidades Convencionales		
No controlado	3,663	6.9
Carga de Tanques Subterráneos		
Carga con Balance de Vapor	3,663	0.8
	Total	7.7

Cuadro 26: Gasolina Comercializada en Estaciones de Servicio de Ilo

VOLUMEN COMERCIALIZADO DE COMBUSTIBLE SEGÚN ESTACIONES DE SERVICIOS Y GRIFOS											
Galones de Gasolina 84/95 (1999 - 2003)											
Nombre y/o Razon Social	1999		2000		2001		2002		2003		
	Gasolina 84	Gasolina 95	Gasolina 84	Gasolina 95	Gasolina 84	Gasolina 95	Gasolina 84	Gasolina 95	Gasolina 84	Gasolina 95	
DIVI SAC	322,999.9	75,002.6	-	-	15,475.0	9,725.0	111,575.0	74,957.4	102,637.1	60,296.8	
EESS Ilo SCRL	38,643.8	14,445.8	32,235.0	8,201.8	28,344.0	5,101.0	38,129.6	3,223.5	22,613.0	2,943.0	
EESS Costanera Sur EIRL	33,952.5	38,115.4	36,148.1	32,672.6	28,185.0	24,164.5	35,714.6	25,289.2	24,554.3	14,330.5	
Emp: de Serv. Grls. V y C SRL	77,095.7	23,340.8	107,826.9	20,446.9	191,435.1	24,152.2	211,802.7	15,393.3	160,466.1	11,108.6	
Grifo Municipal de Ilo	-	-	10,588.1	5,382.5	52,692.6	30,601.0	63,391.0	33,113.0	62,349.0	33,226.0	
Grifo Pacocha SRL	128,425.0	79,094.0	119,299.0	70,153.0	86,426.0	101,569.0	66,202.0	98,774.0	65,077.4	46,189.0	
Grifo Señor de los Milagros	40,155.4	32,089.5	22,713.0	19,954.2	15,014.6	10,117.6	9,839.4	6,759.3	19,815.9	4,778.0	
Herrera de Cardenas Marina	30,860.6	18,165.3	35,719.7	17,666.3	28,847.5	14,268.0	25,575.2	13,410.6	19,037.0	11,000.2	
Inv. Y Neg. Santa Clara SRL	102,075.0	21,205.0	66,064.0	-	85,463.0	-	60,305.6	-	30,480.0	-	
Paititi EIRL	153,813.0	57,346.0	120,375.0	43,134.0	124,667.0	46,035.0	98,365.0	35,559.0	102,830.0	29,271.0	
Servicentro LA Estacion EIRL	90,991.0	72,324.8	271,924.3	64,752.0	233,571.7	40,544.4	212,245.2	44,482.0	218,547.0	54,053.0	
TOTALES ANUALES	1,019,011.9	431,129.2	822,893.1	282,363.3	890,121.5	306,277.7	933,145.2	350,961.2	828,406.8	267,196.1	
Promedio Anual	1450141.15		1105256.38		1196399.14		1284106.39		1095602.87		
PROMEDIO TOTAL	1,226,301.2 galones										

Fuente: Dirección Regional de Energía y Minas - Moquegua

Figura 8: Emisiones de COV - Fuentes de Área - Sector Hidrocarburos (Comercio al por menor)

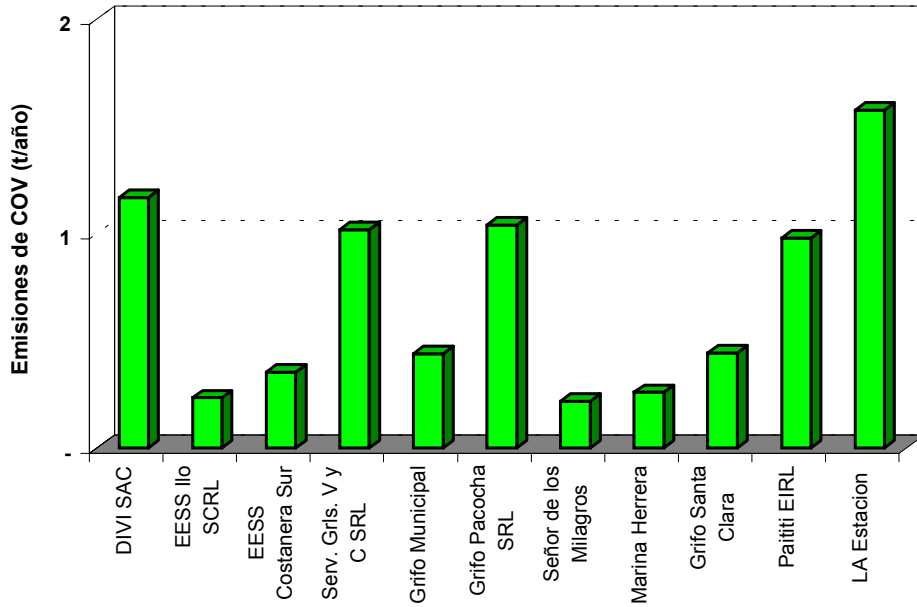
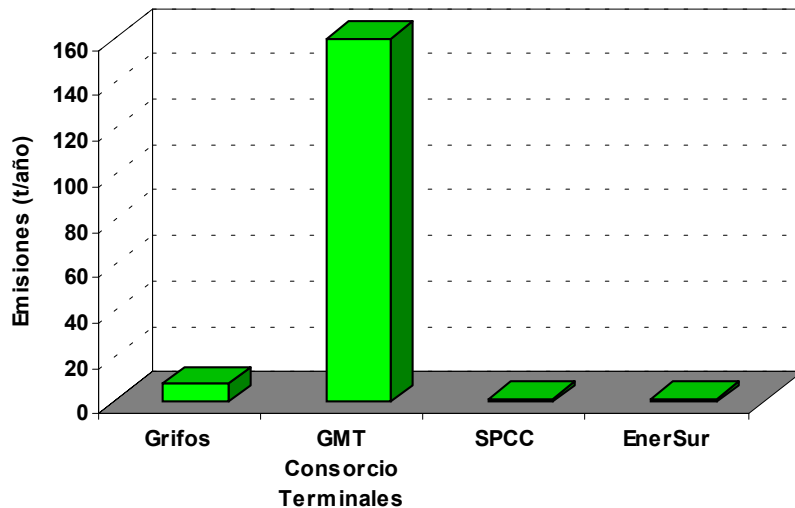


Figura 9: Fuentes de Emisión de COV- Sector Hidrocarburos



Nota: Para el caso de SPCC y EnerSur, no pertenecen al sector hidrocarburos, sin embargo se les ha considerado dentro del rubro por razones comparativas.

6.5. Sector Electricidad

EnerSur cuenta con dos centrales termoeléctricas: C.T. ILO1 y la C.T. ILO21, ubicadas a 16 km al norte y 25 km al sur respectivamente de la ciudad de Ilo.

La generación de energía eléctrica considera los siguientes procesos para la generación de vapor:

- ✓ Combustión de Combustible líquido para la generación de vapor en la **C.T. ILO 1**, y cuenta para tal efecto con:
 - Dos Turbinas a gas estacionarias que consumen diesel 2 como combustible para la generación de energía eléctrica.
 - Un motor de combustión interna de 3 MW de potencia (para casos de emergencia).
 - Cuatro calderos que consumen petróleo residual 500 para la generación de vapor.
- ✓ Combustión de combustibles sólidos para la generación de vapor en la **C.T. ILO 21**, y cuenta para tal efecto con un caldero de fondo húmedo que quema carbón bituminoso pulverizado de bajo contenido de azufre (< 1%) y emplea diesel 2 para el arranque.

Como parte de las medidas de control recomendadas por el Banco Mundial y que fueran establecidas en su Estudio de Impacto Ambiental, mantiene en operación continua un precipitador electrostático de alta eficiencia (99.99% de captura de material particulado) instalado antes de la salida de los gases de combustión por la chimenea de 130 m de altura y quemadores de baja emisión de NO_x. Así mismo, se tiene en línea un sistema de monitoreo continuo de emisiones que permite controlar en tiempo real las emisiones que genera su proceso.

6.5.1. Cálculo de Emisiones

Las emisiones de las Centrales Termoeléctricas se obtuvieron del M.E.C. (Monitoreo de Emisiones Continuas) que la empresa tiene operando en su planta (Anexo 4). Así mismo se emplearon factores de emisión de la Guía [Referencia 1] y factores de la US EPA. Los siguientes cuadros muestran los factores de emisión.

Cuadro 27: Factores de Emisión (Combustión de Diesel 2 y Residual N°5)

CIIU 410 - Electricidad, gas y vapor ⁵²				
Proceso	Unidad U	Factores de Emisión (kg/U)		
		SO ₂	NO _x	CO
Combustibles líquidos				
Petróleo destilado				
Turbinas estacionarias de gas	t	20 S	9.62	2.19
Petróleo residual ⁵⁶				
Calderos de Centrales Termoeléctricas No controlados	t	20 S	8.50	0.64

⁵² "S" es el porcentaje en peso de azufre en el combustible.

"P", el factor de emisiones no controladas de PTS, depende del contenido de azufre en el combustible y se estima a partir de la ecuación $P=0.4+1.32 S$

S= 0.31 (Diesel 2)

Fuente Petroperu

S= 1.33 (Residual 500)

Fuente: Resumen de analisis de petroleo R500 de EnerSur (Anexo 4-d)

Fuente Guía [Referencia 1]

Cuadro 28: Factores usados en el cálculo de emisiones de PM₁₀ [Referencia 4]

CUMULATIVE PARTICLE SIZE DISTRIBUTION AND SIZE-SPECIFIC EMISSION FACTORS FOR UTILITY BOILERS FIRING RESIDUAL OIL ^a									
Particle Size ^b (Fm)	Cumulative Mass % # Stated Size			Cumulative Emission Factor lb/10 ³ gal)					
	Uncontrolled	Controlled		Uncontrolled ^c		ESP Controlled ^d		Scrubber Controlled ^e	
		ESP	Scrubber	Emission Factor	EMISSION FACTOR RATING	Emission Factor	EMISSION FACTOR RATING	Emission Factor	EMISSION FACTOR RATING
15	80	75	100	6.7A	C	0.05A	E	0.50A	D
10	71	63	100	5.9 A	C	0.042A	E	0.50A	D
6	58	52	100	4.8A	C	0.035A	E	0.50A	D
2.5	52	41	97	4.3A	C	0.028A	E	0.48A	D
1.25	43	31	91	3.6A	C	0.021A	E	0.46A	D
1	39	28	84	3.3A	C	0.018A	E	0.42A	D
0.625	20	20	64	1.7A	C	0.007A	E	0.32A	D
TOTAL	100	100	100	8.3A	C	0.067A	E	0.50A	D

(a) Reference 26. Source Classification Codes 1-01-004-01/04/05/06 and 1-01-005-04/05. To convert from lb/103 gal to kg/m³, multiply by 0.120.

ESP = electrostatic precipitator.

(b) Expressed as aerodynamic equivalent diameter.

(c) Particulate emission factors for residual oil combustion without emission controls are, on average, a function of fuel oil grade and sulfur content where S is the weight % of sulfur in the oil. For example, if the fuel is 1.00% sulfur, then S = 1.

No. 6 oil: A = 1.12(S) + 0.37

No. 5 oil: A = 1.2

No. 4 oil: A = 0.84

(d) Estimated control efficiency for ESP is 99.2%.

(e) Estimated control efficiency for scrubber is 94%

Fuente: AP-42, Section 1.3, table 1.3-4, United State Environmental Protection Agency (US EPA) [Referencia 4]

Cuadro 29: Emisiones de C.T. ILO1

CIU 410 - Electricidad, gas y vapor - C.T. ILO1									
Proceso	Cantidad t/año	PM ₁₀ ¹		SO ₂		CO		NO _x	
		t/año	t/día	t/año	t/día	t/año	t/día	t/año	t/día
Incluidos en DS-074-2001 PCM								No Incluidos	
Combustión de petróleo diesel 2 para dos turbogases	200	-		1.2	0.00	0.44	0.00	1.9	0.01
Combustion de petróleo R500 para generación de vapor en cuatro calderos.	84,560	76	0.2	2,249	6.2	54.1	0.15	718.8	2.0
Total		76	0.2	2,251	6.2	54.6	0.15	720.7	1.97

¹ Factor de emisión extraído del AP-42 , Section 1.3, table 1.3-4, United State Environmental Protection Agency (USEPA) [Referencia 4]

Cuadro 30: Emisiones de C.T. ILO21

Electricidad, gas y vapor - C.T. ILO 21									
Proceso	Cantidad t/año	PM ₁₀ ¹		SO ₂		CO		NOx ²	
		t/año	t/día	t/año	t/día	t/año	t/día	t/año	t/día
Incluidos en DS-074-2001 PCM								No Incluidos	
Combustión de carbón bituminoso pulverizado, de bajo contenido de azufre, caldero de fondo húmedo, precipitador electrostático de alta eficiencia (> 99,9%), chimenea de 130 m de altura y quemadores con baja emisión de NOx.	290,000	14.1	0.04	3,851.9	10.6	223.9	0.61	1,385	3.8
Total		14.1	0.04	3,852	10.6	223.9	0.6	1,385	3.8

Los datos consignados en ésta tabla para SO₂, CO y NO_x, PM provienen del cálculo realizado en el 2002 y 2003, a partir de los registros del monitoreo de emisión continua (MEC) de la C.T.

MEC de la C.T. ILO21 - EnerSur

(1) Estimado en base a factores de la AP 42 (US EPA) (PM10/PM=0.75)

(2) En la bibliografía consultada (AP 42 Emission Factors, section 1.1, US EPA) se menciona que alrededor del 95 % en volumen de NOx corresponde a NO (parametro no incluido en el ECA) y el resto corresponde a NO2 (parametro incluido en el ECA). Por lo que el resultado presentado en esta tabla sólo sería referencial para efectos del cálculo de emisiones ILO21

Fuente: EnerSur

Figura 10: Emisiones para el Sector Electricidad

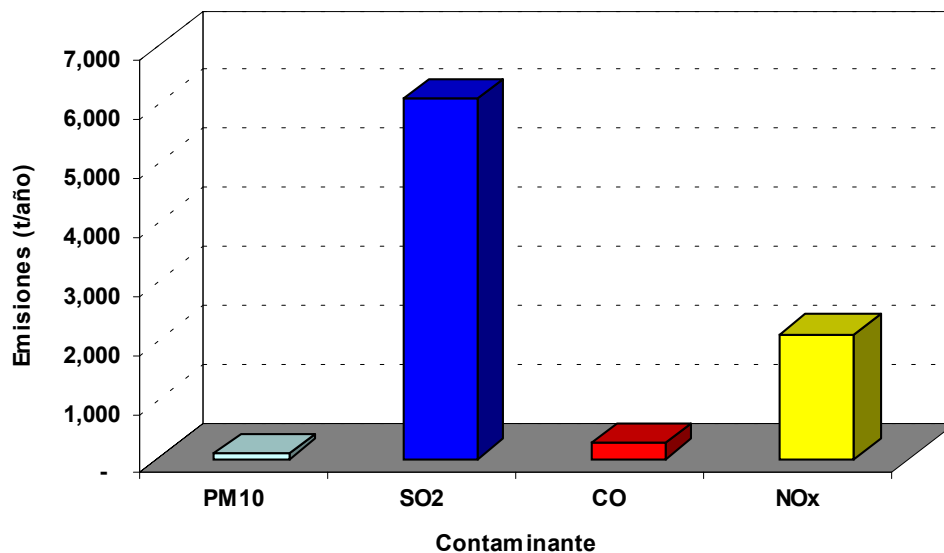
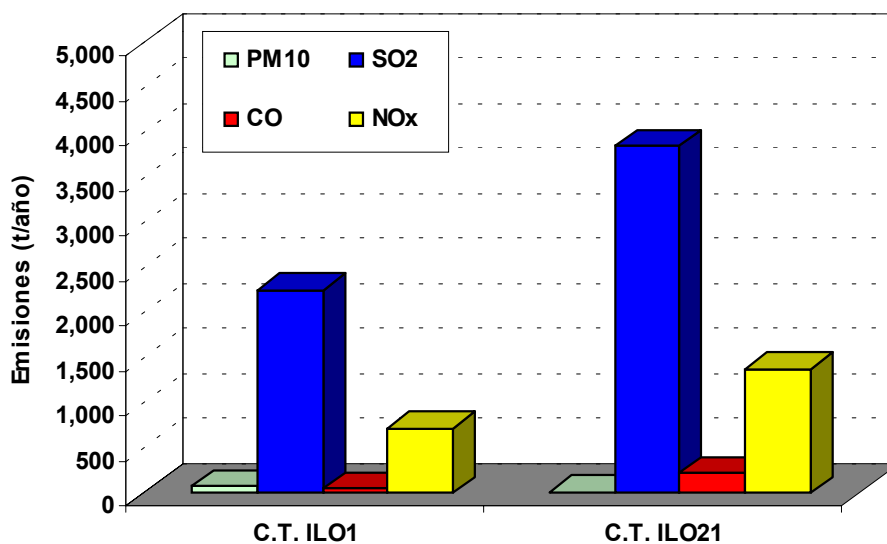


Figura 11: Emisiones de Fuentes Puntuales en el Sector Electricidad



6.6. Sector Comercial (Panaderías y Pollerías)

Para obtener información de estas actividades se realizaron encuestas. En base a información proporcionada por la Municipalidad Provincial de Ilo, fueron encuestadas casi la totalidad de locales dedicados a la elaboración de pan y pollerías.

6.6.1. Cálculo de Emisiones

Para el cálculo de emisiones se usaron los procedimientos y factores definidos en la Guía [Referencia 1]. A falta de factores de emisión específicos se emplearon los consignados en el rubro 410, Electricidad, Gas y Vapor; subrubro Estufas de Leña. La cantidad de leña consumida se obtuvo mediante encuestas (Anexo 2-e). Considerando que los propietarios no tenían registros de sus consumos, las cantidades de leña consumida representan un estimado realizado en campo, conjuntamente con los encuestados.

Cuadro 31: Factores de Emisión – Estufas de Leña

CIU 410 - Electricidad. Gas y Vapor – Estufas de Leña						
Proceso	Unidad U	Factores de Emisión (kg/U)				
		CO	SO ₂	NO _x	PTS	COV
Leña y Corteza						
Estufas de Leña						
Unidades Convencionales	t	140	0.2	1.4	15	46

Guía [Referencia 1]

Cuadro 32: Emisiones por la Elaboración de Pan

CIU 410 - Electricidad, Gas y Vapor – Estufas de Leña						
Proceso	Cantidad t/año	CO	SO ₂	NO _x ¹	PTS ¹	COV ¹
		t/año		t/año		
		Incluido		No Incluido		
Leña y Corteza						
Estufas de Leña						
Unidades Convencionales	570.5	79.9	0.1	0.8	8.6	26.2
Totales		79.9	0.1	0.8	8.6	26.2

(1) Contaminante no Incluido en el D.S. 074 2001 PCM

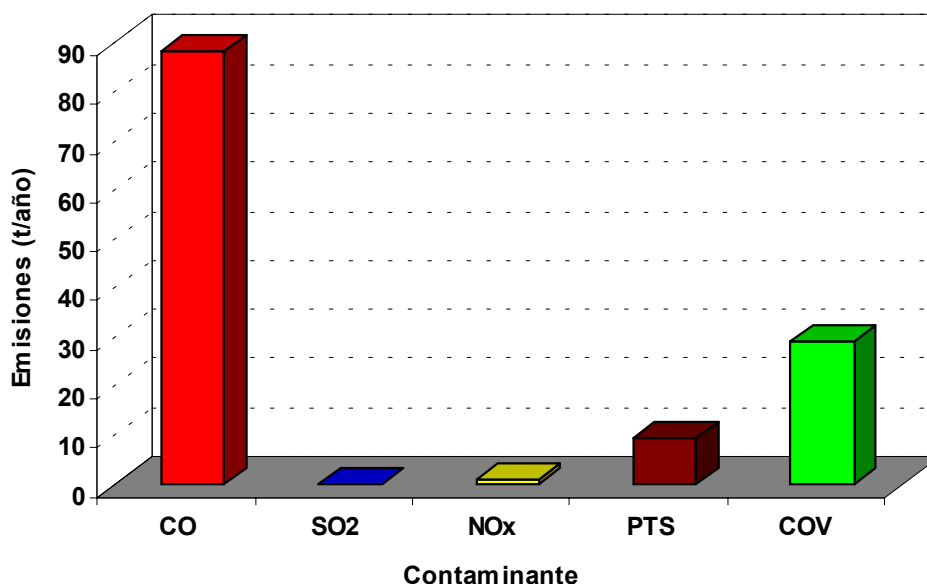
Para el caso de la Pollerías, el procedimiento seguido fue similar al usado en las Panaderías. Los factores de emisión son los mismos.

Cuadro 33: Emisiones de las Pollerías

CIU 410 - Electricidad, Gas y Vapor – Estufas de Leña						
Proceso	Cantidad t/año	CO	SO ₂	NOx ¹	PTS ¹	COV ¹
		t/año		t/año		
		Incluido		No Incluido		
Leña y Corteza						
Estufas de Leña						
Unidades Convencionales	62	8.6	0.01	0.1	0.9	2.8
	Total	8.6	0.01	0.1	0.9	2.8

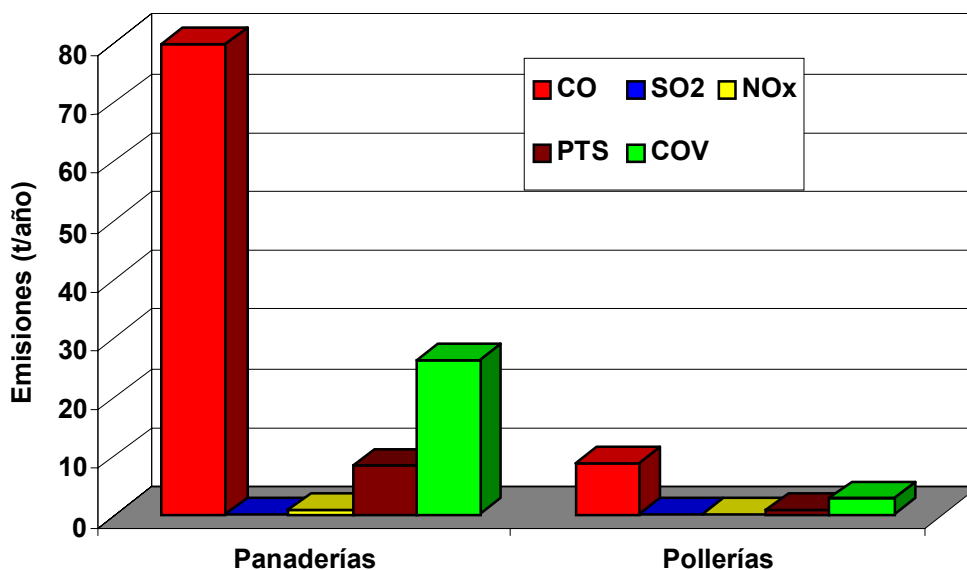
(1) Contaminante no Incluido en el D.S. 074 2001 PCM

Figura 12: Emisiones para el Sector Comercial



NOx, PTS, COV – Contaminantes no incluidos en la D.S. 074-2001-PCM

Figura 13: Emisiones para el Sector Comercial



6.7. OTROS (Consumo de kerosene para uso doméstico)

De la información enviada por la DREM (Cuadro 35) se observa que el consumo de kerosene en la provincia es significativo respecto a otros tipos de combustibles de uso doméstico. Se asumirá que este es consumido casi en su totalidad en las actividades domesticas (preparación de alimentos en cocinas a gas de kerosene) y en menor cantidad en talleres metal mecánicos.

En el Anexo 6 tenemos el documento original enviado por la DREM con la información correspondiente al volumen comercializado de combustibles según estaciones de servicio y grifos: 1999 – 2003.

Cuadro 34: Factores de Emisión para consumo de kerosene

CIU 410 - Electricidad, gas y vapor- Combustibles Líquidos ⁵²							
Proceso	Unidad U	Factores de Emisión (kg/U)					
		PTS	SO ₂	NO _x	CO	COV	SO ₃
Combustibles Líquidos							
Petróleo Destilado							
Hornos Residenciales	t de kerosene	0.36	20*S	2.60	0.71	0.354	0.28*S

S (contenido de azufre) = 0.07

52 (a) "S" es el porcentaje de peso de azufre en el

(b) "A" es el porcentaje de peso de la ceniza en el

(c) "N" es el porcentaje de peso del nitrógeno en el combustible.

Guía [Referencia 1]

Cuadro 35: Consumo de Kerosene en Ilo

PROVINCIA DE ILO: VOLUMEN COMERCIALIZADO DE COMBUSTIBLE SEGÚN ESTACIONES DE SERVICIO Y GRIFOS (PERIODO 1999 AL 2003) (En Galones)					
Nombre o Razon Social	KEROSENE				
	2003	2002	2001	2000	1999
TOTAL	421,945.13	441,110.03	494,807.30	369,213.53	416,724.26
DIVI SAC	22,339.85	28,628.42	2,940.00		46,691.56
EESS Ilo SCRL	104,996.00	86,891.60	47,090.00	51,364.00	33,868.60
EESS Costanera Sur EIRL	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Emp. De Serv GrIs V y C SRL	80,938.08	86,611.51	75,949.60	90,640.43	80,759.10
Grifo Municipal de Ilo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Grifo Pacocha SRL	44,932.10	96,719.00	159,038.00	33,784.00	14,638.00
Grifo Señor de los Milagros	125,806.10	104,168.50	123,529.70	97,321.10	96,652.00
Herrera Cardenas Marina	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Inv. Y Neg Santa Clara SRL	17,290.00	19,460.00	62,665.00	72,915.00	110,295.00
Paititi EIRL	25,643.00	18,631.00	23,595.00	23,189.00	33,820.00
Servicentro La Estación EIRL	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Fuente: Dirección Regional de Minería

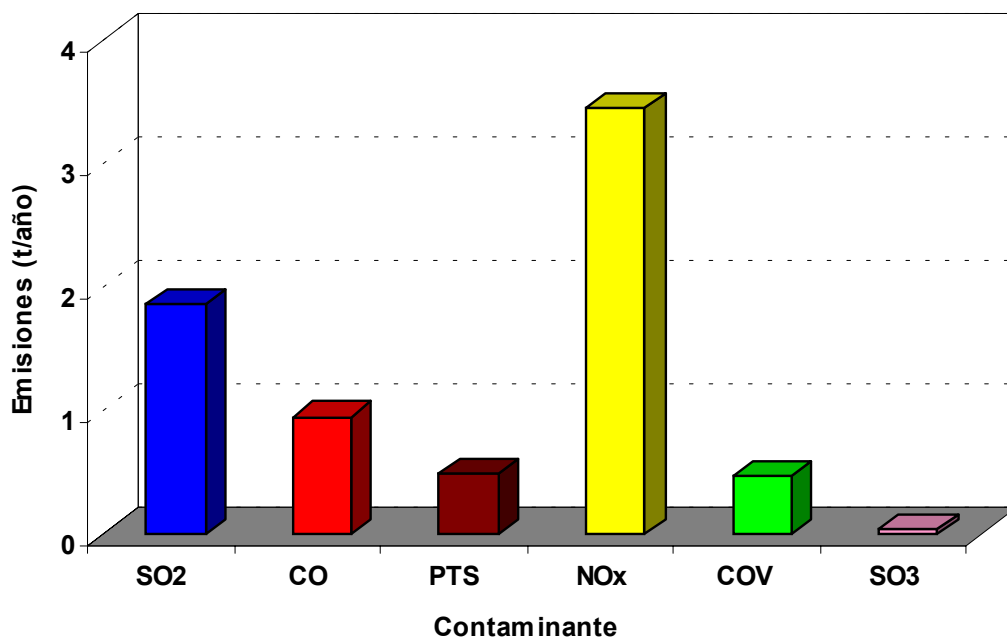
Cuadro 36: Cuadro de Emisiones por el consumo de Kerosene

CIU 410 - Electricidad, gas y vapor							
Proceso	Cantidad t/año	SO ₂	CO	PTS	NO _x	COV	SO ₃
		t/año		t/año			
Incluidos				No Incluidos en D.S. 074 2001 PCM			
Combustibles Líquidos							
Petróleo Destilado							
Hornos Residenciales	1,331	1.86	0.95	0.48	3.46	0.47	0.03
Total		1.9	0.9	0.5	3.5	0.47	0.03

Nota: Se usaron los factores de emisión correspondientes al Petróleo Diesel 2 debido a que no se encontró un factor específico para el kerosene.

Fuente: Guía [Referencias 1]

Figura 14: Emisiones para el consumo de kerosene (combustión)



7. RESULTADOS

Los cuadros 37 y 38 muestran las emisiones totales por contaminante. En el primer cuadro tenemos los que se encuentran normados o regulados por el D.S. 074-2001-PCM y en el segundo los no incluidos en la norma antes mencionada.

Cuadro 37: Emisiones por Fuente Fijas (Contaminantes incluido en el D.S. 074-2001-PCM)

Sustancia	t/d	t/año
Dióxido de Azufre (SO ₂)	1,225.5	447,317
Material Particulado (PM ₁₀)	3.4	1252
Monóxido de Carbono (CO)	1.1	416
Dióxido de Nitrógeno (NO ₂)		ND*
Ozono (O ₃)		ND*
Plomo (Pb)		ND*
Sulfuro de Hidrógeno (H ₂ S)	0.06	22

* No Determinado

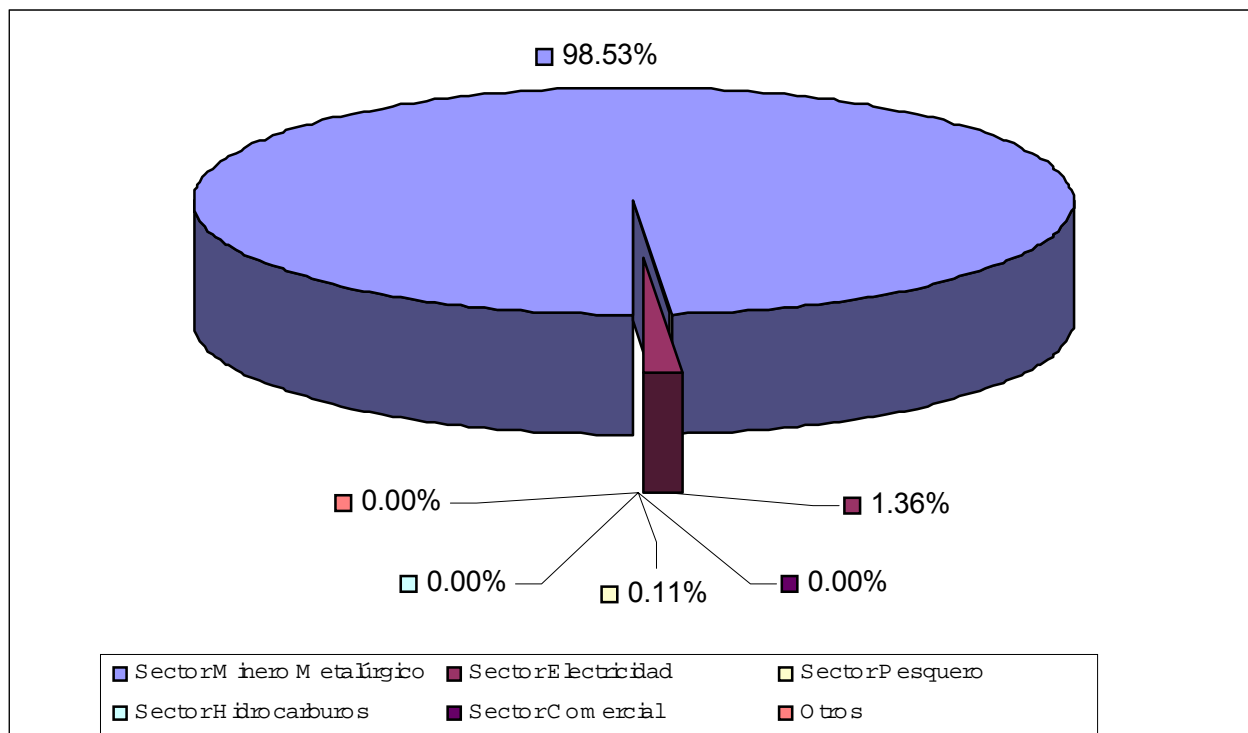
Cuadro 38: Emisiones por Fuentes Fijas (Contaminantes no Incluidos en el D.S. 074-2001-PCM)

Sustancia	t/d	t/año
Partículas Totales en Susp. (PTS)	4.4	1,595
Óxidos de Nitrógeno (NO _x)	6.6	2,400
Compuestos Orgánicos Volátiles (COV)	0.5	200
Óxidos de Azufre (SO _x)	0.03	11
Trióxido de Azufre (SO ₃)	0.02	6

7.1. Emisiones por contaminante

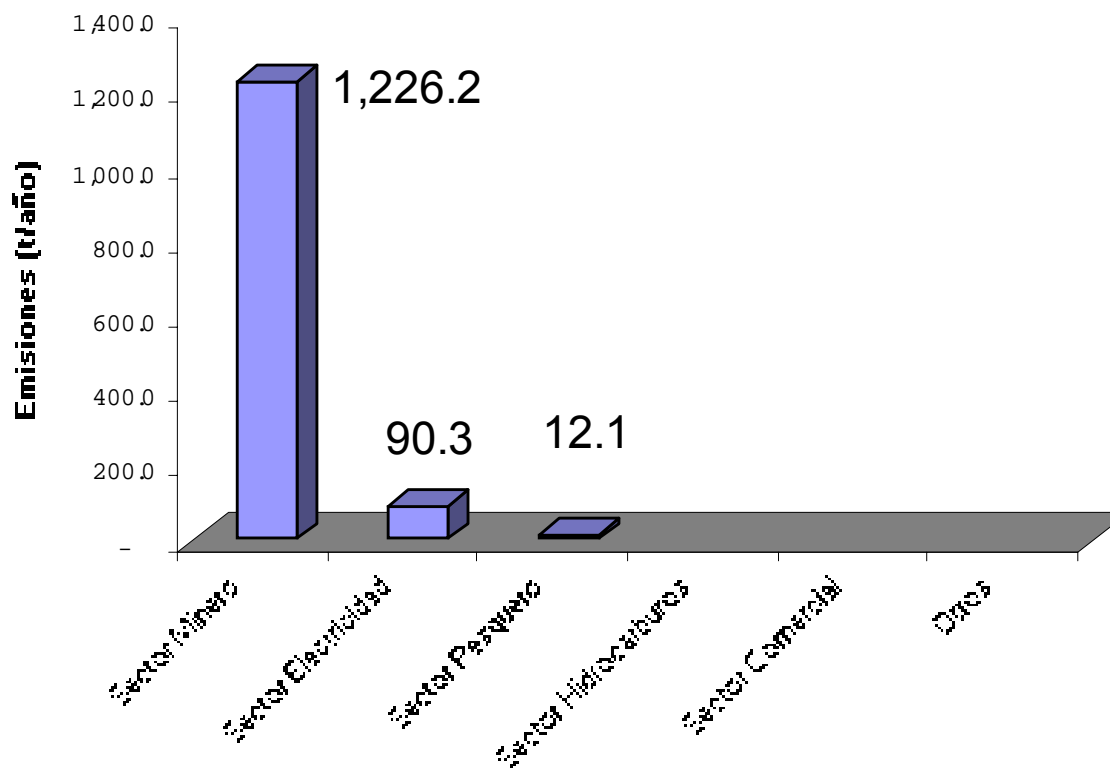
Las figuras siguientes muestran las emisiones totales por sector, en porcentajes. De esta manera, se podrán observar los sectores que aportan la mayor cantidad de emisiones para cada contaminante.

Figura 15: Emisiones de SO₂



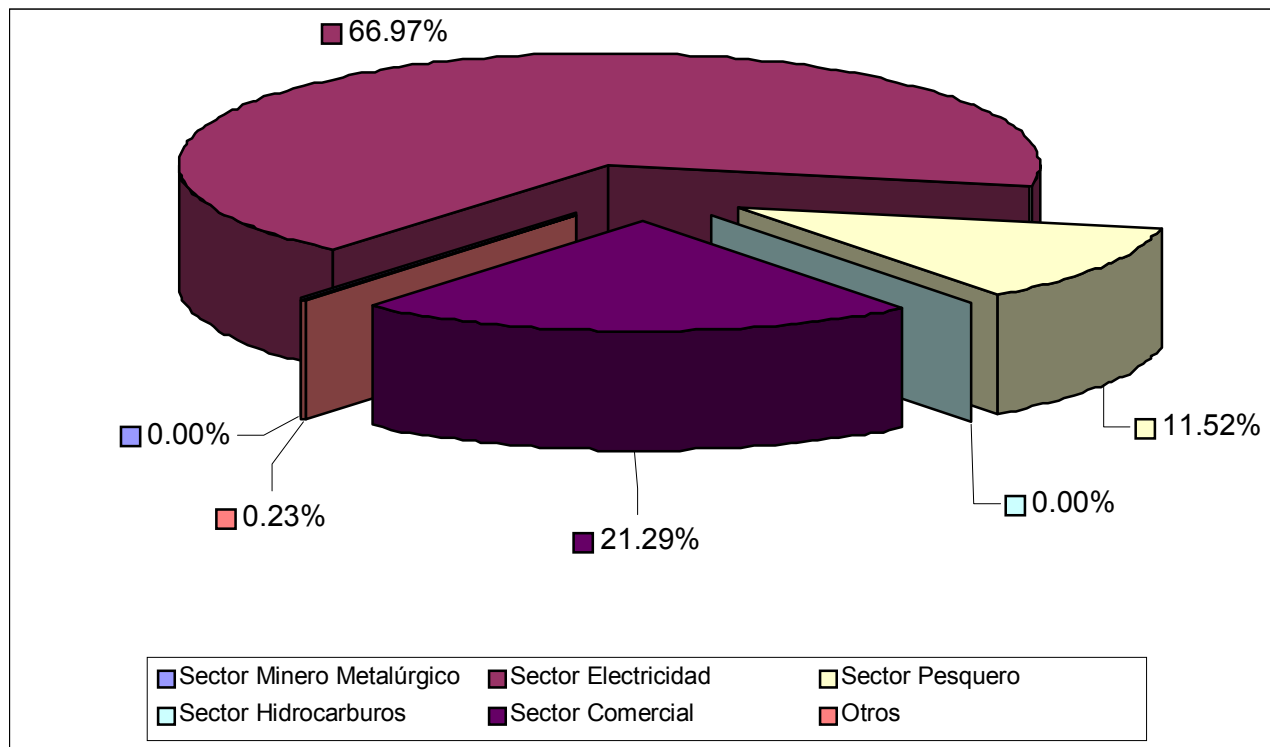
Total de emisiones de SO₂ : 447,317 t/año (100%)

Figura 16: Emisiones de PM₁₀



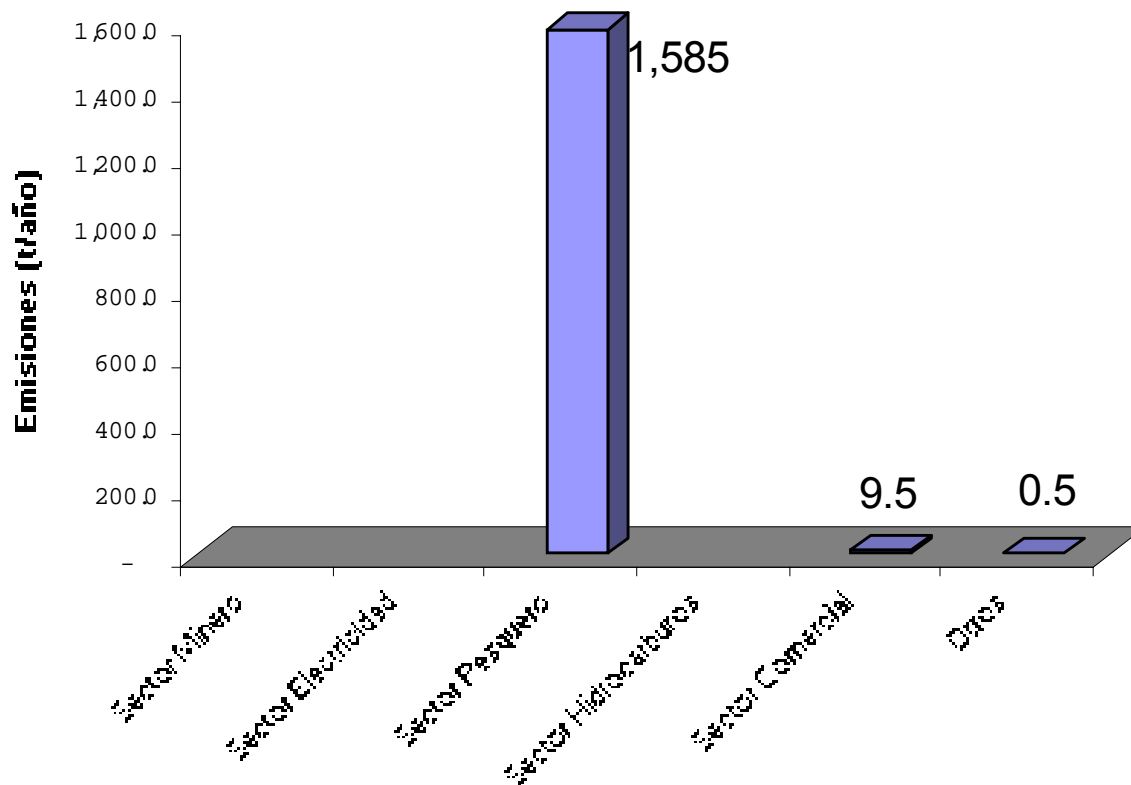
Nota: Las PM₁₀ calculadas para el sector pesquero solo corresponden a sus operaciones de generación de energía eléctrica. El sector hidrocarburos no emite material particulado. Para los otros dos sectores las emisiones de este tipo de contaminante se da en PTS y están en la figura 18.

Figura 17: Emisiones de CO



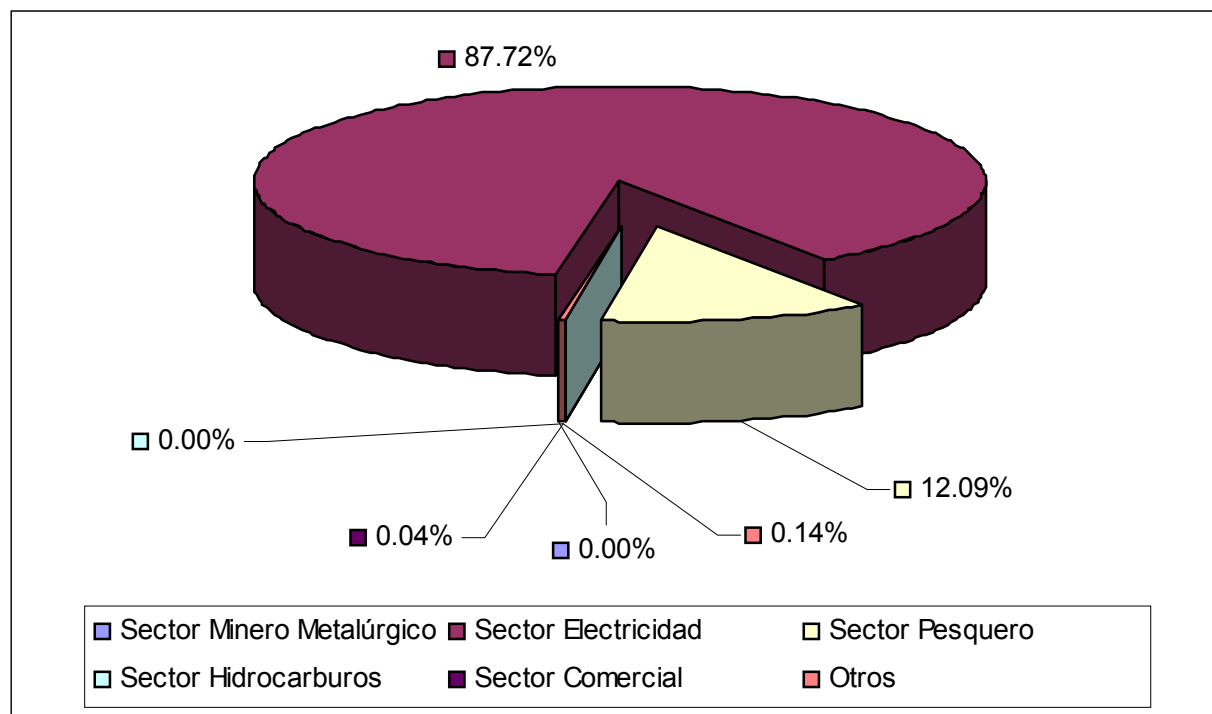
Total de emisiones de CO: 415.8 t/año (100%)

Figura 18: Emisiones de PTS



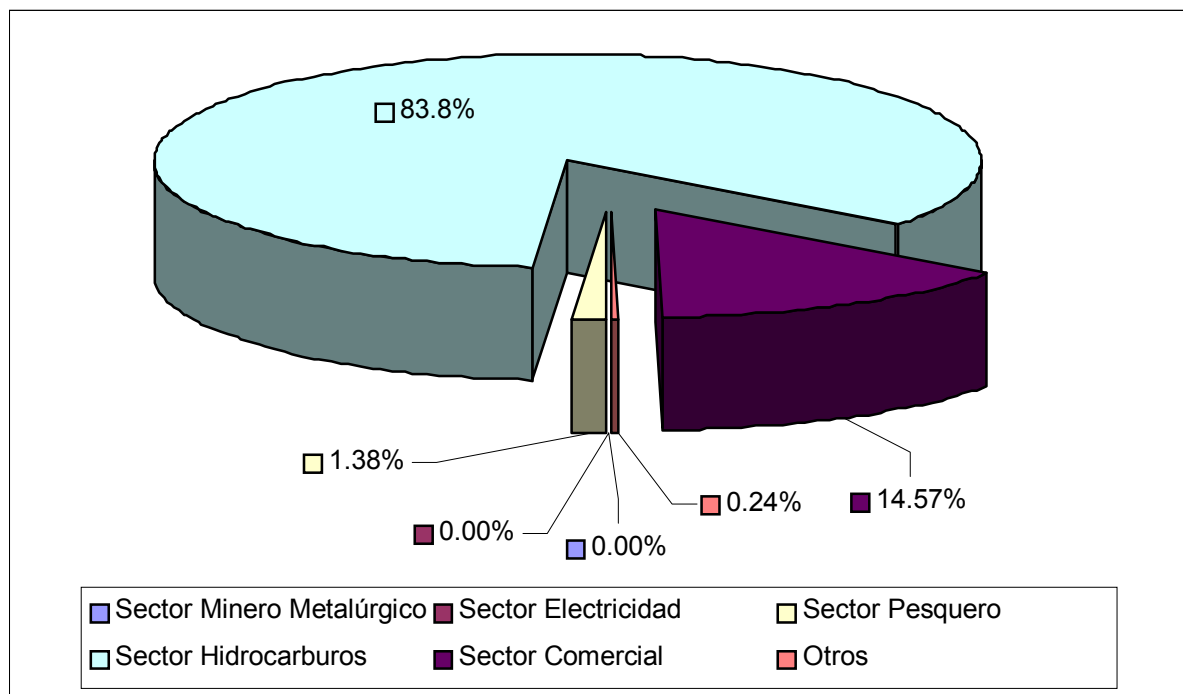
Nota: Las emisiones de material particulado para los sectores minero y electricidad se presentan como PM_{10} en la figura 16. Para el caso de las pesqueras la emisión de PTS calculada no corresponde a sus procesos de generación de energía eléctrica. El sector hidrocarburos no genera material particulado

Figura 19: Emisiones de NOx



Total de emisiones de NOx: 2,400 t/año (100%)

Figura 20: Emisiones de COV



Total de emisiones de COV: 199.6 t/año (100%)

7.2. Emisiones de Fuentes Fijas

Figura 21: Emisiones de Fuentes Fijas – Contaminantes Normados

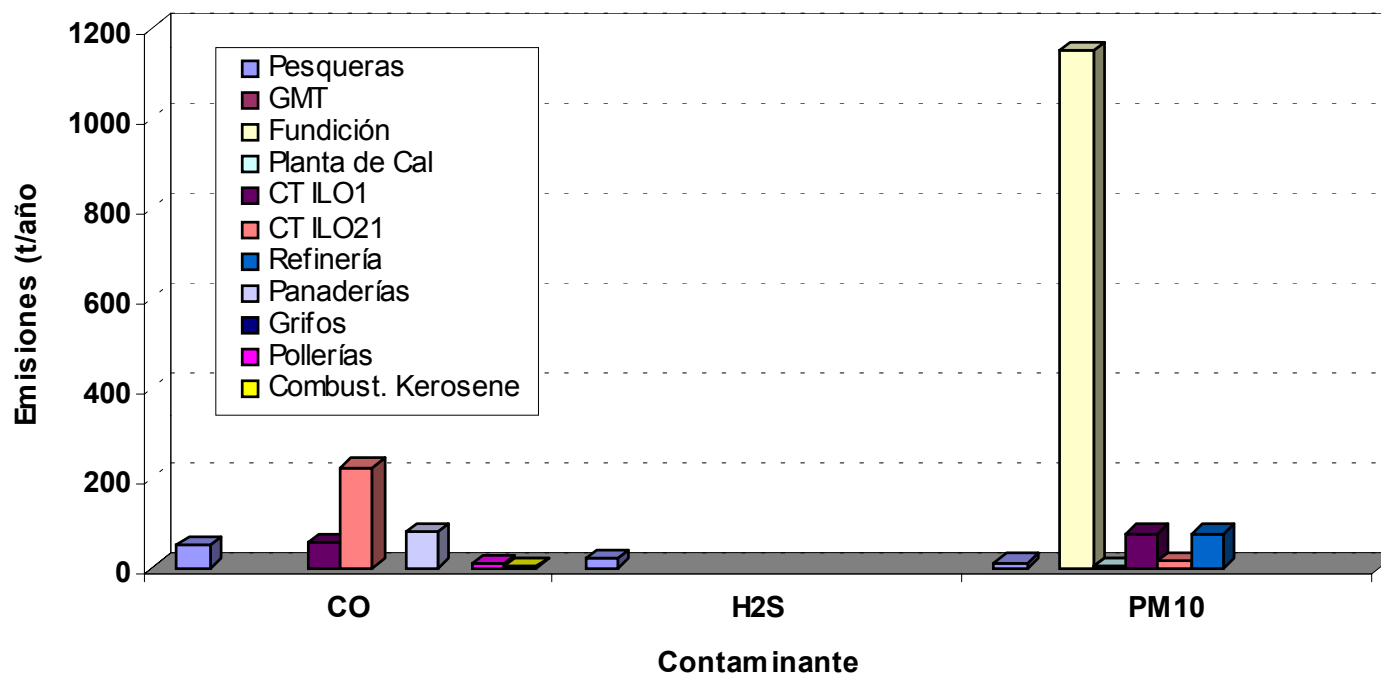


Figura 22: Emisiones de Fuentes Fijas – Dióxido de Azufre

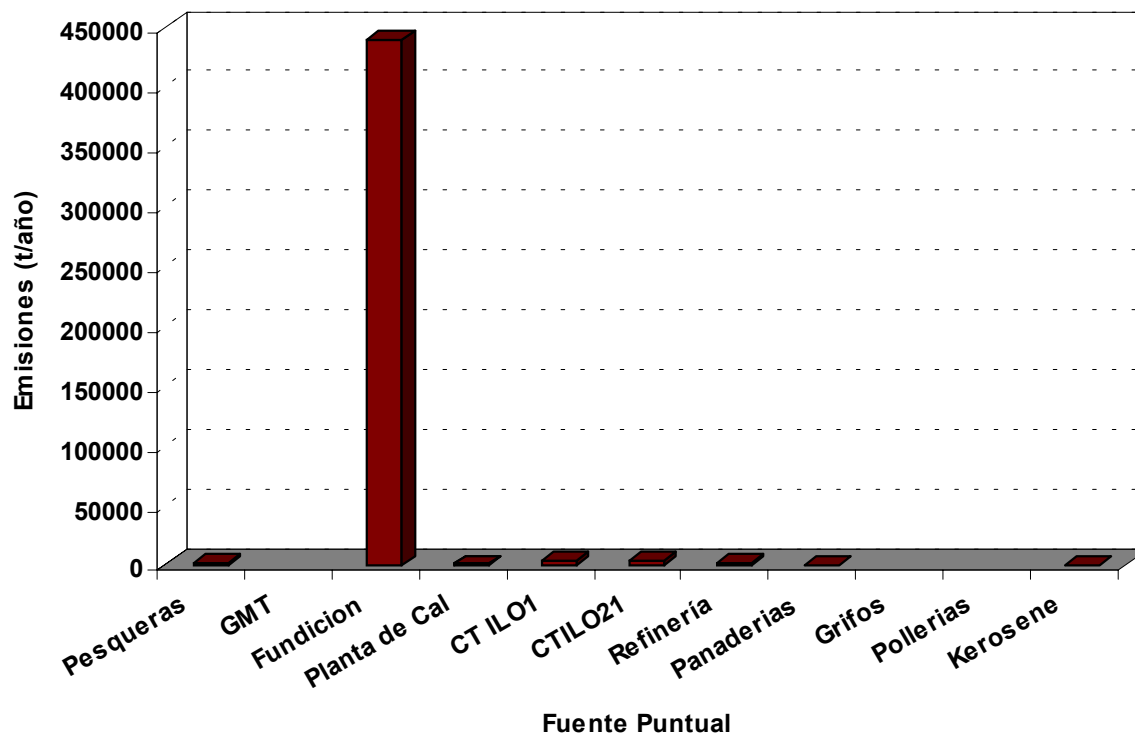


Figura 23: Emisiones de Fuentes Fijas – Contaminantes Normados

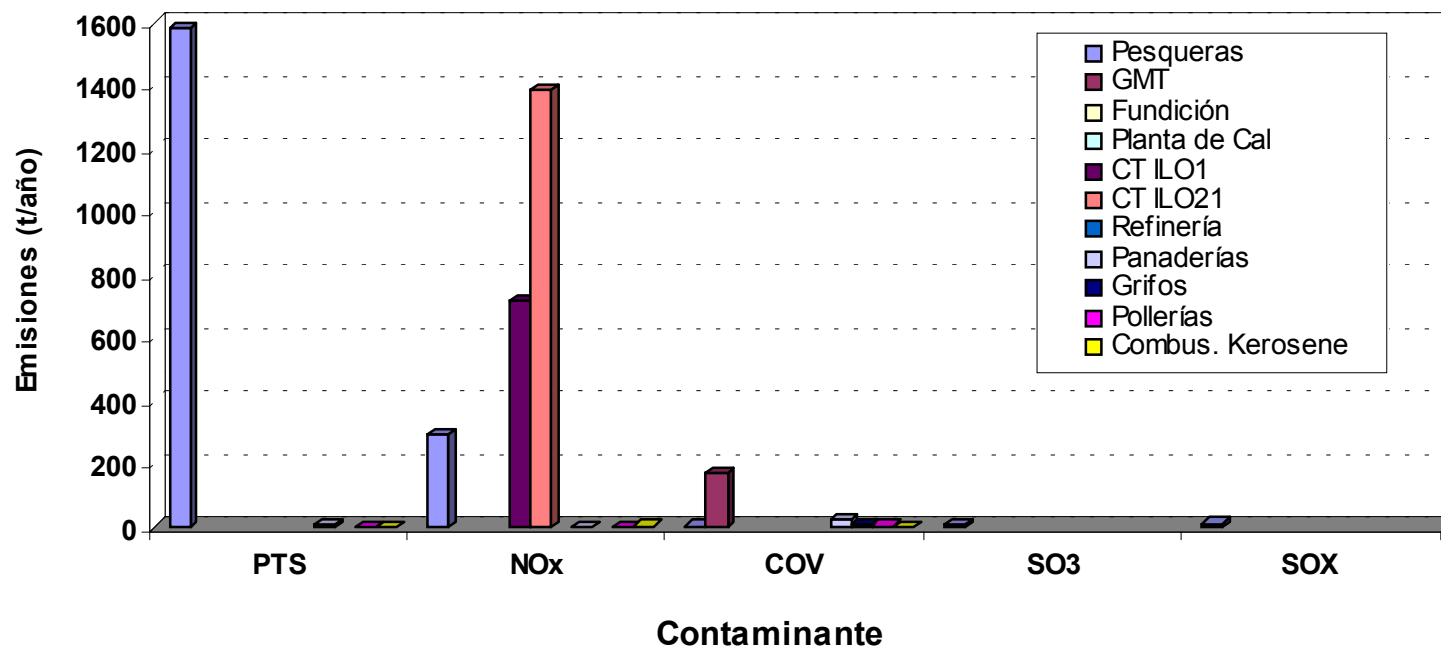
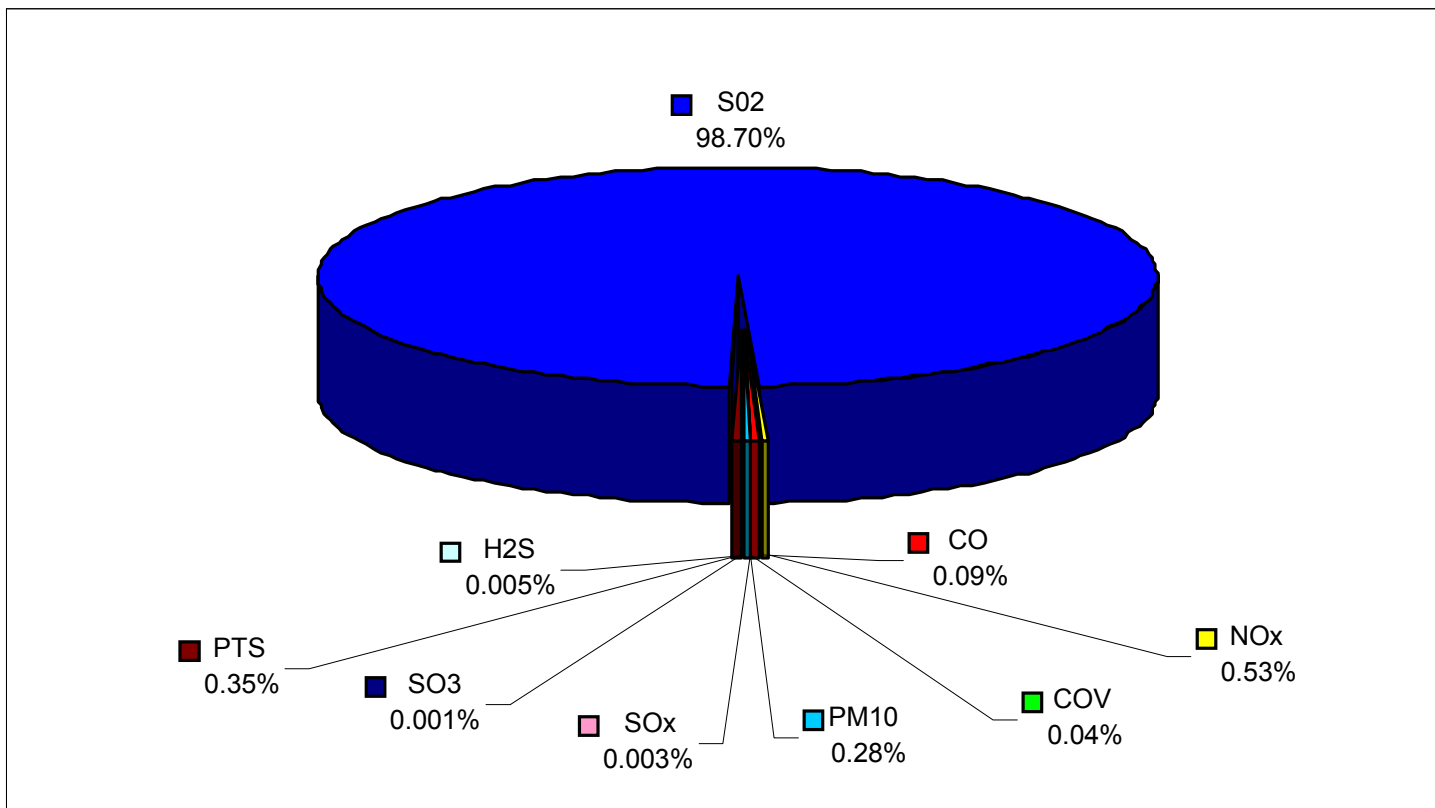


Figura 24: Emisiones Totales de Fuentes Fijas - Ciudad de Ilo



Nota: Basado en los datos de las Cuadros 1 y 2

8. CONCLUSIONES

Para una mejor interpretación de los resultados obtenidos, es importante tomar en cuenta, además de la cuantificación de las emisiones, aspectos inherentes al área de estudio, tales como los factores meteorológicos, climatológicos, la topografía de la zona, las características de las fuentes de emisión (altura de chimeneas y tanques), la distancia de las fuentes de emisión respecto a las áreas pobladas. En la Cuenca Atmosférica de Ilo, las fuentes fijas de emisión se encuentran dispersas a lo largo de una franja costera de aproximadamente 41 km de longitud y en donde el área urbana representa tan solo el 4.3% de la superficie total de la cuenca.

De igual forma es importante considerar la estacionalidad de las emisiones, que están relacionadas directamente con la operación de las plantas; para algunos casos como en el sector pesquero, las vedas regulan la producción de harina de pescado y enlatados, por lo que la operación de las plantas están supeditadas a estas; para el sector electricidad, el Comité Operativo Económico del Sistema Interconectado Nacional (COES – SINAC) regula la operación (o el despacho eléctrico) de las centrales manteniendo el siguiente orden de prioridades: hidroeléctricas, termoeléctricas a gas, carbón, residual R500 y finalmente de diesel.

Por último, debemos considerar los aspectos normativos sobre límites máximos permisibles de emisiones atmosféricas, que para algunos sectores productivos y comerciales aún no se encuentran regulados oficialmente, mientras que en otros existen calendarios y programas de adecuación, por lo que no se incluyen conclusiones comparativas intersectoriales en el presente estudio.

De los considerandos expuestos en los párrafos anteriores y de los resultados obtenidos en el presente informe, se concluye lo siguiente:

Respecto a los contaminantes incluidos en el DS-074-2001-PCM:

El dióxido de azufre (SO₂), es el mayor contaminante emitido al ambiente dentro de la Cuenca Atmosférica de Ilo por las fuentes fijas identificadas, con un 98.7 % del total de las emisiones, seguido por los óxidos de nitrógeno, NO_x (*contaminante no normado como tal, pero que incluye al NO₂*) con 0.5 % del total de las emisiones. Posteriormente tenemos el PM₁₀ con el 0.3 %, el CO con el 0.09 % y por último al H₂S con el 0.005 %.

Dentro de las fuentes fijas identificadas en la Cuenca Atmosférica de Ilo, el sector minero-metalúrgico es el mayor contribuyente de SO₂ (dióxido de azufre) con un 98.5% del total siendo la principal fuente de emisión la Fundición de Ilo, que se ubica a 16 km al noreste de la ciudad. Un segundo contribuyente es el sector electricidad con 1.4 % cuyas centrales se encuentran ubicadas a 16 km al noreste y a 25 km al sureste del Puerto de Ilo; finalmente, el sector pesquero conformado por 6 empresas, contribuye con el 0.1%.

Respecto a las emisiones de PM₁₀, se han considerado para el cálculo, sólo las emisiones de las actividades ó procesos para los cuales ha sido posible encontrar factores de emisión (*en el caso del sector pesquero solo se encontraron para sus equipos auxiliares de generación eléctrica mas no para sus procesos de producción que son una fuente importante de PM₁₀*), tampoco se han considerado las emisiones de PM₁₀ por fuentes naturales (*arrastré de material particulado por acción del viento en la franja costera y aerosoles provenientes de mar*), que son una fuente importante de emisión y que eventualmente provoca terrales impidiendo la visibilidad y afectando la calidad del aire. Para poder clasificar en orden de importancia las fuentes de emisión de PM₁₀ se requiere conocer las emisiones de las fuentes antes mencionadas, estimaciones que no fueron posibles realizar por razones de tiempo, recursos y disponibilidad de información.

De acuerdo a los valores calculados realizados las emisiones del sector minero metalúrgico son 1226.2 t/año siendo la principal fuente la Fundición de Ilo. El sector electricidad se encuentra en segundo lugar 90.3 t/año, cuya fuente principal es la Central Termoeléctrica ILO1; por último el sector pesquero (*únicamente emisiones producidas por la generación de energía eléctrica*) con 12.1 t/año, en donde la pesquera Rubí es la principal fuente de este contaminante.

El sector electricidad es el principal emisor de CO, con el 67.0 % del total emitido, cuya principal fuente de emisión es la C.T. ILO21, seguido por el sector comercial con el 21.3 %, el pesquero con 11.5 % y por último las emisiones debidas al consumo doméstico de kerosene con el 0.23 %.

El total de las emisiones calculadas de H₂S (22.1 t/año), corresponden al sector pesquero, no habiéndose encontrado factores de emisión para otras fuentes, como las lagunas de estabilización.

Contaminantes no incluidos en el DS-074-2001-PCM:

Respecto a las emisiones NO_x, éstas representan el 0.5% del total de emisiones atmosféricas en la Cuenca de Ilo, seguido por las PTS con 0.4%, finalmente en porcentajes menores el COV, SO_x y SO₃.

Se están considerando las PTS de los procesos para los cuales no se ha encontrado factores de emisión de PM₁₀. Para estos casos, de acuerdo a lo calculado, el sector pesquero emite 1585 t/año de este contaminante, en donde la fuente principal es la pesquera Rubí. En segundo lugar encontramos al sector comercial con una emisión de 9.5 t/año y por último las emisiones debido al consumo de kerosene con 0.5 t/año.

En el caso del NO_x, el sector electricidad es el principal emisor, con un 87.70 % del total emitido, dentro del cual, la Central Termoeléctrica ILO21 ubicada a 25 km al sureste de la ciudad de Ilo es la principal fuente de emisión. Luego tenemos al sector pesquero con el 12.10 % en donde la principal fuente es la pesquera Rubí. En tercer lugar esta el consumo de kerosene con el 0.14 % y por último el sector comercial con el 0.04 %.

Respecto a las emisiones COV, la fuente principal de emisión es el sector hidrocarburos con el 83.8 % del total de COV emitido, siendo el mayor aportante GMT Consorcio Terminales. El sector comercial tiene el 14.6 % de emisiones de COV, seguido del sector pesquero con el 1.4 % y por último las emisiones debidas al consumo doméstico de kerosene con el 0.2 % del total de emisiones de este contaminante.

De acuerdo a los cálculos y la información contenida en la Guía [Referencia 1], las emisiones de SO_x y de SO₃ corresponden al sector pesquero con 0.03 y 0.02 t/año respectivamente.

9. RECOMENDACIONES

Coordinar con las instituciones competentes a fin de facilitar el acceso a la información requerida para este tipo de trabajos, de tal forma que en un escenario futuro, se desarrolle estudio mas completo y con mejor calidad de datos.

Dado que el presente estudio es una primera estimación del Inventario de Emisiones de Fuentes Fijas en la Cuenca Atmosférica de Ilo, futuras actualizaciones deberán considerar el empleo de metodologías de mayor precisión y exactitud, que se adecuen a los tipos de contaminantes normados por la legislación peruana, a fin de tener resultados más confiables, como los métodos de muestreo directo en cada fuente (métodos EPA CFR40, parte 60, apéndice A) y los denominados MCE (Monitoreo Continuo de Emisiones) que consisten en la instalación de equipos de Monitoreo Continuo en cada fuente.

Es importante la identificación y formalización de micro empresas no registradas (*talleres metal mecánicos, planchado y pintura, pollerías, panaderías, etc.*) la mayoría de las cuales existen dentro del casco urbano y cuyas emisiones inciden directamente en la población del entorno, ya que las emisiones de dichas fuentes no han sido inventariadas en el presente estudio. Con la finalidad de cumplir con esta recomendación la municipalidad provincial y las instituciones

pertinentes deberían incluir en un programa de evaluación apropiado respecto a las emisiones atmosféricas.

Los procesos de formalización de empresas ó micro empresas en un futuro deben contar con la aprobación de un instrumento de Gestión Ambiental como los EIA (*Estudio del Impacto Ambiental*). Del mismo modo para las empresas en funcionamiento con emisiones atmosféricas al ambiente, se recomienda que se establezcan plazos para la realización de un EVAP (*Evaluación Ambiental Preliminar*) y/o un PAMA (*Programa de Adecuación y Manejo Ambiental*) a fin de que se cumplan los Niveles Máximos Permisibles de emisión del sector competente.

Realizar el monitoreo de las emisiones atmosféricas de las lagunas de estabilización de Aguas Residuales con la finalidad de estimar un factor de emisión local para ese tipo de proceso, ya que sus emisiones no han sido estimadas.

Modificar y actualizar las fichas de encuesta que fueron originalmente empleadas y proporcionadas por DIGESA, dado que éstas no incluían el total de información necesaria para el cálculo de las emisiones.

Debido a que Ilo es una zona desértica con presencia de vientos que provocan turbulencia, erosión eólica y arrastre de material particulado en y hacia las zonas pobladas de Ilo (Pampa Inalámbrica, Pampa de Palo, Ciudad jardín, Puerto, etc.), es importante considerar, en futuros trabajos, las fuentes naturales de emisión de material particulado con el fin de determinar el origen, el tipo y los mecanismos que intervienen en su transporte y dispersión. Adicionalmente se debe considerar la presencia de aerosoles que debido a la brisa marina son arrastrados hacia el Puerto de Ilo.

10. REFERENCIA BIBLIOGRAFICA

1. Guía sobre Técnicas para el Inventario Rápido de Fuentes y su uso en la Formulación de Estrategias para el Control Ambiental”, Alexander P. Economopoulos, Extraído de los capítulos 1, 2 y 3 de Evaluación de Fuentes de Contaminación del Aire. OPS/CEPIS/PUB/02.92
2. Manuales del Programa de Inventarios de México, Volumen IV Desarrollo de Inventarios de Fuentes Puntuales. Elaborado para la Asociación de Gobernadores del Oeste Denver, Colorado y el Comité Asesor Binacional. Elaborado por: Radian International LLC 10389 Old Placerville Road Sacramento, CA 95827 Agosto 15, 1996.
3. Manuales del Programa de Inventarios de México, Volumen V Desarrollo de Inventarios de Emisiones de Fuentes de Área. Elaborado para la Asociación de Gobernadores del Oeste Denver, Colorado y el Comité Asesor Binacional. Elaborado por: Radian International LLC 10389 Old Placerville Road Sacramento, CA 95827 Marzo 31, 1997
4. AP 42 Emission Factors, Introduction. U.S. Environmental Protection Agency, Office of Air Quality Planning and Standards, Emission Factor and Inventory Group.

11. ANEXOS

Anexo 1: Definiciones

Las siguientes definiciones fueron obtenidas de la página web de US EPA (URL: <http://www.epa.gov>)

CO : Monóxido de Carbono. Gas incoloro, casi inodoro, inflamable, muy tóxico, de fórmula CO; se produce por la combustión incompleta de materiales orgánicos, incluyendo los combustibles fósiles.

H₂S :Sulfuro de Hidrógeno. El sulfuro de hidrógeno es un gas incoloro, inflamable, con olor a huevo podrido, de sabor dulce y perceptible a concentraciones de 0.002 mg/l. Sin embargo, en concentraciones mayores de 500 ppm afecta la capacidad de percepción del nervio olfativo y con ello, impide su detección a través de este sentido, haciéndolo más peligroso. Se encuentra en los gases provenientes de volcanes, manantiales sulfurosos y agua estancada.

COV :Compuestos Orgánicos Volátiles. Se producen como resultado de la combustión en vehículos automotores, en calderas, hornos e incendios. Otra forma de emisión de dichos contaminantes es por evaporación de combustibles y solventes durante su producción, distribución, uso, manejo y disposición. En el ambiente interior los COVs también son emitidos por diversas fuentes, como el humo del cigarro, estufas, calentadores, alfombras, materiales de construcción y acabados de interiores, productos de limpieza y de aseo personal, disolventes, pinturas, etc.

NO_x :Óxidos de Nitrógeno. Existen siete compuestos diferentes de nitrógeno y oxígeno; de ellos, sólo tres son de importancia en la contaminación atmosférica: El óxido nitroso (N₂O), el óxido nítrico (NO) y el dióxido de nitrógeno (NO₂).

NO₂ :Es un gas sofocante café rojizo. En la literatura de contaminación atmosférica, el término "óxidos de nitrógeno" y la fórmula NO_x se usan para referirse a la mezcla de NO y NO₂ en el aire.

Pb :Plomo. Elemento metálico de símbolo Pb. El plomo y sus compuestos orgánicos e inorgánicos son altamente tóxicos. Pueden acumularse en los huesos y ser subsecuentemente liberados a la sangre. Los compuestos de plomo son emitidos al aire en forma de polvos a partir de las refinadoras y de las instalaciones que usan el metal y sus derivados, así como de los vehículos automotores que usan gasolina con antidetonantes a base de plomo.

PTS :Partículas Totales en Suspensión. Conjunto de las partículas en suspensión en la atmósfera en una zona en particular. Pueden interactuar con otros contaminantes causando efectos sinérgicos. En cada país se establecen valores específicos para los límites permisibles de estos contaminantes. Se abrevian PTS.

SO₂ :Dióxido de Azufre. El SO₂ es un gas incoloro, bastante estable en cantidades superiores a 3 ppm se vuelve irritante y de olor picante. Se trata de un contaminante primario, gaseoso y tóxico, originado durante la combustión de cualquier combustible de origen fósil conteniendo azufre, en especial, el petróleo y sus derivados y actividades minero metalúrgicas.

PM₁₀ : Material Particulado con Diámetro aerodinámico menor o igual a 10 micrómetros. Material suspendido en la atmósfera compuesto por partículas sólidas o líquidas. Algunas partículas son lo suficientemente grandes y oscuras que como para ser vistas como humo. Otras son tan pequeñas que solo pueden ser detectadas con con microscopio electrónico. Se originan de diferentes fuentes estacionarias o móviles y de fuentes naturales.

SO_x : Los **óxidos de azufre** son gases incoloros que se forman al quemar azufre. El dióxido de azufre (SO₂) es el contaminante criterio que indica la concentración de óxidos de azufre en el aire. La fuente primaria de óxidos de azufre es la quema de combustibles fósiles, en particular el carbón.

SO₃ : Se origina por la oxidación del dióxido de azufre en procesos de alta temperatura. Al enfriarse reacciona con las moléculas de agua formando ácido sulfúrico.

Anexo 2: Modelos de Encuestas**Anexo 2-a: Procesamiento de Pescado.****ENCUESTA A LAS PESQUERAS:****ENCUESTA A EMPRESAS PESQUERAS:****Datos de la empresa:**

Nombre o razón social:

Dirección:

PARTE I: ACTIVIDAD PRODUCTIVA

1. Cantidad total de pescado procesado (materia prima) en el periodo 2000:Ton/año.
2. Tecnología de secado: Indicar con una X el tipo de tecnología utilizada, si utiliza ambos marque ambas e indique la producción durante el año 2000.
 - a) Secado a vapor: (Sí) (No) Ton/año
 - b) Secado a fuego directo: (Sí) (No) Ton/año
3. Cantidad total de harina de pescado producido durante el año 2000:Ton/año

PARTE II. GENERACIÓN DE ENERGIA

Responder a las siguientes preguntas:

1.- Indicar con una X que tipo de combustible y que cantidad empleó de este para la generación de energía durante el año 2000? (especificar)

- | | | | |
|----------------------|-----|-------|--------------|
| a) Residual o Bunker | () | _____ | tonelada/año |
| b) Diesel 2 | () | _____ | tonelada/año |
| c) (Otro) | () | _____ | tonelada/año |

2.- ¿Que tipo de tecnología emplea su planta de generación? de emplear mas de un tipo de tecnología indicar la cantidad de combustible que emplea por cada una al año**Para Petróleo destilado:**

- | | |
|--|-------|
| a) Calderos industriales y comerciales | _____ |
| b) Hornos residenciales | _____ |
| c) Turbinas estacionarias de gas | _____ |

Para Petróleo residual:

- | | |
|---|-------|
| a) Calderos de centrales termoeléctricas | |
| No controlados | _____ |
| Precipitador electrostático-baja eficiencia | _____ |
| Precipitador electrostático-alta eficiencia | _____ |
| Lavador de gases | _____ |
| b) Calderos industriales y comerciales | _____ |

Para Aceites lubricante residual:

- | | |
|--|-------|
| a) Calderos industriales y comerciales | _____ |
| b) Calefactores domésticos | _____ |

Anexo 2-b: Fundición Primaria de Cobre

ENCUESTA A LAS FUNDICIONES DE COBRE

ENCUESTA A FUNDICIONES DE COBRE

Ubicación : _____

Tipo de Fuente: _____

Tamaño de la Fuente : _____ Tn/año

Antigüedad de la fuente : _____ año

Complejidad de la tecnología: _____

Frecuencia de las practicas de mantenimiento y operación de la fuente:

Almacenamiento de residuos : _____

PARTE I.

Responder a las siguientes preguntas sobre las actividades de fundición de cobre.

¿Indicar si cuenta con factores de emisión propios para sus procesos? ¿Cuáles son, y como los determino?

¿Indicar cual es la producción de cobre promedio, en toneladas al año?

_____ Ton de cobre

¿Que tipo de procesos se realizan en su planta? Si emplea los 2 procesos (tipos de fusión), indicar cuanto produce por cada una de ellas en toneladas:

- a) Fusión primaria de cobre _____ Ton
 b) Fusión secundaria y aleación de cobre _____ Ton

¿Si la respuesta fue fusión primaria de cobre, indicar que tipo de tecnología emplea para este proceso? Si emplea mas de una tecnología indicar cuanto produce por cada una de ellas en toneladas:

- a) No controlado _____
 b) Precipitador electrostático caliente (200-340 °C) _____
 c) Precipitador electrostático frío (120 °C) _____
 d) Planta de H2SO4 de contacto simple _____
 e) Planta de H2SO4 de contacto doble _____
 f) Otra _____

¿Si la respuesta fue fusión secundaria y aleación de cobre, elegir el tipo de material que se produce? Si produce más de uno, indicar cuanto produce de cada una de ellos en toneladas:

- a) Residuos de cobre: _____
 b) Cable aislante de cobre _____
 c) Escoria de cobre y latón _____
 d) Latón y bronce _____
 e) Otro _____

Indicar **¿Qué tipo de horno emplean para este proceso?** Si emplean más de uno indicar cuanto produce de cada uno de ellos en toneladas

- a) Horno de cubilote no controlado _____
- b) Horno de cubilote con precipitador electrostática _____
- c) Horno de reverberación no controlado _____
- d) Horno de reverberación con filtro textil _____
- e) Horno eléctrico de arco no controlado _____
- f) Horno eléctrico de arco con filtro textil _____
- g) Horno eléctrico de inducción no controlado _____
- h) Horno eléctrico de inducción con filtro textil _____
- i) Horno rotatorio no controlado _____
- j) Horno rotatorio con precipitador electrostático _____
- k) Horno de crisoles no controlado _____
- l) Horno de crisoles con precipitador electrostático _____
- m) Otro _____

PARTE II.

Responder a las siguientes preguntas sobre el consumo de combustibles en la planta (Reverberos, CMT, , Convertidores, Planta de Ácido Horno de Cal, otros):

1.- **Que tipo de combustible y que cantidad emplea de éste para la generación de energía en un año?** (especificar)

- a) Gaseoso _____ tonelada ó m³ de N
- b) Líquido _____ tonelada
- c) Sólido _____ tonelada

2.- **¿Si la respuesta es gaseoso, que tipo de tecnología emplea su planta de generación?** de emplear mas de un tipo de tecnología indicar la cantidad de combustible que emplea por cada una al año

Para Gas Natural:

- a) Calderos de centrales termoeléctricas _____
- b) Calderos industriales _____
- c) Calderos domésticos _____
- d) Turbinas estacionarias de gas _____

Para Gas licuado de petróleo (GLP):

- a) Calderos industriales _____
- b) Hornos domésticos _____

3.- **¿Si la respuesta es líquido, que tipo de tecnología emplea su planta de generación?** de emplear mas de un tipo de tecnología indicar la cantidad de combustible que emplea por cada una al año

Para Petróleo destilado:

- a) Calderos industriales y comerciales _____
- b) Hornos residenciales _____
- c) Turbinas estacionarias de gas _____

Para Petróleo residual:

- a) Calderos de centrales termoeléctricas
 - No controlados _____
 - Precipitador electrostático-baja eficiencia _____

- Precipitador electrostático-alta eficiencia _____
- Lavador de gases _____
- b) Calderos industriales y comerciales _____

Para Aceites lubricante residual:

- a) Calderos industriales y comerciales _____
- b) Calefactores domésticos _____

4.- ¿Si la respuesta es sólido, que tipo de tecnología emplea su planta de generación? de emplear mas de un tipo de tecnología indicar la cantidad de combustible que emplea por cada una al año

Para Antracita:

- a) Horno de carbón pulverizado
 - No controlado _____
 - Ciclón _____
 - Precipitador electrostático-alta eficiencia _____
 - Filtro textil _____
- b) Hogar de emparrillado móvil
 - No controlado _____
 - Ciclón _____
- c) Unidades alimentadas manualmente _____

Para Carbón bituminoso y sub-bituminoso

- a) Carbón pulverizado/horno de fondo seco
 - No controlado _____
 - Ciclones múltiples _____
 - Precipitador electrostático-alta eficiencia _____
 - Carbón con alto contenido de azufre _____
 - Otros _____
 - Filtro textil _____
 - Desulfuración del flujo de gas _____
- b) Carbón pulverizado/horno de fondo húmedo
 - No controlado _____
 - Ciclones múltiples _____
 - Precipitador electrostático-alta eficiencia _____
 - Carbón con alto contenido de azufre _____
 - Otros _____
 - Filtro textil _____
 - Desulfuración del flujo de gas _____
- c) Horno ciclón
 - No controlado _____
 - Precipitador electrostático-alta eficiencia _____
 - Filtro textil _____
- d) Horno con cargador esparcidor
 - No controlado _____
 - Ciclones múltiples _____
- e) Horno con cargador de alimentación superior
 - No controlado _____
 - Ciclones múltiples _____
- f) Horno con cargador inferior
 - No controlado _____
 - Ciclones múltiples _____
- g) Horno alimentado manualmente
 - No controlado _____
 - Ciclones múltiples _____

Para Lignito

- a) Horno de carbón pulverizado
 - No controlado _____
 - Ciclones _____
 - Precipitador electrostático-Unidades antiguas _____
 - Precipitador electrostático-Alta efectividad _____
 - Filtro textil _____
 - Desulfuración de gas _____
- b) Horno de ciclón
 - No controlado _____
 - Ciclones _____
 - Precipitador electrostático-Unidades antiguas _____
 - Precipitador electrostático-Alta efectividad _____
 - Filtro textil _____
- c) Horno cargador esparcidor
 - No controlado _____
 - Ciclones múltiples _____
- d) Horno con cargador de alimentación superior
 - No controlado _____
 - Ciclones múltiples _____
- e) Horno con cargador inferior
 - No controlado _____
 - Ciclones múltiples _____

Para Leña

- a) Calderos de leña _____
- b) Calderos de mezcla de leña y corteza
 - No controlado _____
 - Multiciclón _____
- c) Calderos de corteza
 - No controlado _____
 - Ciclones múltiples _____
- d) Estufas de leña
 - Unidades convencionales _____
 - No catalítica de emisiones bajas _____
 - Catalítica de emisiones bajas _____
- e) Chimeneas de viviendas _____

Para Bagazo _____

PARTE III.

Responder a las siguientes preguntas sobre otros procesos en la fundición:

1.- Cuál es la producción anual de cal? _____ TM

2.- Sobre el proceso de obtención de cal, responda:

- a) Cuál es la metodología para almacenamiento de materia prima?
 - Pilas abiertas _____
 - Pilas semiencerradas _____
 - Compartimientos _____
 - Silos _____
- b) Cómo se realiza el transporte de materia prima?
 - No controlado _____
 - Filtro textil _____
- c) Cuál es la tecnología para el calcinado de la materia prima?
 - Horno de Eje Vertical _____

No controlado	_____
Ciclón	_____
Multiciclones	_____
Horno de Eje vertical Inclinado Doble	
No controlado	_____
Ciclón	_____
Multiciclones	_____
Hornos Regenerativos de Flujo Paralelo/de Contralflujo	
No controlado	_____
Ciclón	_____
Multiciclones	_____
Hornos Anulares	
No controlado	_____
Ciclón	_____
Multiciclones	_____
Horno Rotatorio Corto/Precalentador de Suspensión de Aire	
No controlado	_____
Ciclón	_____
Multiciclones	_____
Precipitador Electrostático	_____
Filtro Textil	_____
Horno Rotatorio Largo	
No controlado	_____
Ciclón	_____
Multiciclones	_____
Precipitador Electrostático	_____
Filtro Textil	_____
Horno Calcimatic	
No controlado	_____
Ciclón	_____
Multiciclones	_____
d) Cuál es el proceso para el enfriado de Cal?	
Enfriador de parrilla	
No controlado	_____
Ciclones	_____
Multiciclones	_____
Filtros textiles	_____
Enfriador planetario, rotatorio o de eje vertical	_____

Anexo 2-c: Tanques de almacenamiento

	Tanque 1	Tanque 2	Tanque 4	Tanque 11	Tanque 12	Tanque 13	Tanque 15	Tanque 16	Tanque 17	Tanque 18	Tanque 19
Descripcion (Tipo de Combustible)											
Características Físicas											
Altura (m)											
Diametro (m)											
Altura Maxima del Liquido (m)											
Altura Promedio del Liquido											
Volumen del Trabajo promedio (gal)											
Recargas por año											
Volumen Almacenado (gal/año)											
Tiene sistema de calentamiento											
Color del Tanque											
Estado del Tanque											
Características del Techo											
Color del techo del tanque											
Estado del techo											
Tipo											
Altura del techo											
Presión de Vacío (psig)											
Presión de Operación (psig)											
Contenido del Tanque											
Nombre											
Mezcla simple o multicomponente											

Anexo 2-d: Centrales Termoeléctricas

PARTE I. GENERACIÓN DE ENERGIA

Responder a las siguientes preguntas:

1.- Indicar con una X que tipo de combustible y que cantidad empleó de este para la generación de energía durante el año 2000? (especificar)

- a) Residual o Bunker () _____ tonelada/año
- b) Diesel 2 () _____ tonelada/año
- c) (Otro) () _____ tonelada/año

2.- ¿Que tipo de tecnología emplea su planta de generación? de emplear mas de un tipo de tecnología indicar la cantidad de combustible que emplea por cada una al año

Para Petróleo destilado:

- a) Calderos industriales y comerciales _____
- b) Hornos residenciales _____
- c) Turbinas estacionarias de gas _____

Para Petróleo residual:

- a) Calderos de centrales termoeléctricas
 - No controlados _____
 - Precipitador electrostático-baja eficiencia _____
 - Precipitador electrostático-alta eficiencia _____
 - Lavador de gases _____
- b) Calderos industriales y comerciales _____

Para Aceites lubricante residual:

- a) Calderos industriales y comerciales _____
- b) Calefactores domésticos _____

Anexo 2-e: Encuesta a Panaderías

FECHA:.....

DIRECCIÓN:.....

INICIO DE OPERACIONES:.....

TIPO DE HORNO UTILIZADO:.....

TIPO DE COMBUSTIBLE UTILIZADO:.....

SI FUERA EL CASO, ¿QUÉ CANTIDAD DE COMBUSTIBLE USA?
.....
.....

Anexo 2-f: Encuesta a Grifos

FECHA:.....

DIRECCIÓN:.....

INICIO DE OPERACIONES:.....

TIPOS DE COMBUSTIBLE QUE VENDE, CANTIDAD EXPENDIDA DIARIAMENTE

- GASOLINA:.....
- DIESEL:.....
- KEROSENE:.....
- OTROS:.....

CANTIDAD DE SURTIDORES POR CADA TIPO DE COMBUSTIBLE:

- GASOLINA:.....
- DIESEL:.....
- KEROSENE:.....
- OTROS:.....

TANQUES DE ALMACENAMIENTO:

- TIPOS:.....
-

• CANTIDAD:

- GASOLINA:
- DIESEL:
- KEROSENE:
- OTROS:

• CAPACIDADES:

- GASOLINA:.....
- DIESEL:.....
- KEROSENE:.....
- OTROS:.....

METODOS DE RECARGA:.....

PERIODICIDAD DE RECARGA:.....

Anexo 3: Resultados de Emisiones de Tanques de Almacenamiento – Programa Tanks

TANKS 4.0
Emissions Report - Brief Format
Individual Summaries

Annual Emissions Report**Tanque 11-GMT Vertical Fixed Roof Tank**

Components	Losses(lbs)		Total Emissions
	Working Loss	Breathing Loss	
Gasoline (RVP 8)	228,091.34	28,304.79	256,396.12

Tanque 12-GMT Vertical Fixed Roof Tank

Components	Losses(lbs)		Total Emissions
	Working Loss	Breathing Loss	
Residual oil no. 6	3.25	0.74	3.99

Tanque 13 GMT Vertical Fixed Roof Tank

Components	Losses(lbs)		Total Emissions
	Working Loss	Breathing Loss	
Jet kerosene	857.43	265.18	1,122.61

Tanque 15-GMT Vertical Fixed Roof Tank

Components	Losses(lbs)		Total Emissions
	Working Loss	Breathing Loss	
Distillate fuel oil no. 2	271.47	183.19	454.67

Tanque 16-GMT Vertical Fixed Roof Tank

Components	Losses(lbs)		Total Emissions
	Working Loss	Breathing Loss	
Residual oil no. 6	7.97	2.64	10.61

Tanque 18-GMT Vertical Fixed Roof Tank

Losses(lbs)	

7/8/2004 12:05:05 PM

TANKS 4.0
Emissions Report - Brief Format
Individual Summaries (Continued)

Annual Emissions Report

Components	Working Loss	Breathing Loss	Total Emissions
Distillate fuel oil no. 2	0.00	498.53	498.53

Tanque 19-GMT Vertical Fixed Roof Tank

Components	Working Loss	Losses(lbs)		Total Emissions
		Breathing Loss		
Residual oil no. 6	2.94	0.44		3.38

Tanque 1-GMT Vertical Fixed Roof Tank

Components	Working Loss	Losses(lbs)		Total Emissions
		Breathing Loss		
slop	0.00	0.00		0.00

Tanque 2-GMT Vertical Fixed Roof Tank

Components	Working Loss	Losses(lbs)		Total Emissions
		Breathing Loss		
Gasoline (RVP 10)	51,154.23	9,775.56		60,929.78

Tanque 4-GMT Vertical Fixed Roof Tank

Components	Working Loss	Losses(lbs)		Total Emissions
		Breathing Loss		
Gasoline (RVP 10)	20,672.03	8,662.96		29,334.99

Tanque 5A Vertical Fixed Roof Tank

Components	Working Loss	Losses(lbs)		Total Emissions
		Breathing Loss		
Distillate fuel oil no. 2	1,394.20	1,062.40		2,456.59

Tanque 5B Vertical Fixed Roof Tank

7/8/2004 12:05:05 PM

TANKS 4.0
Emissions Report - Brief Format
Individual Summaries (Continued)

Annual Emissions Report

Components	Losses(lbs)		Total Emissions
	Working Loss	Breathing Loss	
Distillate fuel oil no. 2	1,394.20	1,062.40	2,456.59

Tanque N1 Vertical Fixed Roof Tank

Components	Losses(lbs)		Total Emissions
	Working Loss	Breathing Loss	
Residual oil no. 6	14.72	9.88	24.60

Tanque N2 Vertical Fixed Roof Tank

Components	Losses(lbs)		Total Emissions
	Working Loss	Breathing Loss	
Residual oil no. 6	14.72	9.95	24.68

Tanque N3 Vertical Fixed Roof Tank

Components	Losses(lbs)		Total Emissions
	Working Loss	Breathing Loss	
Residual oil no. 6	14.35	9.77	24.12

Tanque N4 Vertical Fixed Roof Tank

Components	Losses(lbs)		Total Emissions
	Working Loss	Breathing Loss	
Residual oil no. 6	24.16	19.92	44.08

Tanque17-GMT Vertical Fixed Roof Tank

Components	Losses(lbs)		Total Emissions
	Working Loss	Breathing Loss	
Distillate fuel oil no. 2	2,642.29	279.98	2,922.28

7/8/2004 12:05:05 PM

TANKS 4.0
Emissions Report - Brief Format
Total Emissions Summaries - All Tanks in Report

Annual Emissions Report

Tank Identification				Losses (lbs)
Tanque 11-GMT	GMT	Vertical Fixed Roof Tank	Ilo, Moquegua	256,396.12
Tanque 12-GMT	GMT	Vertical Fixed Roof Tank	Ilo, Moquegua	3.99
Tanque 13 GMT	GMT	Vertical Fixed Roof Tank	Ilo, Moquegua	1,122.61
Tanque 15-GMT	GMT	Vertical Fixed Roof Tank	Ilo, Moquegua	454.67
Tanque 16-GMT	GMT	Vertical Fixed Roof Tank	Ilo, Moquegua	10.61
Tanque 18-GMT	GMT	Vertical Fixed Roof Tank	Ilo, Moquegua	498.53
Tanque 19-GMT	GMT	Vertical Fixed Roof Tank	Ilo, Moquegua	3.38
Tanque 1-GMT	GMT	Vertical Fixed Roof Tank	Ilo, Moquegua	0.00
Tanque 2-GMT	GMT	Vertical Fixed Roof Tank	Ilo, Moquegua	60,929.78
Tanque 4-GMT	GMT	Vertical Fixed Roof Tank	Ilo, Moquegua	29,334.99
Tanque 5A	SPCC	Vertical Fixed Roof Tank	Ilo, Moquegua	2,456.59
Tanque 5B	ENERSUR	Vertical Fixed Roof Tank	Ilo, Moquegua	2,456.59
Tanque N1	SPCC	Vertical Fixed Roof Tank	Ilo, Moquegua	24.60
Tanque N2	SPCC	Vertical Fixed Roof Tank	Ilo, Moquegua	24.68
Tanque N3	ENERSUR	Vertical Fixed Roof Tank	Ilo, Moquegua	24.12
Tanque N4	ENERSUR	Vertical Fixed Roof Tank	Ilo, Moquegua	44.08
Tanque17-GMT	GMT	Vertical Fixed Roof Tank	Ilo, Moquegua	2,922.28
Total Emissions for all Tanks:				356,707.63

Anexo 3-a: Información proporcionada por GMT Consorcio Terminales

	Tanque 1	Tanque 2	Tanque 4	Tanque 11	Tanque 12	Tanque 13	Tanque 15	Tanque 16	Tanque 17	Tanque 18	Tanque 19
Descripcion (Tipo de Combustible)	slop*	Gasolina 95	Gasolina 95	Gasolina 84	Residual 6	Kerosene	Diesel 2	Residual 6	Diesel 2	Diesel 2	Residual 6
Características Físicas											
Altura (m)	9.15	10.09	8.87	12.2	11.59	12.8	12.8	12.53	10.69	12.52	7.32
Diametro (m)	8.87	8.87	8.86	18.02	18.32	15.26	17.99	21.37	35.07	21.96	9.14
Altura Maxima del Liquido (m)	8.85	10	8.72	11.92	11.31	12.53	12.52	12.4	10.5	12.32	7.2
Altura Promedio del Liquido	6	9	5	7	9	6.5	6	10	8	0	5
Volumen del Trabajo promedio (gal)	101565	153490	85255	481751	643781	320788	391095	997336	2104112	0	84091
Recargas por año	45	30	15	38	15	38	12	20	40	0	200
Volumen Almacenado (gal/año)	1218780	1841880	1023060	5781012	7725372	3849456	4693140	11968032	25249344	0	1009092
Tiene sistema de calentamiento	no	no	no	no	no	no	no	no	no	no	no
Color del Tanque	negro	blanco	blanco	blanco	blanco	blanco	blanco	negro	blanco	blanco	negro
Estado del Tanque	bueno	bueno	bueno	bueno	bueno	bueno	bueno	bueno	bueno	bueno	bueno
Características del Techo											
Color del techo del tanque	negro	blanco	blanco	blanco	blanco	blanco	blanco	negro	blanco	blanco	negro
Estado del techo	bueno	bueno	bueno	bueno	bueno	bueno	bueno	bueno	bueno	bueno	bueno
Tipo	plano	plano	plano	plano	plano	plano	plano	plano	plano	plano	plano
Altura del techo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Presión de Vacío (psig)	libre	0.03125	0.03125	0.03125	libre	libre	libre	libre	libre	libre	libre
Presión de Operación (psig)	0.046875	0.046875	0.046875	0.046875	0.046875	0.046875	0.046875	0.046875	0.046875	0.046875	0.046875
Contenido del Tanque											
Nombre	slop	gasolina 95	gasolina 95	gasolina 84	residual 6	kerosene	diesel 2	residual 6	diesel 2	diesel 2	residual 6
Mezcla simple o multicomponente	multicomp	simple	simple	simple	simple	simple	simple	simple	simple	simple	simple

Fuente: GMT Consorcio Terminales

(*) Tanque de desechos

Anexo 3-b: Información de tanques de almacenamiento de combustibles de SPCC y EnerSur

SPCC y ENERSUR Tanques de Almacenamiento de Combustible						
	Tanque 5A	Tanque N° 1	Tanque N° 2	Tanque 5B	Tanque N° 3	Tanque N° 4
<u>Identificación :</u>						
Descripción (Tipo combustible)	Diesel - 2	R - 500	R - 500	Diesel - 2	R- 500	R - 500
	SPCC	SPCC	SPCC	ENERSUR	ENERSUR	ENERSUR
<u>Características Físicas</u>						
Altura (m)	15.24	12.18	12.09	15.24	12.28	11.58
Diámetro (m)	33.38	36.58	36.58	33.38	36.58	48.77
Altura Máxima de líquido (m)	14.45	12.00	12.00	14.45	12.00	11.96
Altura Promedio de líquido						
Volumen total del tanque	3,360,000	3,360,000	3,360,000	3,360,000	3,360,000	5,880,000
Volumen de trabajo promedio (gal) Nominal	2,437,527	2,431,418	2,431,418	2,437,527	2,431,418	4,263,961
Recargas por año frecuencia	12	12	12	12	12	12
Volumen almacenado (gal/año)						
¿ Tiene Sistema de calentamiento?						
Color del Tanque :	ambar	negro	negro	ambar	negro	negro
Estado TK (bien, regular, mal):	bien	bien	bien	bien	bien	bien
<u>Características Techo:</u>						
Color del techo del TK						
Estado de techo (bien, regular, mal):						
Tipo (cono / domo)	cono	cono	Cono	cono	cono	
Altura del techo (m)	0.103	0.103	0.175	0.103	0.001	
Presión de Vacío (psig)						
Presión de Operación (psig)	atm	atm	atm	atm	atm	atm
<u>Contenido de Tanque:</u>						
Nombre						
Mezcla simple o multi componente						

Anexo 4: Monitoreo de Emisiones Continuas (MEC)– EnerSur

Anexo 4-a: Cálculo de Emisiones – MEC 2002

Cálculo de emisiones en t/año para el año 2002 - C.T. ILO21

Mes	Días de operación	Volumen de gases de combustión (Nm ³)	Concentración (mg/Nm ³)				Emisiones (t/mes)			
			CO	SO ₂	NO _x	PM	CO	SO ₂	NO _x	PM
Enero	25	248,068,386	125.8	865.9	430.7	11.1	31.2	214.8	106.8	2.8
Febrero	28	264,627,368	42.4	1,124.8	428.1	8.6	11.2	297.7	113.3	2.3
Marzo	23	191,252,769	51.2	1,259.4	431.7	25.7	9.8	240.9	82.6	4.9
Abril	21	160,940,418	35.0	1,188.4	463.6	22.9	5.6	191.3	74.6	3.7
Mayo	18	192,697,371	11.7	480.4	317.7	5.2	2.3	92.6	61.2	1.0
Junio	28	303,457,115	22.2	617.1	279.1	3.3	6.7	187.3	84.7	1.0
Julio	30	328,638,869	60.1	714.5	300.4	3.0	19.7	234.8	98.7	1.0
Agosto	31	342,124,841	53.2	1,245.6	522.4	3.4	18.2	426.1	178.7	1.2
Setiembre	30	336,258,011	40.5	1,327.8	549.8	9.2	13.6	446.5	184.9	3.1
Octubre	31	338,823,826	78.8	1422.5	462.9	16.2	26.7	482.0	156.8	5.5
Noviembre	30	288,153,447	44.9	1641.1	495.8	4.9	12.9	472.9	142.9	1.4
Diciembre	31	266,148,950	55.2	1127.6	467.4	2.4	14.7	300.1	124.4	0.6
Emisiones en t/año							172.8	3586.8	1409.6	28.4

Nota:

Cálculos basados en consumos reales de carbón

N: Normalizado @ 0 °C y 1 Atmosfera de presión corregido a 6% de O₂

Anexo 4-b: Cálculo de Emisiones – MEC 2003

Cálculo de emisiones en t/año para el año 2003 - C.T. ILO21

Mes	Dias de operación	Volumen de gases de combustión (Nm ³)	Concentración (mg/Nm ³)				Emisiones (t/mes)			
			CO	SO ₂	NO _x	PM	CO	SO ₂	NO _x	PM
Enero	26	187,561,681	51.4	1319.3	376.4	0.4	9.6	247.5	70.6	0.1
Febrero	28	213,406,168	37.4	1226.6	429.4	12.0	8.0	261.8	91.6	2.6
Marzo	20	172,839,914	41.0	1318.9	460.5	4.2	7.1	228.0	79.6	0.7
Abril	9	59,161,060	10.7	1256.4	429.7	2.8	0.6	74.3	25.4	0.2
Mayo	31	283,196,253	52.9	1235.2	427.1	4.6	15.0	349.8	120.9	1.3
Junio	30	322,991,225	123.5	1106.5	402.9	6.7	39.9	357.4	130.1	2.1
Julio	31	341,930,000	138.6	1264.8	420.9	1.0	47.4	432.5	143.9	0.4
Agosto	31	341,208,481	134.1	1527.3	406.9	0.4	45.8	521.1	138.8	0.1
Setiembre	30	332,955,043	80.0	1467.0	448.1	0.8	26.6	488.5	149.2	0.3
Octubre	31	339,509,160	69.7	1220.0	420.1	2.1	23.7	414.2	142.6	0.7
Noviembre	30	341,158,772	101.2	1252.4	461.6	1.6	34.5	427.3	157.5	0.6
Diciembre	31	277,072,095	61.1	1135.8	395.2	0.7	16.9	314.7	109.5	0.2
Emisiones en t/año							275.1	4116.9	1359.8	9.2

Nota:

Cálculos basados en consumos reales de carbón

N: Normalizado @ 0 °C y 1 Atmosfera de presión corregido a 6% de O₂

Anexo 4-c: Promedios Anuales de Emisiones - MEC

Promedios de calculo de emisiones años 2002 y 2003				
Año	Emisiones en t/año			
	CO	SO ₂	NO _x	PM
2002	172.8	3586.8	1409.6	28.4
2003	275.1	4116.9	1359.8	9.2
Promedio	223.9	3851.9	1384.7	18.8

Anexo 5: Información recolectada por encuestas - Panaderías

	Cantidad		N°	1 Leño=2.5 kg	kg/año	t/año
	(Cargas/día)		Leños	Peso Total (kg)		
1		1	50	125	45625	45.6
2		0.25	12.5	31.25	11406.25	11.4
3	Petroleo 3gl	0.334	16.7	41.75	15238.75	15.2
4		0.24	12	30	10950	11.0
5	Gas Propano	2 bal				
6		1	50	125	45625	45.6
7		0.2	10	25	9125	9.1
8		0.67	33.5	83.75	30568.75	30.6
9		1	50	125	45625	45.6
10		0.4	20	50	18250	18.3
11		0.33	16.5	41.25	15056.25	15.1
12	No quiso dar información					
13		0.4	20	50	18250	18.3
14		0.67	33.5	83.75	30568.75	30.6
15		2	100	250	91250	91.3
16	No quiso dar información					
17		0.3	15	37.5	13687.5	13.7
18		0.26	13	32.5	11862.5	11.9
19		1	50	125	45625	45.6
20		0.25	12.5	31.25	11406.25	11.4
21		0.2	10	25	9125	9.1
22		1	50	125	45625	45.6
23		0.4	20	50	18250	18.3
24	No quiso dar información					
25		0.4	20	50	18250	18.3
26		0.2	10	25	9125	9.1
					Total	570.5

El cuadro muestra el vaciado de las encuestas realizadas. La información proporcionada muestra que el combustible principal es la leña y que la unidad de medida es la "carga", esta comprende 50 leños. Se realizó un muestreo del peso de 10 leños, obteniendo que el promedio es de 2.5 kg. Usando este valor se calculó el consumo para un año por cada local. En la siguiente tabla se observan las cantidades y el promedio resultante.

Anexo 5-a: Cálculo del peso por leño (unidad para una “carga”)

Nº Muestra	Peso (kg)
1	3.1
2	2.4
3	2.4
4	3.2
5	2.3
6	2.1
7	2.7
8	2.3
9	2.1
10	2.2
Prom.	2.48

Anexo 6: Información Proporcionada por la Dirección Regional de Energía y Minas

**PROVINCIA ILO: VOLUMEN COMERCIALIZADO DE COMBUSTIBLES SEGÚN
ESTACIONES DE SERVICIOS Y GRIFOS : 1999 - 2003**
(En Galones)

NOMBRE Y/O RAZON SOCIAL	KEROSENE				
	2,003	2,002	2,001	2,000	1,999
TOTAL	421,945.13	441,110.03	494,807.30	369,213.53	416,724.26
DIVI SAC	22,339.85	28,628.42	2,940.00		46,691.56
EESS Ilo SCRL	104,996.00	88,891.60	47,090.00	51,364.00	33,868.60
EESS Costanera Sur EIRL	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Emp. de Serv. Grs. V y C SRL	80,938.08	86,611.51	75,949.60	90,640.43	80,759.10
Grifo Municipal de Ilo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Grifo Pacocha SRL	44,932.10	96,719.00	158,038.00	33,784.00	14,638.00
Grifo Señor de los Milagros	125,806.10	104,168.50	123,529.70	97,321.10	96,552.00
Herrera de Cardenas Marina	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Inv. y Neg. Santa Clara SRL	17,290.00	19,460.00	62,665.00	72,915.00	110,295.00
Paititi EIRL	25,643.00	18,631.00	23,595.00	23,189.00	33,820.00
Servicentro La Estación EIRL	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
NOMBRE Y/O RAZON SOCIAL	DIESEL				
	2,003	2,002	2,001	2,000	1,999
TOTAL	2,708,171.01	3,264,856.13	2,628,539.17	2,594,336.28	3,075,759.14
DIVI SAC	312,937.93	292,705.52	28,695.00	...	178,311.80
EESS Ilo SCRL	257,129.00	315,133.00	304,571.00	292,128.00	232,686.40
EESS Costanera Sur EIRL	171,953.92	278,196.82	218,507.08	191,529.86	292,345.90
Emp. de Serv. Grs. V y C SRL	433,728.38	566,707.62	441,972.11	308,915.18	318,678.65
Grifo Municipal de Ilo	438,841.00	339,478.00	266,505.13	64,114.23	0.00
Grifo Pacocha SRL	212,506.34	489,913.00	414,478.00	501,341.00	733,848.00
Grifo Señor de los Milagros	110,672.10	89,639.00	94,761.80	191,975.30	133,533.50
Herrera de Cardenas Marina	129,972.34	184,752.67	162,527.25	214,723.81	248,962.89
Inv. y Neg. Santa Clara SRL	221,800.00	361,340.00	302,984.00	262,229.00	256,617.00
Paititi EIRL	247,000.00	183,785.00	261,531.00	295,391.00	465,901.00
Servicentro La Estación EIRL	170,830.00	143,205.50	132,006.80	250,988.90	214,874.00
NOMBRE Y/O RAZON SOCIAL	GASOLINA 84				
	2,003	2,002	2,001	2,000	1,999
TOTAL	828,406.81	933,145.21	890,121.45	822,893.10	1,019,011.93
DIVI SAC	102,637.06	111,574.97	15,475.00	...	322,999.90
EESS Ilo SCRL	22,613.00	38,129.80	28,344.00	32,235.00	38,643.80
EESS Costanera Sur EIRL	24,554.31	35,714.57	28,185.04	36,148.07	33,952.54
Emp. de Serv. Grs. V y C SRL	180,466.14	211,802.68	191,435.09	107,826.90	77,095.69
Grifo Municipal de Ilo	62,349.00	63,391.00	52,692.57	10,588.09	0.00
Grifo Pacocha SRL	65,077.38	66,202.00	86,426.00	119,299.00	128,425.00
Grifo Señor de los Milagros	19,815.90	9,839.40	15,014.60	22,713.00	40,155.40
Herrera de Cardenas Marina	19,037.02	25,575.21	28,847.45	35,719.74	30,850.60
Inv. y Neg. Santa Clara SRL	30,480.00	60,305.58	85,483.00	86,064.00	102,075.00
Paititi EIRL	102,830.00	98,365.00	124,667.00	120,375.00	153,813.00
Servicentro La Estación EIRL	218,547.00	212,245.20	233,571.70	271,924.30	80,991.00
NOMBRE Y/O RAZON SOCIAL	GASOLINA 95				
	2,003	2,002	2,001	2,000	1,999
TOTAL	267,196.06	350,951.18	306,277.69	282,362.28	431,129.22
DIVI SAC	60,296.75	74,957.38	9,725.00	...	75,002.84
EESS Ilo SCRL	2,943.00	3,223.50	5,101.00	8,201.80	14,445.80
EESS Costanera Sur EIRL	14,330.49	25,289.15	24,164.54	32,672.57	38,115.39
Emp. de Serv. Grs. V y C SRL	11,108.64	15,393.26	24,152.16	20,446.89	23,340.80
Grifo Municipal de Ilo	33,226.00	33,113.00	30,600.97	5,382.54	0.00
Grifo Pacocha SRL	46,189.02	98,774.00	101,569.00	70,153.00	79,094.00
Grifo Señor de los Milagros	4,778.00	6,759.30	10,117.60	18,954.20	32,089.50
Herrera de Cardenas Marina	11,000.16	13,410.59	14,268.02	17,665.28	18,165.29
Inv. y Neg. Santa Clara SRL	0.00	0.00	0.00	0.00	21,205.00
Paititi EIRL	28,271.00	35,559.00	46,035.00	43,134.00	57,346.00
Servicentro La Estación EIRL	54,053.00	44,482.00	40,544.40	64,752.00	72,324.80

Donde:

... Información no disponible