

# INFORME DE VALIDACIÓN DE SISTEMA DE MONITOREO CONTINUO DE EMISIONES A TRAVÉS DE MONITOREO ALTERNATIVO

**CENTRAL TERMOELÉCTRICA LOS GUINDOS  
TURBINA DE RESPALDO**

**Informe N° 182/2015**

**Abril 2015**

1. RESUMEN EJECUTIVO .....	3
2. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO DE LA FUENTE .....	6
3. DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA Y SUS UNIDADES .....	8
3.1. Sistema de Mitigación de NO <sub>x</sub> .....	9
3.2. Combustible .....	9
4. DEFINICIÓN DEL SISTEMA ALTERNATIVO DE MONITOREO DE EMISIONES Y ANÁLISIS .....	10
4.1. Tasa de Emisión NO <sub>x</sub> .....	11
4.2. Tasas de Emisión SO <sub>2</sub> .....	12
4.3. Cumplimiento de Normativa .....	13
5. REQUERIMIENTOS DE METODOLOGÍA LME .....	15
5.1. Tasas Genéricas de Referencia .....	15
5.2. Estimación Consumo Energético por hora de la Unidad .....	16
5.3. Monitoreo de Material Particulado .....	17
6. PLAN DE MONITOREO CON EL SISTEMA ALTERNATIVO LME .....	18
6.1. Plan de Monitoreo .....	18
6.1.1. Emisiones de Masa .....	18
6.1.2. Consumo de Combustible .....	18
6.1.3. Horas de Funcionamiento .....	19
6.1.4. Carga de Operación .....	20
6.1.5. Sistema de Mitigación .....	20
6.1.6. Material Particulado .....	20
6.2. Mantenimiento de Registros y de Reporte para las Unidades de LME .....	21
7. ANEXOS .....	22
7.1. Resolución Exenta N°191, 23 de Junio de 2008	
7.2. Resolución Exenta N°369, 23 de Septiembre 2014	
7.3. Planos de Chimenea de Turbina de Respaldo Los Guindos	
7.4. Certificado de Combustible Diesel B2	
7.5. Informe "Los Guindos Project Operating Revenues Projection", 03-06-2013, Synex	
7.6. Manual de la Turbina de Respaldo Los Guindos "Technical Specification for One (1) 9E 50 Hertz Combustion Gas Turbine Packaged Power Plant" Apéndice B, 797179 Rev. 1, 29-08-2013, GE Power and Water, página 3.3	
7.7. Capítulo 75.19 "Optional SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , and CO <sub>2</sub> emissions calculations for low mass emissions (LME) units" de la parte 75, volumen 40 del CFR US-EPA. Última actualización 18-03-2015	
7.8. Certificación de Flujómetro	
7.9. Ficha de Protocolo de Calibración de Transmisor Eléctrico	
7.10. Hoja de datos del producto "Transmisores MicroMotion series 1000 y 2000 con tecnología MVD™", PS 00460, Rev. Q, Febrero 2014, Página 9	



## 1. RESUMEN EJECUTIVO

Los Guindos Generación SpA, perteneciente a "The Ingelec Group Energy", ha instalado una Turbina de Respaldo con una potencia de 132 MW en la localidad de Charrúa Comuna de Cabrero, Provincia del Biobío, Región del Biobío. El proyecto es de gran envergadura y se conectará a la red el 1 de junio del 2015. La Turbina es nueva y por lo tanto tendrá un tiempo de puesta en marcha de 100 horas no continuas, que se desarrollaran 15 días previos a la conexión a la red.

El presente documento corresponde al Informe de Validación el cual tiene por objeto dar cumplimiento a las exigencias contenidas en el artículo N°8 del Decreto Supremo N°13 de 23 de Junio del 2011, del Ministerio del Medio Ambiente, sobre "instalar y certificar un Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS) de acuerdo a lo indicado en la parte 75, volumen 40 del CFR de la US-EPA" y considerando las exigencias de ejecutar los diferentes ensayos para la validación de CEMS establecidos en el documento "Protocolo para Validación de CEMS en Centrales Termoeléctricas", (en adelante "Protocolo") es importante señalar que existen casos o situaciones en que la instalación, validación y mantención de un CEMS en ciertas unidades para medir sus emisiones pueden resultar técnicamente difíciles de ejecutar, pudiendo llegar incluso a ser contraproducente desde un punto de vista ambiental y económico.

En vista a lo anterior y considerando las especificaciones de la parte 75, volumen 40 del CFR, resumidas en el Anexo II complemento del Protocolo publicado el 14 de mayo del 2013, aborda los criterios que se fijan para aplicar monitoreo alternativos a la instalación de un CEMS para determinar las emisiones de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO<sub>2</sub>, Flujo y Material Particulado en ciertas unidades que califiquen para su uso, y los criterios que se deben adoptar para el monitoreo de emisiones en fuentes comunes, múltiples y del tipo bypass.

El Anexo II, establece los requerimientos generales y específicos que se deben seguir por las unidades que califiquen como "Unidad Peak dual Petróleo-Gas", "Unidades de Baja Masa de Emisiones o LME" y "Unidades a combustible de muy bajo contenido de azufre", para poder acogerse al Sistema de Monitoreos Alternativos. Las tasas de emisiones de los parámetros SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO<sub>2</sub> y Flujo, se calculan de acuerdo a los apéndices D,E,F,G o la parte 75.19 que establece la parte 75, volumen 40 del CFR de la US-EPA. Adicionalmente el Anexo II contiene monitoreo alternativos para Material Particulado.

Debido a la baja producción proyectada por la empresa Los Guindos Generación SpA para los años 2015 hasta 2017, el presente informe estudia los requerimientos exigidos a la Turbina de Respaldo Los Guindos (132 MW) para poder acogerse como unidad LME. Los límites aplicables de emisiones los cuales dicha fuente debe cumplir son:



**Tabla 1.1.**  
**Límites Aplicables de Método LME**

Parámetro	Límites Aplicables LME
SO <sub>2</sub>	≤ 25 toneladas por año
NO <sub>x</sub>	< 100 toneladas por año

Para fuentes nuevas se calculan las tasas de emisiones anuales por medio de proyecciones, basadas en la estimación de operación de la unidad (Véase Tabla 1.2) y el tipo de combustible que será quemado (Diesel B2). La Tabla 1.3 resume los resultados de las proyecciones de las emisiones efectuadas por año (Véase Capítulo 4 de este informe y Anexo 7.5).

**Tabla 1.2**  
**Horas de Producción y Consumo de Combustible Anual**

Año	2015	2016	2017
Horas (h)	24,9	70,6	111,5
Combustible (m <sup>3</sup> /año)	1058	3000	4740

**Tabla 1.3**  
**Resumen de Proyecciones de Emisiones de SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>**

Año	2015	2016	2017
Emisiones SO <sub>2</sub> [ton/año]	0,09	0,3	0,4
Emisiones NO <sub>x</sub> [ton/año]	11,3	31,9	50,3

Las emisiones obtenidas en base de las proyecciones se mantienen dentro de los límites aplicables para los siguientes tres años de funcionamiento (Véase Tabla 1.3). Como resultado, la unidad reúne los antecedentes suficientes para postular a la calificación de unidad LME.

La Tabla 1.4 muestra la metodología alternativa para acreditar el cumplimiento de la norma de emisión.

**Tabla 1.4**  
**Metodología Alternativa**

Parámetro	Método Propuesto
NO <sub>x</sub>	Se utilizará las tasas généricas de emisión de referencia que se establecen en la Tabla LM-2 de la parte 75.19 del volumen 40 CFR
SO <sub>2</sub>	Se utilizará las tasas généricas de emisión de referencia que se establecen en la Tabla LM-1 de la parte 75.19 del volumen 40 CFR
CO <sub>2</sub>	Se utilizará las tasas généricas de emisión de referencia que se establecen en la Tabla LM-3 de la parte 75.19 del volumen 40 CFR
MP	Mediciones Isocinéticas cada seis meses
Consumo Energético	Para la determinación del consumo energético se utilizará la "metodología de largo plazo de flujo de combustible". En la cual se determinará el consumo energético trimestral total (mmBtu) para Diesel B2, utilizando la ecuación LM-3 del capítulo 75.19 del CFR 40. La estimación se debe realizar con ayuda de un flujómetro certificado bajo el Anexo D del CFR 40. El poder calorífico para Diesel sacado de la Tabla LM-5 del capítulo 75.19 del CFR 40.



Adicionalmente el titular deberá elaborar un reporte trimestral donde se plantea un plan de monitoreo para supervisar parámetros del proceso y poder respaldar el cumplimiento de los límites aplicables por parte de Planta. Estos parámetros se monitorean principalmente con un flujometro certificado bajo el apéndice D de la parte 75, volumen 40 del CFR US-EPA, los registros de CDEC y los registros de Planta. Esencialmente se monitorean los siguientes seis parámetros:

1. Emisiones de masa ( $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_2$ ,  $\text{CO}_2$ )
2. Consumo de Combustible
3. Horas de Funcionamiento
4. Carga de Operación
5. Sistema de Mitigación
6. Material Particulado

## 2. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO DE LA FUENTE

El proyecto "Turbina de Respaldo los Guindos", en adelante también TRLG, tiene como propósito servir de respaldo al Sistema Interconectado Central (SIC), conectándose en la Subestación (E/S) Charrúa, de modo de suministrar energía eléctrica para satisfacer la demanda creciente de energía. La turbina tendrá una potencia eléctrica de 132 MW (Véase Anexo 7.5).

El proyecto TRLG se localiza en un terreno de aproximadamente 10 hectáreas vecino a la Central Yungay en la localidad de Charrúa Comuna de Cabrero, Provincia del BíoBío, Región del BíoBío, a aproximadamente unos 2,5 kilómetros de la S/E Charrúa. La Tabla 2.1 muestran las coordenadas del predio de emplazamiento del proyecto Turbina de Respaldo los Guindos (Véase Anexo 7.1).

**Tabla 2.1**  
**Coordenadas UTM del terreno del Proyecto según Datum WGS-84 (\*)**

Vértice	Norte	Este
A	5.890.552,5	740.501,2
B	5.890.358,4	740.466,5
C	5.890.192,2	741.066,6
D	5.890.442,2	740.889,6

\*Ítem 3.1 de Resolución Exenta N° 191/2008

La generación eléctrica de la TRLG se realiza en ciclo abierto con una turbina de combustión dual (petróleo/gas natural) utilizando un petróleo diesel de bajo contenido de azufre (Diesel B2) como combustible. Las principales emisiones a la atmósfera son de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, MP10, CO y HC (Véase Anexo 7.1).

La unidad considera un sistema de abatimiento de NO<sub>x</sub> por adición de agua desmineralizada. Este sistema consiste en la inyección de agua durante la combustión, con el objeto de reducir la formación de NO<sub>2</sub> emitido a la atmósfera mediante la disminución de la temperatura de combustión. El agua desmineralizada se transforma en vapor de agua, el cual es emitido a la atmósfera junto con los gases de combustión.

El combustible se quema en la cámara de combustión de la turbina, generando gases de escape que salen por la chimenea, entregando su energía a los alabes del rotor de la turbina, haciendo girar este a 3000 (rpm). El rotor de la turbina impulsa a su vez al generador, produciendo energía eléctrica, cuyo voltaje se eleva de 15 kV a la tensión de 220 kV, que es el voltaje de transmisión de la red transversal del SIC.

Los gases de escape producto de la combustión se emiten vía una chimenea de 35 m de altura a una temperatura de aproximadamente 540 °C. En el documento Resolución Exenta N°191/2008, la altura de la chimenea se declara como 25 m (Véase Anexo 7.1.) y el diámetro de ésta como 5,7 m. Posteriormente la altura y diámetro de la chimenea varían a 35 m de altura y 6 m de diámetro (Véase Anexo 7.2).



La modificación de altura se debió a necesidades de la configuración del sistema CEM, que a la fecha de aprobación de la Resolución Exenta N°191/2008 no estaba contemplado. Este último requiere de puntos de muestreo que demandan una chimenea más alta (Véase Anexo 7.3).

Las dimensiones y parámetros finales de la fuente se muestran en la Tabla 2.2. (Véase Anexo 7.1 y 7.2).

**Tabla 2.2**  
**Dimensiones y Parámetros de la Fuente Emisora Autorizadas**

Parámetro	Unidad	Turbina Los Guindos
Número Chimenea	---	1
Altura Chimenea	m	35
Diámetro Chimenea	m	6
Temperatura de los Gases	°C	539,4
Velocidad de los Gases	m/s	37

### 3. DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA Y SUS UNIDADES

La turbina del proyecto TRLG está diseñada para operar dualmente con petróleo diesel B2 y gas natural, con un consumo nominal de 33,8 ton/h de diesel y 42,563 Nm<sup>3</sup>/h de gas natural (Véase Anexo 7.1). La turbina dual se ubica en el interior de los contenedores y está aislada acústicamente por pantallas diseñadas por el fabricante para controlar las emisiones de ruido. La Tabla 3.1 contiene las especificaciones de la Turbina de Respaldo Los Guindos (Véase Anexo 7.1).

**Tabla 3.1**  
**Especificaciones y Características Básicas de la Turbina de Respaldo Los Guindos**

Descripción	Turbina de Respaldo Los Guindos
Tipo de Fuente	Turbina de Generación Eléctrica
Modelo Tipo	General Electric modelo PG9171E
Tipo Turbina	Turbina Dual
Año fabricación	2014
Potencia Bruta (MW)	132
Fabricante Turbina	GE Power and Water
Combustible	Petróleo Diesel B2 /Gas Natural
Ubicación Georeferenciada UTM-N	5.890.356
Ubicación Georeferenciada UTM-E	740.676
Condiciones de Operación	No Continua
Tecnología de Abatimiento	Inyecciones de Agua
Consumo Interno de Potencia	900 kW
Potencia Eléctrica Neta	131100 kW
Rotación Eje	3000 rpm
Consumo de calor específico con Gas Natural	10850 kJ/kWh
Consumo de calor específico con Petróleo Diesel	10950 kJ/kWh
Altura de la Chimenea (m)	35
Diámetro de la Chimenea (m)	6
Velocidad de los Gases (m/s)	37
Temperatura de los Gases (°C)	539,4
Sistema de Evacuación de Gases	Forzado
Autorización Ambiental	Resolución Exenta N°191 – 23/06/2008



### **3.1. Sistema de Mitigación de NO<sub>x</sub>**

Para el control de emisiones de NO<sub>x</sub>, se utiliza agua desmineralizada que se extrae desde el estanque de acumulación de agua DEMI mediante bombas de alimentación, que la envían a la turbina. Esta agua se inyecta en la cámara de combustión de la turbina para reducir la formación de NO<sub>2</sub> emitido a la atmósfera, mediante el descenso de la temperatura de combustión. El agua desmineralizada se transforma en vapor de agua, el cual es emitido a la atmósfera junto con los gases de combustión. (Véase Anexo 7.1).

### **3.2. Combustible**

La Turbina de Respaldo los Guindos, como fue mencionado anteriormente es dual y quema combustible petróleo diesel y gas natural. Sin embargo el estudio efectuado fue realizado en base a la información de que la turbina solo trabajará a diesel B2 por los siguientes tres años. El combustible a utilizar contendrá como máximo 50 ppm de azufre, diesel de bajo contenido de azufre (Véase 7.4). El consumo de petróleo diesel de la turbina es de 39,7 m<sup>3</sup>/h (Véase Anexo 7.1).

#### 4. DEFINICIÓN DEL SISTEMA ALTERNATIVO DE MONITOREO DE EMISIONES Y ANÁLISIS

Si bien el artículo 8 del Decreto Supremo N°13 de 23 de junio de 2011 del Ministerio de Medio Ambiente habla sobre “*Instalar y certificar un Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS) de acuerdo a lo indicado en la parte 75, volumen 40 del CFR de la US-EPA*”, existen ciertos casos en que instalar y certificar un CEMS es técnicamente difícil de efectuar. Llegando a extremos de ser contraproducente de un punto de vista ambiental y económico. Cuando se presenta este caso se recurre al Anexo II que contiene los métodos alternativos de:

- Unidad PEAK (Anexo D, E y G de la parte 75, volumen 40 del CFR)
- LME (Emisiones de Baja Masa) (75,19 de la parte 75, volumen 40 del CFR)

Para este informe se propone trabajar con el Método Alternativo de LME, ya que debido a las bajas horas de funcionamiento de la Turbina de Respaldo los Guindos, no se pueden efectuar ensayos al CEMS instalado en la Central. La Tabla 4.1 contiene los límites aplicables que deben ser cumplidos para poder calificar como unidad LME.

**Tabla 4.1**  
**Límites Aplicables Emisiones LME**

Parámetro	Límite Aplicable Emisiones
SO <sub>2</sub>	≤ 25 toneladas por año
NO <sub>x</sub>	< 100 toneladas por año

La metodología LME se concentra en dar cumplimiento a la metodología de baja masa incluida en la parte 75.19 del volumen 40 del CFR. Los parámetros a estimar son SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO<sub>2</sub> y el consumo energético.

Para poder comprobar que la fuente clasifica como unidad LME se debe demostrar con datos y resultados que cumple con los límites aplicables en la Tabla 4.1, a través de distintas fuentes de información

En el caso de las fuentes nuevas la cantidad de toneladas emitidas por año son basadas en proyecciones de horas de producción y el tipo de combustible. Las proyecciones deben ser de por lo menos tres años en adelante.

Para satisfacer este punto, el cálculo de las emisiones se basa en el informe “Los Guindos Project Operating Revenues Projections” que desarrolló Synex a pedido de Los Guindos Generación SpA (Véase Anexo 7.5). El informe es un estudio de mercado de energía en Chile y contiene proyecciones de las horas de producción y consumo de combustible de la turbina de respaldo. La Tabla 4.2. muestra las proyecciones entre los años 2015-2019.



**Tabla 4.2**  
**Horas de Generación Anual y Consumo de Combustible Anual**

AÑO		2015	2016	2017	2018	2019
AÑO DE PROYECTO		0	1	2	3	4
POT. FIRME	(MW)	86	87	91	96	95
ENERGIA	(GWh)	3	8	12	30	7
HORAS	(h)	24,9	70,6	111,5	273,9	64,2
Combustible	(m3/año)	1058	3000	4740	11642	2730

#### 4.1. Tasa de Emisión NO<sub>x</sub>

Aparte de las proyecciones de las horas de funcionamiento anual, también se utilizó la tasa de emisión del parámetro NO<sub>x</sub> extraído del siguiente informe:

- "Technical Specification for One (1) 9E 50 Hertz Combustion Gas Turbine Packaged Power Plant" de la empresa Las Guindos Generación, donde bajo el punto 3.2 se pueden encontrar las tasas de emisión para combustible líquido garantizadas por General Electric para la turbina de Los Guindos Generación SpA de 132 MW (Véase Tabla 4.3 y Anexo 7.6)

**Tabla 4.3**  
**Concentraciones de Emisión Garantizadas por General Electric para Turbina Los Guindos Generación SpA**

Measurement	Guaranteed Value	Load Range %	Ambient Temperature (°C) range
NO <sub>x</sub> @ 15% O <sub>2</sub> (mg/Nm <sup>3</sup> )	120	50-100	-3.3 to 30
CO (mg/Nm <sup>3</sup> )	25	80-100	-3.3 to 30
Particulates, filterable only (mg/Nm <sup>3</sup> , dry at 15% O <sub>2</sub> )	30	100	-3.3 to 30

Para poder calcular las toneladas por año emitidas, la emisión de NO<sub>x</sub> se debe convertir desde la unidad de mg/Nm<sup>3</sup> a kg/h. La velocidad de los gases y el diámetro de la chimenea son datos extraídos de la Resolución Exenta N°191/2008 y N°369/2014 del proyecto "Turbina de Respaldo Los Guindos" (Véase Anexo 7.1 y 7.2).

- Velocidad de Salida Gases = 37 m/s
- Área del ducto =  $r^2 \cdot \pi = 3^2 \cdot 3,1416 = 28,27 \text{ m}^2$

Conversión de las unidades:

$$E_1 = 120 \frac{\text{mg}}{\text{Nm}^3} \cdot 37 \frac{\text{m}}{\text{s}} \cdot 28,27 \text{ m}^2 = 125518,8 \frac{\text{mg}}{\text{s}} \text{ (ec. 1)}$$

$$E_2 = 125518,8 \frac{mg}{s} \cdot 3600 \frac{s}{h} \cdot \frac{kg}{10^6 mg} = 451,9 \frac{kg}{h} \text{ (ec. 2)}$$

Para poder calcular las toneladas emitidas por años se toman en consideración las horas proyectadas de producción para el año 2015 (Véase Tabla 4.2).

$$E_3 = 451,9 \frac{kg}{h} \cdot 24,9 \frac{h}{\text{año 2015}} = 11251,5 \frac{kg NO_x}{\text{año 2015}} = 11,3 \frac{ton NO_x}{\text{año 2015}} \text{ (ec. 3)}$$

Por lo tanto la tasa de emisión de  $NO_x$  es de 11,3 toneladas  $NO_x$ /año 2015.

La Tabla 4.4 muestra las proyecciones para los años 2015-2019, donde las estimaciones de emisión se realizaron de la misma manera descrita, utilizando la ecuación 3.

**Tabla 4.4**  
**Horas de Generación- y Tasas de Emisión Anuales  $NO_x$**

Año	2015	2016	2017	2018	2019
Horas de Producción [h]	24,9	70,6	111,5	273,9	64,2
Emisiones $NO_x$ [ton/año]	11,3	31,9	50,4	123,8	29,0

## 4.2. Tasas de Emisión $SO_2$

A continuación se explicará el desarrollo del cálculo realizado para determinar la tasa de emisión de  $SO_2$ . Este último se calcula tomando en cuenta la cantidad de azufre en el combustible a utilizar. En el caso de la Turbina de respaldo el combustible es diesel B2, que contiene máximo 50 ppm de azufre (Véase Anexo 7.4). La ecuación 4 se utiliza para calcular el caudal másico por hora de  $SO_2$ :

$$SO_{2-rate\ oil} = 2.0 \cdot OIL_{rate} \cdot \frac{\%S_{oil}}{100} \text{ (ec. 4)}^1$$

$SO_{2-rate-oil}$  = Caudal másico por año de  $SO_2$  emitido por la combustión de petróleo, kg/año

$OIL_{rate}$  = Caudal másico de petróleo consumido por año durante la combustión, kg/año

$\%S_{oil}$  = Porcentaje azufre por peso en el petróleo

2.0 = Proporción de kg  $SO_2$ /kg S

<sup>1</sup> Ecuación D-2 del Apéndice D de la parte 75, volumen 40 del CFR USA-EPA



$$\frac{50 \text{ ppm}}{1\,000\,000 \text{ ppm}} = \frac{\% \text{Soil}}{100 \%} \rightarrow \% \text{Soil} = 5 \cdot 10^{-3} \% \text{ (ec. 5)}$$

Para poder calcular el caudal másico se necesita el caudal volumétrico y la densidad del petróleo, el cálculo se efectúa según la ecuación 5.

$$OIL_{rate} = V_{oil-rate} \cdot D_{oil} \text{ (ec. 6)}^2$$

$V_{oil-rate}$  = Caudal Volumétrico de petróleo consumido por año, medido en  $m^3/año$  \*\* (Dato adquirido de la Tabla 4.2)

$D_{oil}$  = Densidad del petróleo medida en  $kg/m^3$  (Dato adquirido del Certificado de combustible, Véase Anexo 7.4)

$$OIL_{rate} = 1058 \frac{m^3}{año \text{ 2015}} \cdot 876 \frac{kg}{m^3} = 926808 \frac{kg}{año \text{ 2015}}$$

Se procede a calcular la emisión másica de  $SO_2$  por año, ecuación 4.

$$SO_{2\,rate-oil} = 2.0 \cdot 926808 \frac{kg}{m^3} \cdot 5 \cdot 10^{-5} = 92,68 \frac{kg}{año \text{ 2015}} = 0,09 \frac{ton \text{ } SO_2}{año \text{ 2015}}$$

Por lo tanto la tasa de emisión de  $SO_2$  es de 0,09 toneladas  $SO_2/año \text{ 2015}$ .

La Tabla 4.5 muestra las proyecciones para los años 2015-2019, donde las estimaciones se realizaron de la misma manera descrita, utilizando las ecuaciones 4,5 y 6.

**Tabla 4.5**  
**Horas de Generación y Tasas de Emisión Anuales  $SO_2$**

Año	2015	2016	2017	2018	2019
Horas de Producción [h]	24,9	70,6	111,5	273,9	64,2
Combustible [ $m^3/año$ ]	1058	3000	4740	11642	2730
Emisiones $SO_2$ [ton/año]	0,09	0,3	0,4	1,0	0,2

### 4.3. Cumplimiento de Normativa

Por otra parte, para verificar que además se cumpliría con la norma de emisión para fuentes nuevas, se procede a efectuar una conversión de la tasa de emisión de  $SO_2$  desde  $kg/año$  a  $mg/Nm^3$ .

$$SO_{2\,rate-oil-2} = 92,68 \left[ \frac{kg}{año} \right] \cdot \left[ \frac{año \text{ de producción}}{24,9 \text{ h}} \right] \cdot \left[ \frac{1 \cdot 10^6 \text{ mg}}{kg} \right] = 3,72 \cdot 10^6 \left[ \frac{mg}{h} \right] \text{ (ec. 7)}$$

<sup>2</sup> Ecuación D-3 del Apéndice D de la parte 75, volumen 40 del CFR USA-EPA

El caudal de la chimenea se calcula con ayuda de la velocidad de los gases (37 m/s) y el área del ducto (28,27 m<sup>2</sup>).

$$Q_{Chimenea} = 37 \left[ \frac{m}{s} \right] \cdot 28,27 m^2 = 1046 \left[ \frac{m^3}{s} \right] \cdot \left[ \frac{3600 s}{h} \right] = 3,77 \cdot 10^6 \frac{Nm^3}{h} (ec. 8)$$

Finalmente

$$SO_2 \left[ \frac{mg}{Nm^3} \right] = \frac{SO_{2 \text{ rate-oil-2}}}{Q_{Chimenea}} \left[ \frac{mg \cdot h}{Nm^3 \cdot h} \right] = 0,99 \left[ \frac{mg}{Nm^3} \right] (ec. 9)$$

Según los cálculos efectuados para obtener la tasa de emisión de SO<sub>2</sub> (ecuación 9) y la información entregada por el proveedor (Tabla 4.2) se puede concluir que la turbina cumple con la Norma de emisión para fuentes emisoras nuevas (Véase Tabla 4.6.)

**Tabla 4.6**  
**Concentración de Emisión 2015 versus Norma [mg/Nm<sup>3</sup>]**

Fuente	Contaminante	Concentración [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Norma[mg/Nm <sup>3</sup> ]
Turbina de Respaldo Los Guindos	NO <sub>x</sub>	120	120
	SO <sub>2</sub>	0,99	10

La Tabla 4.7 muestra la conversión de unidades de la Tabla 4.6.

**Tabla 4.7**  
**Tasas de Emisión de los Parámetros de NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub>**

Parámetro	Emisiones Totales	
NO <sub>x</sub>	120 [mg/Nm <sup>3</sup> ]	451,9 [kg/h]
SO <sub>2</sub>	0,99 [mg/Nm <sup>3</sup> ]	3,72 [kg/h]

La Tabla 4.8 muestra las proyecciones de las tasas de emisiones en toneladas por año, estas se calculan con la información en la Tabla 4.7 y las horas de producción mostradas en la Tabla 4.2.

**Tabla 4.8**  
**Horas de Generación- y Tasas de Emisión Anuales**

Año	2015	2016	2017	2018	2019
Horas de Producción [h]	24,9	70,6	111,5	273,9	64,2
Emisiones SO <sub>2</sub> [ton/año]	0,09	0,3	0,4	1,0	0,2
Emisiones NO <sub>x</sub> [ton/año]	11,3	31,9	50,4	123,8	29,0

Como se puede apreciar, tanto el parámetro SO<sub>2</sub> como NO<sub>x</sub>, presentan emisiones por debajo de los límites aplicables vistos en la Tabla 4.1, esto para los años 2015, 2016 y 2017. Por lo tanto se concluye que la unidad **cumple** con los requisitos para postular como unidad LME los próximos tres años.



## 5. REQUERIMIENTOS DE METODOLOGÍA LME

El titular debe, como ya se ha mencionado, demostrar que la unidad califica como unidad LME, cumpliendo con los límites aplicables mostrados en la Tabla 4.1.

Una vez establecida la clasificación como unidad LME, el titular de la fuente deberá cumplir con la metodología LME, que consiste en calcular el promedio de las emisiones por hora de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y de CO<sub>2</sub> con ayuda de los siguientes parámetros:

- Tasas de emisión de referencia específicas del combustible conocidas como "factores de emisión"
- El consumo energético por hora estimado de registros de uso de combustible, o el reporte del consumo energético máximo clasificado para cada hora de operación de la unidad

Las tasas de emisión se calculan con ayuda de las tasas de referencia y el consumo energético, de acuerdo a la siguiente manera:

$$E = TER \cdot CE \text{ (ec. 10)}$$

E= Emisiones en masa  
 TER= Tasa Emisión de Referencia  
 CE= Consumo Energético por hora

### 5.1. Tasas Genéricas de Referencia

Las tasas de emisión de referencia, también denominadas factores de emisiones son tasas genéricas cuyos valores se encuentran en la parte 75.19 del volumen 40 del CFR. Estos valores son dependientes del tipo de combustible y el tipo de fuente. En el caso particular de la fuente de Los Guindos Generación SpA se utiliza diesel B2 y la fuente se compone de una turbina gas/diesel.

Para cada parámetro considerado en la metodología LME existe una tabla genérica (Véase Anexo 7.7). A continuación un resumen de los valores a utilizar:

**Tabla 5.1**  
**Valores de Tasas de Referencia Específica**

Parámetro	Tabla	Valor
SO <sub>2</sub>	LM-1 (Diesel fuel)	0,5 lb/mmBtu
NO <sub>x</sub>	LM-2 (Turbine)	1,2 lb/mmBtu
CO <sub>2</sub>	LM-3 (Oil)	0,081 ton/mmBtu

Estas tasas genéricas serán utilizadas durante la implementación del método LME, para calcular las emisiones en masa.

## 5.2. Estimación Consumo Energético por hora de la Unidad

El consumo energético se puede estimar de las siguientes maneras:

- a) Reportar la tasa máxima de consumo energético para cada hora de operación de la unidad. La ecuación que se utiliza es la ec.11 mostrada a continuación, esta ecuación es la suma de cada hora de consumo energético

$$HI_{qrt} = \sum_{1}^n HI_{hr} \text{ (ec. 11}^3\text{)}$$

n= Número de horas de funcionamiento de la unidad en el trimestre  
HI<sub>hr</sub>= Consumo energético por hora (mmBtu)

- b) Utilizar “Metodología de largo plazo del flujo de combustible” que es una estimación confiable de la cantidad de combustible quemado en la unidad durante cada trimestre.

$$HI_{fuel-qrt} = Q_{qrt} \frac{GCV_{max}}{10^6} \text{ (ec. 12}^4\text{)}$$

HI<sub>fuel-qrt</sub>= Consumo energético trimestral total, mmBtu  
Q<sub>qrt</sub>= Volumen de combustible quemado durante el trimestre, (scf o gal)  
GCV<sub>max</sub>= Poder calorífico bruto (PCB) del petróleo, Btu/lb  
10<sup>6</sup>= Conversión de Btu a mmBtu

1. El volumen de combustible (Q<sub>qrt</sub>) se puede determinar de tres maneras distintas.
  - I. Se pueden utilizar los registros de facturación de combustible
  - II. Puede ser usada la medición de estanque de la “American Petroleum Institute” (API).
  - III. El flujómetro certificado y mantenido bajo los requisitos del Apéndice D de la parte 75, volumen 40 del CFR US-EPA.
2. Poder calorífico bruto (PCB) del petróleo, se puede determinar según:
  - I. Muestreo y análisis del combustible, eso se realiza bajo los criterios del Apéndice D de la parte 75, volumen 40 del CFR US-EPA

<sup>3</sup> Ecuación LM-1 de la parte 75.19, volumen 40 del CFR USA-EPA

<sup>4</sup> Ecuación LM-3 de la parte 75.19, volumen 40 del CFR USA-EPA



- II. El valor genérico de la Tabla LM-5<sup>5</sup>, de la parte 75.19, volumen 40 CFR US-EPA.

La metodología escogida por Los Guindos Generación SpA para la Turbina de Respaldo es la "metodología de largo plazo del flujo del combustible" (b).

Se determinará el consumo energético trimestral total (mmBtu) para Diesel B2, utilizando la ecuación 12 mencionada anteriormente. La estimación se debe realizar con ayuda de un flujómetro certificado bajo el Anexo D del CFR 40. El poder calorífico para Diesel sacado de la Tabla LM-5 del capítulo 75.19 del CFR 40.

### 5.3. Monitoreo de Material Particulado

Cumpliendo con la clasificación de unidad LME, el titular debe además estimar las emisiones de material articulado, de tres formas:

- a) Uso de factores de emisión de acuerdo al documento "Compilación de factores de emisión de contaminantes aéreos – AP 42"
- b) Realizando mediciones isocinéticas de acuerdo al método CH-5 o método 17 US-EPA ejecutado por un laboratorio o entidad técnica de inspección con una frecuencia de a lo menos 1 vez al año.
- c) Otros métodos alternativos basados en metodología EPA

Para dar cumplimiento a la Resolución Exenta N°191/2008 se realizarán mediciones isocinéticas de Material Particulado cada seis meses, luego de dar inicio al funcionamiento de la fuente.

---

<sup>5</sup> El valor genérico del Diesel encontrado en la Tabla LM-5 es 20,500 Btu/lb o 151,700 Btu/gallon

## 6. PLAN DE MONITOREO CON EL SISTEMA ALTERNATIVO LME

El plan de monitoreo tiene como propósito demostrar el cumplimiento de la metodología de LME. Los parámetros mencionados en el punto 6.1 se deben presentar ante la autoridad cada tres meses en forma de un reporte. Los resultados de la medición de material particulado (ejecutados cada 3 meses) se incluirán en el informe trimestral que corresponda. Adicionalmente el reporte debe incluir la información sobre el mantenimiento de los datos, punto 6.2.

### 6.1. Plan de Monitoreo

#### 6.1.1. Emisiones de Masa

Se presentan las emisiones de masa de los parámetros  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$  y  $\text{CO}_2$ . Estos se calculan con ayuda de las tasas genéricas de referencia y consumo energético (Véase Capítulo 5 de este informe, punto 5.1).

En resumen, se utilizarán las tablas genéricas de la parte 75.19 del volumen 40 CFR, para adquirir las siguientes tasas genéricas.

Parámetro	Tabla	Valor
$\text{SO}_2$	LM-1 (Diesel fuel)	0,5 lb/mmBtu
$\text{NO}_x$	LM-2 (Turbine)	1,2 lb/mmBtu
$\text{CO}_2$	LM-3 (Oil)	0,081 ton/mmBtu

La determinación del consumo energético se desarrollará mediante la "metodología de largo plazo de flujo de combustible" (Véase el capítulo 5 de este informe, punto 5.2). En la cual se determinara el consumo energetico trimestral total (mmBtu) para Diesel B2, utilizando la ecuación LM-3 del capítulo 75.19 del CFR 40.

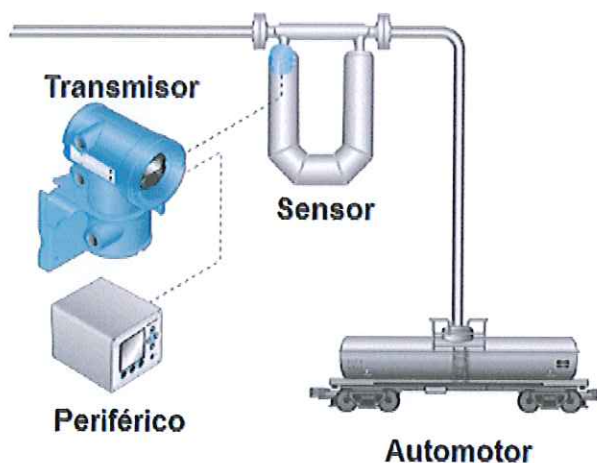
#### 6.1.2. Consumo de Combustible

El consumo de combustible se mide con un flujómetro. El medidor de combustible a utilizar en la Central Termoeléctrica Los Guindos, es un medidor de tipo Coriolis, es decir consta de un sensor, un transmisor y en muchos casos, dispositivos periféricos (lectura remota de datos). Véase Figura 1.

1. Los sensores detectan el caudal, la densidad y la temperatura.
2. Los transmisores proporcionan información del sensor como salidas, actuando como el cerebro del sistema para proporcionar un indicador, acceso básico al menú y salidas para comunicarse con otros sistemas.



3. Los periféricos proporcionan supervisión, alarmas o funcionalidad adicional, tal como las funciones de control de lotes y densidad mejorada, en la sala de control de la central.



**Figura 1: Elementos de medidor Coriolis**

Para poder asegurar la calidad de la medición, el equipo tiene que estar certificado (Véase Anexo 7.8). Las mantenciones y calibraciones del equipo se llevarán a cabo bajo criterio interno de Los Guindos Generación SpA, con ayuda de una ficha de Protocolo interno (Véase Anexo 7.9) y patrones estipulados por el proveedor del equipo (Véase Anexo 7.10), hasta que se realicen mediciones empíricas donde se utilizaran valores reales como patrones. Además se debe comprobar que la línea de datos no demuestre falencias, esta última se demuestra verificando en el mismo instrumento y en la sala de control general a través de las señales que envía el mismo instrumento.

Adicionalmente se informa el tipo de combustible que se quema cada hora.

La certificación del medidor de combustible se debe realizar por medio de los métodos establecidos en el Apéndice D, de la parte 75 volumen CFR 40, que son los siguientes.

- Por diseño (orificio, boquilla y medidores de flujo tipo Venturi)
- Por Medición en condiciones de laboratorio ya sea por el fabricante, por un laboratorio independiente o por el propietario u operador.
- Por Comparación con otro medidor de flujo de combustible de referencia.

### 6.1.3. Horas de Funcionamiento

Las horas de funcionamiento corresponden al tiempo que la fuente quema combustible, este tiempo incluye:

- a) Las horas de encendido
- b) Las horas de operación en régimen

c) Horas de apagado.

El tiempo de funcionamiento se demuestra con los datos de la sala de control de la Central Termoeléctrica Los Guindos o con los registros de datos de CDEC.

#### **6.1.4. Carga de Operación**

La carga de operación se obtiene desde la sala de control de la Central Termoeléctrica Los Guindos o con los registros de datos de CDEC. Adicionalmente se reportará la potencia generada y la potencia consumida.

#### **6.1.5. Sistema de Mitigación**

La razón de agua/combustible se obtiene desde la sala de Control de la Central Termoeléctrica Los Guindos. La razón de agua/combustible debe ser ajustada para alcanzar criterios operacionales y de emisiones. Esta operación se debe monitorear permanentemente ya que no puede oscilar fuera de los rangos establecidos. El rango aceptable debe ser informado y reportado cada hora, para especificar que el sistema de mitigación está funcionando como corresponde.

#### **6.1.6. Material Particulado**

Una vez funcionando la fuente, se efectuarán mediciones isocinéticas de Material Particulado cada seis meses utilizando el método CH-5 (Determinación de las emisiones de partículas (MP) desde fuentes estacionarias). La metodología CH-5 consiste en tomar una porción de la muestra del gas de emisión, la que es conducida por una línea calefaccionada hacia un filtro, donde son retenidas las partículas para luego ser pesadas y determinar la concentración del MP en los gases. La emisión de la fuente debe ser en condiciones tales que pueda ser comparada con la normativa vigente.

Como complemento, el Método CH-5 utiliza los siguientes métodos:

- a) **CH-1:** Localización de puntos de muestreo y medición de velocidad para fuentes fijas
- b) **CH-2:** Determinación de la velocidad y del flujo volumétrico en gases de chimenea (tubo Pitot tipo S)
- c) **CH-3:** Análisis de gas para la determinación del peso molecular seco.
- d) **CH-3A:** Determinación de las concentraciones de oxígeno, anhídrido carbónico y monóxido de carbono en las emisiones de fuentes fijas (procedimiento con Analizador instrumental)
- e) **CH-3B:** Análisis del gas para determinar el factor de corrección de la velocidad de emisión o el exceso de aire
- f) **CH-4:** Determinación del contenido de humedad en gases de chimenea



## 6.2. Mantenimiento de Registros y de Reporte para las Unidades de LME

Todos los registros se deben almacenar por lo menos 3 años e incluirse en el reporte trimestral a la SMA.

- Registros indicando las horas en que operó la unidad
- Los tipos de combustibles quemados durante cada hora de operación
- La carga de la unidad durante cada hora de operación, si la metodología del flujo de combustible de largo periodo es utilizado para cuantificar el consumo energético
- Emisiones en masa por hora de  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$  y  $\text{CO}_2$
- Si se utiliza el método de flujo de combustible de largo plazo, la cantidad de cada tipo de combustible quemado en cada trimestre, el PCB de cada tipo de combustible y consumo energético trimestral total
- Registro de datos para verificar la operación apropiada de los controles de emisión

## **7. ANEXOS**

- 7.1. Resolución Exenta N° 191, 23 de Junio de 2008
- 7.2. Resolución Exenta N° 369, 23 de Septiembre 2014
- 7.3. Planos de Chimenea de Turbina de Respaldo Los Guindos
- 7.4. Certificado de Combustible Diesel B2
- 7.5. Informe "Los Guindos Project Operating Revenues Projection", 3-06-2013, Synex
- 7.6. Manual de la Turbina de Respaldo Los Guindos "Technical Specification for One (1) 9E 50 Hertz Combustion Gas Turbine Packaged Power Plant" Apéndice B, 797179 Rev. 1, 29-08-2013, GE Power and Water, página 3.3
- 7.7. Capítulo 75.19 "Optional SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, and CO<sub>2</sub> emissions calculations for low mass emissions (LME) units" de la parte 75, volumen 40 del CFR US-EPA Última actualización 18-03-2015
- 7.8. Certificación de Flujómetro
- 7.9. Ficha de Protocolo Interno
- 7.10. Hoja de datos del producto "Transmisores MicroMotion series 1000 y 2000 con tecnología MVDTM", PS 00460, Rev. Q, Febrero 2014, Página 9



7.1. Resolución Exenta N° 191, 23 de Junio de 2008

[VER INFORMACIÓN FIRMA](#) [DESCARGAR XML](#) [IMPRIMIR](#)

---

**REPÚBLICA DE CHILE**  
**COMISIÓN REGIONAL DEL MEDIO AMBIENTE**  
**DE LA VIII REGIÓN DEL BIOBÍO**

**Califica Ambientalmente el proyecto "Turbina de Respaldo Los Guindos ."**

**Resolución Exenta N° 191**

**Concepción, 23 de Junio de 2008**

**VISTOS:**

1. La Declaración de Impacto Ambiental y sus dos Adendas, del Proyecto "TURBINA DE RESPALDO LOS GUINDOS", presentada por el Señor Jaime Solari Saavedra en representación de Energy Generation Development S.A., con fecha 12 de Diciembre del 2007.

2. Las observaciones y pronunciamientos de los Órganos de la Administración del Estado que, sobre la base de sus facultades legales y atribuciones, participaron en la evaluación de la Declaración de Impacto Ambiental, las cuales se contienen en los siguientes documentos:

Oficio N°0011 sobre la DIA, por Dirección Regional de Vialidad, Región del Bio-Bio, con fecha 04/01/2008; Oficio N°18 sobre la DIA, por Superintendencia de Servicios Sanitarios, con fecha 07/01/2008; Oficio N°1778 sobre la DIA, por Corporación Nacional Forestal, Región del Bio-Bio, con fecha 08/01/2008; Oficio N°02 -0123 sobre la DIA, por Dirección Regional del SAG, Región del Bio-Bio, con fecha 08/01/2008; Oficio N°014 sobre la DIA, por Dirección Regional de la SEC, Región del Bio-Bio, con fecha 08/01/2008; Oficio N°044 sobre la DIA, por Dirección Regional de Aguas, Región del Bio-Bio, con fecha 08/01/2008; Oficio N°0038 sobre la DIA, por Comisión Nacional de Energía, con fecha 09/01/2008; Oficio N°022 sobre la DIA, por Ilustre Municipalidad de Cabrero, con fecha 09/01/2008; Oficio N°0108 sobre la DIA, por Consejo de Monumentos Nacionales, con fecha 10/01/2008; Oficio N°161 sobre la DIA, por SEREMI de Agricultura, Región del Bio-Bio, con fecha 11/01/2008; Oficio N°02-241 sobre la DIA, por Dirección Regional del SAG, Región del Bio-Bio, con fecha 23/01/2008; Oficio N°067 sobre la DIA, por SEREMI de Salud, Región del Bio-Bio, con fecha 14/01/2008; Oficio N°171 sobre la DIA, por SEREMI de Agricultura, Región del Bio-Bio, con fecha 21/01/20; Oficio N°1914 sobre la Adenda 1, por Corporación Nacional Forestal, Región del Bio-Bio, con fecha 13/03/2008; Oficio N°233 sobre la Adenda 1, por Superintendencia de Servicios Sanitarios, con fecha 11/03/2008; Oficio N°391 sobre la Adenda 1, por Dirección Regional de Aguas, Región del Bio-Bio, con fecha 13/03/2008; Oficio N°0407 sobre la Adenda 1, por Comisión Nacional de Energía, con fecha 17/03/2008; Oficio N°08-883 sobre la Adenda 1, por Dirección Regional del SAG, Región del Bio-Bio, con fecha 18/03/2008; Oficio N°243 sobre la Adenda 1, por SEREMI de Agricultura, Región del Bio-Bio, con fecha 20/03/2008; Oficio N°732 sobre la Adenda 1, por SEREMI de Salud, Región del Bio-Bio, con fecha 25/03/2008; Oficio N°1136 sobre la Adenda 2, por SEREMI de Salud, Región del Bio-Bio, con fecha 12/05/2008; ORD N°302 sobre la Adenda 2, por SEREMI de Agricultura, Región del Bio-Bio, con fecha 14/05/2008.

3. El Informe Consolidado de la Evaluación de la Declaración de Impacto Ambiental del



proyecto "TURBINA DE RESPALDO LOS GUINDOS", que forma parte integrante de esta resolución.

4. Las actas y los acuerdos que en ellos constan, levantadas con ocasión de las diversas sesiones de la Comisión Regional del Medio Ambiente de la Región del Bío-Bío, vinculadas al procedimiento de evaluación de impacto ambiental del proyecto a que se refiere el presente acto administrativo, en especial, la de fecha 19 de Mayo del 2008, en la que la COREMA resolvió la calificación ambiental del proyecto.
5. Las resoluciones emanadas de la Comisión Regional del Medio Ambiente de la Región del Bío-Bío, dictadas con motivo del procedimiento de evaluación de impacto ambiental del proyecto a que se refiere el presente acto administrativo.
6. Los demás antecedentes que constan en el expediente de evaluación de impacto ambiental del proyecto a que se refiere el presente acto administrativo.
7. Lo dispuesto en la Ley N° 19.300 sobre Bases Generales del Medio Ambiente, el artículo 2° del D.S. 95/01 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, aprueba el texto refundido, coordinado y sistematizado del Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental; la Ley N° 19.880 establece Bases de los Procedimientos Administrativos que rigen los actos de los Órganos de la Administración del Estado; la Resolución N° 520/96, que fija texto Refundido, Coordinado y Sistematizado de la Resolución N° 55/92, ambas de la Contraloría General de la República; y las demás normas aplicables al proyecto.

#### **CONSIDERANDO:**

1. Que la Comisión Regional del Medio Ambiente de la Región del Bío Bío debe velar por el cumplimiento de todos los requisitos ambientales aplicables al Proyecto "TURBINA DE RESPALDO LOS GUINDOS".
2. Que, el derecho de Energy Generation Development S.A. a emprender actividades, está sujeto al cumplimiento estricto de todas aquellas normas jurídicas vigentes, referidas a la protección del medio ambiente y las condiciones bajo las cuales se satisfacen los requisitos aplicables a los permisos ambientales sectoriales que deben otorgar los Órganos de la Administración del Estado.
3. Que, según los antecedentes señalados en la Declaración de Impacto Ambiental respectiva y lo indicado en el Informe Consolidado de la Evaluación de la Declaración de Impacto Ambiental del proyecto, que forma parte integrante de esta resolución, el proyecto "TURBINA DE RESPALDO LOS GUINDOS" consiste en:

#### **3.1 Antecedentes Generales del Proyecto y Ubicación**

El proyecto "TURBINA DE RESPALDO LOS GUINDOS", en adelante también TRLG, cuyo titular es EGD, tiene como propósito servir de respaldo al Sistema Interconectado Central (SIC), conectándose en la Subestación (S/E) Charrúa, de modo de suministrar energía eléctrica para satisfacer la demanda creciente de energía. La turbina tendrá una potencia eléctrica de 132 MW brutos.

La inversión total estimada para el proyecto es de 65 millones de dólares. La mano de obra durante la construcción se estima en 100 personas promedio con un máximo de 250, mientras que

para la operación se necesitarán 21 personas.

El inicio de la construcción del proyecto está contemplado para el segundo trimestre del año 2008, mientras que el inicio de la operación está previsto para el segundo trimestre del año 2009.

El proyecto TRLG se localiza en un terreno de aproximadamente 10 há. vecino a la Central Campanario en la localidad de Charrúa, Comuna de Cabrero, Provincia del Bío Bío, Región del Bío Bío, a aproximadamente unos 2,5 kilómetros de la S/E Charrúa. El Plano 433-1000-GA-001 del Anexo 2 de la DIA, presenta la localización de la TRLG.

El sector se caracteriza por la existencia de amplias áreas con plantaciones de pinos en la vecindad, un número importante de líneas de transmisión eléctrica y por la existencia de varias centrales de generación eléctrica existentes o en desarrollo (Campanario, Santa Lidia, Los Pinos). La población más cercana al sitio del proyecto es la localidad de Charrúa a 2,5 Km.

El Titular informa que no se han identificado usos de carácter agrícola en el entorno del sitio de emplazamiento del Proyecto "Turbina de Respaldo Los Guindos". Los cultivos no tradicionales existentes se encuentran a aproximadamente 10 km del proyecto.

El área de emplazamiento del proyecto corresponde a un área rural localizada fuera de la extensión normada por el Plan Regulador de la Comuna de Cabrero. Las instalaciones de la TRLG ocuparán 2,1 ha. del terreno, lo que incluye el patio de alta tensión de salida y una franja vegetal en el perímetro del terreno. La distancia al Oleoducto Trasandino es de 3,1 km y al Gasoducto del Pacífico es de aproximadamente 100 m. Las coordenadas del predio de emplazamiento del proyecto se presentan en la Tabla 1.

Tabla 1. Coordenadas UTM del terreno del Proyecto según Datum WGS-84

Vértice	Norte	Este
A	5.890.552,5	740.501,2
B	5.890.358,4	740.466,5
C	5.890.192,2	741.066,6
D	5.890.442,2	740.889,6

Huso 18, Datum SIRGAS WGS-84

La energía generada en la TRLG será transportada desde el patio de alta tensión a la S/E Charrúa mediante una línea de transmisión eléctrica de 2 x 220 kV de 2,5 km aprox.

Para acceder al predio donde se ubicará el Proyecto se utiliza la red vial compuesta por la Ruta 5 Sur, desde donde, a la altura de Cabrero, se accede a la Ruta O - 97 - N (Cabrero - Cholguán). El proyecto se localiza en el km. 10 de la mencionada ruta pavimentada.

La superficie total del terreno de emplazamiento del proyecto es de 100.700 m<sup>2</sup>, de los cuales 21.200 m<sup>2</sup> serán utilizados por la plataforma del proyecto y por una franja forestal perimetral de 6 metros de ancho como cierre verde.

**Generación eléctrica :** La generación eléctrica de la TRLG se realizará en ciclo abierto con una turbina de combustión dual (petróleo/gas natural) utilizando petróleo diesel de bajo azufre como combustible mientras no haya disponibilidad de gas natural.



El combustible se quema en la cámara de combustión de la turbina, generando gases de escape que salen por chimenea, entregando su energía a los alabes del rotor de la turbina, haciendo girar éste a 3.000 rpm. El rotor de la turbina impulsa a su vez al generador, produciendo energía eléctrica, cuyo voltaje se eleva de 15 kV a la tensión de 220 kV, que es el voltaje de transmisión de la red transversal del SIC.

Los gases de escape producto de la combustión se emiten vía una chimenea de 25 m a aproximadamente 540 °C.

El sistema considera un sistema de abatimiento de NO<sub>x</sub> por adición de agua desmineralizada. Este sistema consiste en la inyección de agua durante la combustión, con el objeto de reducir la formación de NO<sub>2</sub> emitido a la atmósfera mediante la disminución de la temperatura de combustión. El agua desmineralizada se transforma en vapor de agua, el cual es emitido a la atmósfera junto con los gases de combustión.

Los principales componentes del proyecto son: 1 Turbina a Gas Dual de 132 MW brutos; 1 Chimenea de 25 m; 1 Generador eléctrico; 1 Transformador de poder; 1 Sala de Control Centralizada; 1 Sala de Control Local para la turbina; 1 Línea de transmisión eléctrica de 2x220 KV, de 2,5 km.; 1 Estanque de agua cruda de 2.000 m<sup>3</sup>; 1 Sistema de Alimentación y Conexión de petróleo diesel; 1 Estanque de petróleo Diesel de 4.000 m<sup>3</sup>; 1 Sistema contra Incendio; 1 Sistema de Control Distribuido; Pozos de Extracción de Agua Cruda; 1 Planta Desmineralizadora de agua; 1 Estanque de Agua Desmineralizada de 1.000 m<sup>3</sup>; 1 Estanque de Agua Potable de 20 m<sup>3</sup>; 1 Estanque de Neutralización de Efluentes; 1 Piscina de Recepción de Efluentes; 1 Planta de Tratamiento de Aguas Servidas; 1 Planta de Filtrado y Conexión de gas natural; 1 S/E y equipos asociados y 1 Generador diesel de emergencia.

En el Anexo 2 de la DIA, se presenta el Plano 433-1000-GA-002 con la Disposición de Equipos e Instalaciones (*lay-out*) del proyecto. En dicha lámina se puede apreciar la ubicación de la S/E y la línea de salida de la energía.

### 3.2 Descripción Etapa de Construcción

Las principales obras del proyecto corresponden a la instalación de faenas y preparación del sitio donde se instalará la TRLG, el relleno de la plataforma (incluyendo el transporte de material para relleno), la instalación de la turbina y estructuras (construcción de edificios, obras civiles y fundaciones, galpones, estructuras de soporte de la chimenea, chimenea, pozos de agua, estanque de agua, patio alta tensión-S/E), y la línea de transmisión. La etapa de construcción finaliza con las pruebas de los equipos de la TRLG.

El horario de trabajo durante la etapa de construcción será las 24 horas de lunes a domingo.

Las condiciones de seguridad y prevención de accidentes que se adoptarán en el frente de trabajo durante la construcción del proyecto TRLG serán de acuerdo a la legislación vigente y a proyectos similares aprobados por la COREMA de la Región del Bío Bío. Se puede destacar que el proyecto:

- Contará con enfermería en el local de la construcción durante todo el horario de trabajo, con enfermero e instalaciones de primeros auxilios.
- Contará con experto en seguridad e higiene industrial a tiempo completo en la obra.
- Capacitará al personal en el uso de los siguientes elementos de protección personal: Casco de

seguridad ; Zapatos de seguridad ; Antiparras de seguridad para trabajos de esmerilado y de soldadura ; Protector auditivo en sus diferentes tipos ; Protectores corporales para soldador Guantes según tipo de trabajo ; Indumentaria especial para manipulación de ácidos/álcalis; y Cinturón de seguridad para trabajos en altura.

Respecto a maniobras de grandes piezas, el responsable verificará el despeje de áreas, alarmas auditivas y visuales, restricción de áreas de paso y coordinación con otras acciones.

Los trabajos radiográficos de soldaduras serán ejecutados por firmas especializadas, en horario nocturno, con las medidas de seguridad correspondientes como por ejemplo, impedir la circulación de personal a 50 metros del lugar de la radiografía.

Los trabajos de construcción se realizarán con procedimientos que minimicen los riesgos de incendio. No se permitirá el almacenamiento de desechos inflamables en la obra. Se proveerá de equipos adecuados de protección y combate contra incendios en las áreas de trabajo y se capacitará al personal en su uso.

### **3.2.1 Descripción de las Actividades Construcción**

#### **3.2.1.1 Instalación de Faenas y Preparación del Sitio de la turbina**

La primera actividad corresponde a la instalación de faenas en terreno, para lo cual se dispondrá de un área de 2,1 há. dentro de las 10,07 há. donde se emplaza el proyecto. El Plano 433-1000-GA-002\_A del Anexo 2 de la DIA muestra la localización de las faenas en el terreno.

La instalación de faenas contempla la instalación de oficinas para el Contratista y la Inspección Técnica de Obras del Mandante, depósito de materiales, depósito de combustibles, bodegas, talleres, baños y servicios higiénicos, comedor y otras instalaciones menores.

Como primera actividad, se realizará la limpieza, escarpe y despeje del área de 2,1 ha. donde se emplazará el proyecto, por tanto será necesario remover la capa de suelo orgánico en el área del proyecto, la cual será acopiada y reutilizada para fines de reforestación de la franja perimetral.

La obra no contará con campamento para alojar a los trabajadores, pues estos podrán pernoctar en las localidades de Charrúa, Cabrero y Monte Águila, próximas al terreno del proyecto, desde donde serán transportados por contratistas especializados en transporte de personal.

#### **3.2.1.2 Camino de Acceso**

Para acceder al proyecto, se contempla la construcción de una pista de desaceleración pavimentada en el camino de acceso a la TRLG, Ruta O – 97 – N (Cabrero – Cholguán), de 3,5 m de ancho. Esta pista tendrá una longitud aproximada de 260 m y, en forma previa a su construcción, se solicitará la autorización a la Dirección de Vialidad de la Región del Bio Bío, según lo establecido en el D.F.L N° 850/98 del Ministerio de Obras Públicas. Este acceso se presenta en el Plano 433-1000-GA-002 del Anexo 2 de la DIA, en cualquier caso deberá ser autorizada sectorialmente por la Dirección de Vialidad.

El movimiento de vehículos al interior del terreno del proyecto se efectuará por caminos interiores estabilizados de 7 m de calzada, debidamente señalizados para la seguridad de los usuarios, los que serán regados en periodos sin lluvia a fin de disminuir la emisión de polvo fugitivo.



### 3.2.1.3 Relleno de la Plataforma y Movimiento de Tierras

La construcción y montaje de las obras del proyecto contempla la construcción de la plataforma para la fundación de los equipos, dadas las características del suelo arenoso en el predio donde se instalará la TRLG. Previo a la ejecución de los rellenos de la plataforma, se considera la remoción y escarpe de un espesor promedio de 0,2 m. de terreno superficial, en toda el área de la plataforma donde se emplazarán las instalaciones del proyecto, equivalente a un área de 21.200 m<sup>2</sup>. El escarpe de tierra vegetal se acopiará en los alrededores del sitio, dentro del terreno del proyecto, para su reutilización en actividades de reforestación.

Posterior a la remoción del suelo vegetal se hará una excavación masiva, en toda la zona de emplazamiento, superficie de 21.200 m<sup>2</sup>, de 4 metros de profundidad, removiéndose alrededor de 84.800 m<sup>3</sup> de materiales, principalmente arenas, de los cuales serán reutilizables como relleno unos 80.100 m<sup>3</sup>, mediante la compactación de este material en el momento de efectuar la construcción de la plataforma.

Por su parte la plataforma será una terraza de base rectangular de 234 m de largo por 97,5 m de ancho y de una altura de 2,0 m, con un requerimiento de unos 47.100 m<sup>3</sup> de material de aporte externo, que también será del tipo arenas. Las características del relleno se resumen en la Tabla 2

Tabla 2. Características del Relleno de la Plataforma del Proyecto

PARÁMETRO	VALOR
Área	21.200 m <sup>2</sup>
Altura de la plataforma	2 m sobre el nivel del terreno
Material de Relleno	Arenas y Arenas Gravasas
Volumen de escarpe (4 m de profundidad)	84.800 m <sup>3</sup>
Volumen de relleno	47.100 m <sup>3</sup>

Cabe señalar que la altura señalada es la máxima prevista y su valor se ajustará durante la ingeniería básica de acuerdo a los estudios de detalle de mecánica de suelos.

Los rellenos que conformarán la plataforma serán arenas y arenas gravosas limitadas a un tamaño máximo de 2", y a un porcentaje no mayor de 15 % de material fino (pasante malla 200). El relleno será compactado con rodillos lisos vibratorios por capas de 0,25 m. de espesor.

Los áridos para los rellenos se obtendrán de yacimientos de empréstito cercanos que cuenten con la debida autorización de los organismos competentes de la Región del Bio Bío.

El drenaje de la plataforma será preferentemente por infiltración en el mismo terreno y, en menor proporción, por escurrimiento superficial hacia cauces naturales. Se mantendrá inalterado el sistema

natural de drenaje superficial existente en las zonas adyacentes al relleno para la construcción de la plataforma, para así evitar la formación de nuevos cauces.

#### **3.2.1.4 Transporte de Material para Relleno**

Los materiales para relleno serán adquiridos a proveedores que cuenten con las autorizaciones respectivas. Esta decisión se tomará en función de los costos y la disponibilidad de material. Se informará oportunamente a la COREMA de la Región del Bío Bío sobre el o los proveedores del material de relleno para la plataforma. La ruta principal de acceso al proyecto será desde la Ruta 5, y luego por la Ruta O – 97 – N (camino pavimentado Cabrero – Cholguán).

#### **3.2.1.5 Estructuras y Montaje de la turbina**

Una vez construida la plataforma, se procederá a construir la estructura que albergará a la turbina. La turbina se distribuirá sobre una plataforma de 21.200 m<sup>2</sup> de los cuales 11.000 m<sup>2</sup> son utilizados para la instalaciones de equipos, S/E y edificios, 2.100 m<sup>2</sup> son utilizados para patios de almacenamientos, oficinas y talleres y los restantes 8.100 m<sup>2</sup> serán utilizados para accesos y caminos.

El transporte de la turbina al lugar de emplazamiento se realizará por calles y carreteras desde el puerto de ingreso al país, situación que será informada oportunamente cuando las dimensiones sobrepasen las permitidas por la infraestructura a utilizar. Para el transporte se subcontratará a una empresa especializada en transporte de equipos mayores, la que será responsable de solicitar en su oportunidad las autorizaciones y permisos correspondientes.

#### **3.2.1.6 Línea de Transmisión Eléctrica**

El proyecto incluye un patio de alta tensión, donde el voltaje generado por el turbogenerador (15 kV) es elevado a 220 kV mediante un transformador de poder. El transformador estará aislado por muros perimetrales contra incendio y contará con un muro de contención de derrames de aceite.

La energía eléctrica será transportada desde el patio de alta tensión hacia a la S/E Charrúa, para lo cual se construirá una línea de transmisión de alto voltaje (2 x 220 kV) de salida, de una longitud aproximadamente 2,5 km hasta la S/E Charrúa.

El proyecto considera un conductor de aleación de aluminio, con un conductor por fase, y un cable de guardia de acero de alta resistencia (EMS 3/8”).

Las estructuras de las torres serán de acero galvanizado, auto-soportantes para circuito doble, con disposición vertical de conductores. Se emplearán aisladores de disco con acoplamiento tipo bola y rótula. Las cadenas de suspensión se formarán de varias unidades de aisladores dispuestos en forma de cadenas.

Cada estructura se conectará a tierra por una pletina de acero galvanizado. Las estructuras se ubicarán de modo que la distancia mínima al suelo de cualquier conductor cumpla con las normas correspondientes de la SEC.



La construcción de la línea de transmisión se desarrolla de acuerdo al siguiente procedimiento:

- Se excavará aproximadamente 1m x 1m en la superficie, y 2,5 m de profundidad, por cada pata de las estructuras de alta tensión.
- Las fundaciones se realizarán con hormigón micro-vibrado, el cual será transportado mediante camiones *mixer* y depositado en la excavación, para luego compactar el sector de la fundación en conformidad con la topografía inicial del terreno.
- El montaje de las estructuras de marcos se realizará descargando las partes pre-armadas de los marcos y luego instalando sobre las fundaciones con la ayuda de grúas plumas, para finalizar con las estructuras de menor tamaño.
- Finalmente se procederá a realizar el tendido de los conductores. Para ello, se instalará un huinche mecánico, y en el otro extremo un freno y el carrete conteniendo el conductor. Se instalarán cadenas de aisladores las cuales en sus extremos tendrán poleas por donde pasará el conductor, se pasará un cable guía por las poleas, y con el huinche se comenzará a tirar el cable mientras que con el freno se controlará la tensión del conductor de modo de que éste vaya a una distancia uniforme al suelo. Luego de que el conductor se haya extendido, se procederá a tensarlo hasta la tensión de diseño.
- El último tramo de la línea de aproximadamente 550 m de longitud ingresa subterráneamente a la S/E Charrúa.

Respecto al trazado de la línea eléctrica, existen 2 alternativas posibles las que se presentan en el Plano 433-1000-EE-001 en el Anexo 2 de la DIA. Ambos trazados han sido evaluados como viables ambientalmente, y la decisión sobre cual alternativa se construirá se informará a COREMA Región del Bio Bío antes del inicio de su construcción.

Las dos alternativas de trazado de la Línea de Transmisión (LAT), se resumen en la siguiente tabla:

Tabla N° 3. Características Alternativas LAT

Item	Alternativa 1	Alternativa 2
Longitud (km)	1,9	2,5
Torres(anclaje)	2	2
Torre(suspensión)	3	5
Torres (portal)	4	7
Área (m <sup>2</sup> ) (1)	760	1000
Volumen tierra (m <sup>3</sup> ) (2)	90	140
Cable subterráneo (m) (3)	550 m adicionales	-

(1) Se considera un ancho de servidumbre de 40 m

(2) Cada torre tiene una excavación de 1 x 1 m en la superficie y 2,5 m de profundidad por cada pata de la estructura de alta tensión

(3) La alternativa 1 considera 550 m de cable subterráneo en trinchera

Se presentaron 2 alternativas a objeto de que la empresa de distribución eléctrica las evalúe técnicamente. Ambas fueron evaluadas desde el punto de vista ambiental. Sólo se construirá una de ellas.

En el plano N° 433-1000-EE-001 Rev D del Anexo N° 1 de la Adenda N°1 de la DIA, se indican los cruces y paralelismos de las líneas eléctricas en que se señalan los circuitos existentes y

proyectados.

### **3.2.1.7 Pruebas**

Se realizarán pruebas de encendido y funcionamiento de la unidad turbo-generadora, de sus equipos auxiliares, del resto de los equipos, y de verificación de las emisiones, a mínimo técnico y a 100% de carga, hasta alcanzar las condiciones normales de operación y hasta que se acredite el funcionamiento de los equipos de acuerdo a sus especificaciones técnicas.

Se estima que las pruebas de la turbina se pueden llevar a cabo en 60 días, pudiendo extenderse a 90 días. Una vez terminado el período de pruebas, se considera concluida la fase de instalación y el montaje.

Durante los dos meses de pruebas de la turbina se realizará la regulación de equipos e instrumentos, control, puesta en marcha y prueba de eficiencia conforme a lo estipulado en el contrato con los proveedores de la tecnología.

### **3.2.2 Insumos y Mano de Obra - Etapa de Construcción**

A continuación se indica la mano de obra y los principales insumos que se requerirán para la construcción y operación del proyecto TRLG.

#### **3.2.2.1 Petróleo Diesel**

Se utilizará aproximadamente 0.5 m<sup>3</sup>/d de petróleo diesel para grúas, vehículos y compresores, durante el mes de mayor consumo, que será abastecido por empresas distribuidoras de la zona mediante camiones.

#### **3.2.2.2 Electricidad**

Durante la construcción se necesitará electricidad para maquinaria, herramientas, iluminación y calefacción, con una potencia máxima de 500 kW, la que será proporcionada por la empresa local de distribución.

#### **3.2.2.3 Gas Licuado**

Se utilizará gas licuado en cilindros de 45 kg para consumo doméstico y calentamiento de agua.

#### **3.2.2.4 Agua Potable y Alcantarillado**

En el sitio donde se emplazará la TRLG no existe servicio de alcantarillado ni agua potable por lo cual el agua potable para consumo humano será envasada. El agua necesaria para las obras deberá ser proporcionada con medios propios mediante camiones aljibes que la llevarán desde la red

pública hasta los estanques de acumulación de la instalación de faenas. En este caso, deberá mantenerse en forma separada el agua potable del agua de uso industrial o de servicios.

En la etapa de construcción, el agua potable será transportada a las obras por medio de camiones aljibes y será adquirida a una empresa que cuente con la autorización de la SEREMI de Salud Regional. Además, para el consumo de los trabajadores se dispondrá de dispensadores de agua purificada.

Se utilizarán plantas modulares de tratamiento de aguas servidas de acuerdo a lo que indica el DS 594/99 Reglamento sobre Condiciones Sanitarias y Ambientales Básicas en los Lugares de Trabajo, los que serán manejados por una empresa autorizada.

### 3.2.2.4 Empleo

El promedio de personal requerido durante el período de construcción es de 100 personas, pudiendo llegar a un máximo de 250 personas. De este personal, unas 50 personas corresponden a personal calificado según se presenta en la Tabla 4.

Tabla 4. Calificación de la Mano de Obra durante la Construcción

ESPECIALIDAD	NUMERO
Capataces	4
Topógrafo y Alarife	2
Concreteros (dos cuadrillas)	8
Carpinteros	4
Albañiles	4
Enfierradores y Ayudantes	8
Soldadores	4
Mecánicos	4
Montadores	8
Píperos	6
Instrumentistas	4
Eléctricos	5
Albañiles (aislante)	3
Pintores	2
Jornaleros	15
Servicios Generales	4
Choferes, Operadores	4
Ingenieros y Técnicos	4
Empleados y Administrativos	4
<b>TOTAL</b>	<b>100</b>

El titular del proyecto privilegiará contratar mano de obra de la zona, en la medida que se encuentre personal calificado para realizar los trabajos que se requieran.

El personal se alojará en las localidades vecinas al proyecto (Cabrero, Monte Águila y Charrúa). El personal será transportado hacia la faena desde las ciudades y localidades más próximas por medio



de buses habilitados para ese efecto. Se utilizará un promedio de 3 a 4 buses diarios durante esta etapa con capacidad de 40 pasajeros cada uno. Para el transporte de personal y tránsito de vehículos, se elegirán las rutas compatibles con la ubicación de la obra, privilegiando la infraestructura pavimentada disponible.

### 3.2.2.5 Equipo y Maquinaria

A continuación, en la Tabla 5, se presenta una estimación de la maquinaria, equipos y otros elementos necesarios para la construcción del proyecto.

Tabla 5. Maquinarias y Equipos a Utilizar en la Construcción del Proyecto

Maquinaria/Equipos	CANTIDAD
Bulldozer	1
Retroexcavadoras	2
Cargadores frontales	2
Motoniveladora	1
Rodillo compactador	1
Bombas de hormigón	1
Vibradores neumáticos	5
Camión aljibe	2
Camión Mixer	2
Camión suministro combustible	1
Camiones tolva 10 m <sup>3</sup>	4
Camiones tolva 20 m <sup>3</sup>	2
Equipo compresor de aire	2
Grúa para 100 ton	1
Grúa para 200 ton	1
Equipos de Perforación	2
Máquinas soldadoras	4

### 3.2.2.6 Retiro de instalación de faenas

Una vez terminada la etapa de construcción, se retirarán los equipos y las maquinarias de las faenas, así como todos los materiales de desecho remanentes, los que serán retirados por contratistas autorizados. Estos últimos serán depositados en sitios autorizados sanitaria y ambientalmente. Una vez que el terreno haya sido limpiado de construcciones temporales y desechos, se realizarán las actividades tendientes a restaurar los suelos. Estas actividades implicarán la remoción o recubrimiento de las estructuras de hormigón, como cimientos de construcciones temporales.

## 3.3 Descripción Etapa de Operación

A continuación, se describe el proceso de generación eléctrica del proyecto y posteriormente se presentan los requerimientos de insumos, mano de obra y servicios para esta etapa.

### 3.3.1 Proceso de Generación Eléctrica

El Proyecto TRLG operará con una potencia instalada bruta de 132 MW a través de una turbina dual que operará en ciclo abierto. El combustible principal a utilizar será petróleo diesel hasta que haya disponibilidad de gas natural.

La operación consiste en que el combustible se quema en la cámara de combustión de la turbina, generando gases de escape que salen por chimenea, entregando su energía a los alabes del rotor de la turbina dual, haciendo girar éste a 3.000 rpm. Los gases de escape producto de la combustión se emiten vía una chimenea a aproximadamente 540 °C. El rotor de la turbina impulsa a su vez al generador, produciendo energía eléctrica, cuyo voltaje es de 15 kV. Esta tensión es elevada hasta 220 kV en un transformador de poder, que es el voltaje de transmisión de la red transversal del SIC.

El proyecto TRLG considera un sistema de abatimiento de NO<sub>x</sub> por adición de agua desmineralizada. Este sistema consiste en la inyección de agua durante la combustión, con el objeto de reducir la formación de NO<sub>2</sub> emitido a la atmósfera como consecuencia de la disminución de la temperatura de combustión. El agua desmineralizada utilizada se transforma en vapor de agua, el cual es emitido a la atmósfera junto con los gases de combustión.

Una vez que se reestablezca el abastecimiento de gas natural, el combustible principal a utilizar por la turbina de respaldo será gas natural.

### 3.3.2 Descripción de Equipos y Procesos

#### 3.3.2.1 Turbina a Gas

La Tabla 6 resume las principales especificaciones técnicas de la turbina que se empleará en el proyecto TRLG.

La turbina del proyecto TRLG está diseñada para operar dualmente con petróleo diesel/gas natural, con un consumo nominal de 33,8 ton/h de diesel y 42.563 Nm<sup>3</sup>/h de gas natural. La turbina dual se ubicará en el interior de contenedores y estará aislada acústicamente por pantallas diseñadas por el fabricante para controlar las emisiones de ruido.

Tabla 6. Especificaciones de la TRLG

PARAMETRO	ESPECIFICACION
Modelo Tipo	General Electric modelo PG9171E
Potencia Eléctrica Bruta	132.000 kW
Consumo interno de Potencia	900 kW
Potencia Eléctrica Neta	131.100 kW
Rotación eje	3.000 rpm
Consumo de calor específico con Gas natural	10.850 kJ/kWh
Consumo de calor específico con Petróleo Diesel	10.950 kJ/kWh
Peso rotor turbina a gás	50 toneladas

Peso total turbina a gas	277 toneladas
Peso rotor generador	35,2 toneladas
Peso total generador	198,5 toneladas

El caudal de gas natural máximo operando (100% carga), será de 1.021.512 Nm<sup>3</sup>/día. La presión del gas requerida por la turbina a gas es de 19 barg mínimo, 22 barg máximo.

Se dispondrá de una planta de acondicionamiento del gas, la cual tendrá filtro separador de polvo y líquido, válvulas de corte rápido, un calentador de gas y un medidor de caudal, los que serán instalados una vez que se disponga de gas natural.

### 3.3.2.2 Generador

La turbina está acoplada a su respectivo generador eléctrico, que corresponde a un generador sincrónico, de 3.000 rpm y un factor de potencia 0,85. Además, cuenta con sistemas auxiliares de lubricación, enfriamiento y protecciones eléctricas.

### 3.3.2.3 Transformador Eléctrico

El generador estará conectado a su respectivo transformador de poder para elevar la tensión de 15 kV a 220 kV, del tipo que funcionan a la intemperie, sumergido en aceite y enfriado por ventilación forzada. Este incluye todos los accesorios necesarios para su operación libre de ascareles y/o bifenilos policlorados.

Se cuenta además con un transformador de servicios auxiliares para la turbina, que transforma la tensión de 15 kV a 6,6 kV. El transformador estará aislado de las otras instalaciones de la TRLG mediante muros perimetrales contra incendio y estará rodeado de un pretil para contener derrames de aceite y del sistema de contra incendio, de acuerdo a la normativa.

### 3.3.2.4 Patio de Alta Tensión y Línea de Transmisión Eléctrica

La TRLG cuenta con un patio de alta tensión donde se eleva el voltaje de energía desde 15 kV a 220 kV del tipo barra principal y barra de transferencia.

Dispondrá de un paño de llegada de los transformadores de poder elevadores correspondientes a la turbina, de un paño de interruptor de transferencia, que permite reemplazar a cualquiera de los interruptores de los paños de entrada y salida, y de un paño equipado de salida de líneas. Desde aquí, la energía será transportada por torres y portales de alta tensión a la subestación Charrúa, por un circuito independiente, a una distancia aproximada de 2,5 km.

El trazado de la línea comienza en el portal correspondiente de los transformadores de poder en el patio de alta tensión, saliendo directamente hacia la S/E Charrúa. Las especificaciones de la línea de transmisión se presentan en la siguiente Tabla.

Tabla 7. Especificaciones de la Línea de Transmisión Eléctrica

COMPONENTE	ESPECIFICACIONES ESTRUCTURAS
Conductor	Un conductor por fase en aleación de aluminio
Cable de guardia	En acero de alta resistencia (EMS 3/8")



Material	En acero galvanizado, autosoportantes para doble circuito y con disposición vertical de conductores.
Fundaciones	Hormigón
Cadenas de aisladores	De disco con acoplamiento tipo bola y rótula.
Cadena de suspensión	Varios aisladores dispuestos en cadena
Puesta a tierra	De pletina de acero galvanizado, en cada estructura.
Franja	Las distancias mínimas de los conductores y la franja de servidumbre cumplirán con las normas de la SEC.

### 3.3.2.5 Extracción de Agua Cruda

Durante la operación, el proyecto TRLG requiere agua para el control de los NO<sub>x</sub>, el lavado de equipos, la red de incendio y para provisión de agua potable.

Estos requerimientos serán cubiertos por agua cruda proveniente de 2 pozos profundos (más 1 de reserva) que se construirán en el terreno. El sistema de extracción de agua cruda consiste en una bomba para cada pozo perforado en el terreno del proyecto, que tiene un caudal máximo aproximado de 15 L/s por pozo. El agua cruda será tratada de acuerdo a los requerimientos de cada consumo.

Se añadirá hipoclorito de sodio al agua extraída de los pozos para control biológico y de esta se distribuirá según requerimientos para potabilización y lo restante se conducirá al estanque de agua cruda. Se utilizarán filtros de funcionamiento automático para eliminar hierro y turbidez presentes en el agua de pozo captada. El agua filtrada se acumulará en un estanque de 2.000 m<sup>3</sup> de capacidad, que posee un sensor de nivel que verifica si existe el volumen de agua necesaria para realizar el retro-lavado de los filtros. Este estanque provee el agua para operar la planta durante la limpieza de filtros. El agua de retro-lavado de filtros se envía al Estanque de Neutralización.

En la Tabla 8 se presentan los caudales diarios de agua cruda requeridos por el proyecto.

Tabla 8. Requerimientos de Agua Cruda por el Proyecto TRLG

Osmosis Inversa	Agua Potable	TOTAL	
m <sup>3</sup> /día	m <sup>3</sup> /día	m <sup>3</sup> /día	L/s
978	8	986	11,4

El agua es impulsada mediante una estación de bombeo al sistema de filtrado compuesta por dos grupos motobombas, cada una a una presión de descarga de 3 kg/cm<sup>2</sup>. Cuando esté operando la planta a un 100% de su capacidad, habrá un grupo motobomba en servicio y uno disponible (stand-by). Este sistema de filtración se compone por dos filtros de carbón activado de funcionamiento automático, los que operan en servicio durante un tiempo de 12 horas. La limpieza de los filtros es secuencial: filtro N° 1 y filtro N° 2. El agua de retrolavado es conducida a la piscina de almacenamiento, correspondiente a un estanque de neutralización de 100 m<sup>3</sup> de capacidad. Lo anterior se representa en el Diagrama de Balance de Aguas en el Anexo 3 de esta DIA.

### 3.3.2.6 Producción de Agua Desmineralizada

Se instalará una planta de tratamiento de agua tipo OR/EDI (Osmosis Inversa + Electrodeionización), para una producción total de agua desmineralizada de 635,5 m<sup>3</sup>/día, con agua proveniente del estanque de agua cruda con capacidad de 2.000 m<sup>3</sup>. Además se instalará un estanque de agua desmineralizada de 1.000 m<sup>3</sup> según se ha indicado.

En términos generales, el sistema cuenta con bombas de succión de agua cruda desde el estanque de agua cruda y enviada a la planta de agua DEMI, sistema OR/EDI para su proceso. Posteriormente, conforme mediciones de conductividad eléctrica y otros parámetros, es enviada al estanque de agua desmineralizada para su almacenamiento. La planta de agua DEMI tiene un 75% de recuperación.

En este proceso, el agua pasa primero por pre-filtros de cartucho de 20 micrones (membranas), y posteriormente pasa a las membranas de osmosis inversa. Para el control de la osmosis inversa se consideran manómetros, medidores de caudales y válvulas en la línea de descarga de la bomba de alta presión y en el rechazo.

Para la limpieza de las membranas se consideran dos tipos. Uno es el lavado de las membranas que consiste en un barrido de las sales acumuladas, aumentando el caudal de rechazo por 30 segundos, esto se logra abriendo válvulas automáticas dispuestas en la línea de rechazo. El otro tipo es el lavado de las membranas, que se contempla de dos a tres veces por año, lo que será determinado de acuerdo al comportamiento de las máquinas de osmosis, es decir, disminución del flujo de permeato (agua producto), aumento de la pérdida de carga o disminución de la calidad del agua de permeato. El agua de retrolavado es conducida al estanque de neutralización.

El agua de permeato pasa a un estanque de permeato y de ahí a un proceso de electrodeionización para una mejor purificación. Este proceso representa el pulimento del producto permeato de la Osmosis Inversa, ya que remueve los gases disueltos como el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y Oxígeno (O<sub>2</sub>) de los flujos acuosos incorporando separación por membranas de transferencia. Esta tecnología usa electricidad para producir agua ultra pura.

Los efluentes del proceso de regeneración van al Estanque de Neutralización de Efluentes donde se ajusta en forma automática el valor de pH a neutro. Finalmente los efluentes van a mezclarse con otros efluentes tratados en la pileta colectora, y de allí se descarga en el Estero Los Guindos mediante una tubería de 10 pulgadas de diámetro y de aproximadamente 1.075 m de largo, que se compone de un tramo subterráneo y otro en superficie de 935 y 140 metros respectivamente, que va paralelo al actual trazado de la descarga de la Central Campanario.

La descarga cumplirá con el D.S. N° 90/00, MINSEGPRES, y con la Norma Chilena de uso del agua para riego (NCh1333/Of.78).

### 3.3.2.7 Agua para Control de Emisiones de NOx

Para el control de emisiones de NOx, se utiliza agua desmineralizada que se extrae desde el estanque de acumulación de agua DEMI mediante bombas de alimentación, que la envían a la

turbina. Esta agua (28,5 m<sup>3</sup>/h) se inyecta en la cámara de combustión de la turbina para reducir la formación de NO<sub>2</sub> emitido a la atmósfera, mediante el descenso de la temperatura de combustión. El agua desmineralizada se transforma en vapor de agua, el cual es emitido a la atmósfera junto con los gases de combustión. En este proceso no se producen RILES, ya que el agua es evaporada y sale junto a los gases de combustión.

### 3.3.2.8 Sistema de Agua Potable

El agua potable empleada para servicios sanitarios, lavatorios y duchas será obtenida de una planta propia de potabilización con hipoclorito de sodio, para lo cual se dispondrá de un estanque de almacenamiento de 20 m<sup>3</sup> con monitoreo de cloro libre. Este proceso será totalmente automatizado.

El sistema está diseñado para un consumo máximo de agua potable de 8 m<sup>3</sup>/día, considerando un máximo de 40 personas, es decir, permite dar cobertura a todos los turnos para operar la TRLG, 21 personas, además de personal subcontratado tal como guardias, jardineros, aseo, etc.

### 3.3.2.9 Aguas Servidas

El Proyecto TRLG considera utilizar una Planta de Tratamiento de Aguas Servidas (PTAS) del tipo Ecojet, de 8.000 L/día, con capacidad para atender a una dotación de 40 personas, es decir, es equivalente a la producción de agua potable. En este modelo de planta la producción de lodos es mínima pues estos se convierten en sales en el traspaso entre el estanque de aireación y la cámara de sedimentación. Existe una etapa de pre-tratamiento en la cual quedan atrapados todos los elementos no biodegradables (arena, plásticos, etc.), la cual deberá ser limpiada a lo más una vez al año, para llevarlo a un depósito autorizado.

El diseño y proceso de estas plantas garantiza que las aguas tratadas cumplan con la norma de riego NCh1.333 y el D.S. N°90/2000. Las aguas servidas tratadas son enviadas a la pileta colectora (Estanque de recepción de Efluentes), desde donde son conducidas para su descarga al Estero Los Guindos.

Los lodos producidos en la Planta de Tratamiento de Aguas Servidas, serán extraídos anualmente, por un camión limpia fosas que posea las autorizaciones correspondientes.

En el Anexo 4 de la DIA se presentan las características técnicas y especificaciones de la Planta de Tratamiento de Aguas Servidas que será implementada.

### 3.3.2.10 Tratamiento de Efluentes

El tratamiento de efluentes se compone de varios subprocesos según el lugar donde estos efluentes sean generados. Existirá un separador agua/aceite, el cual realiza la separación de emulsiones oleosas de los pozos de la zona de transformadores, desagües producto del mantenimiento de la



turbina, generador y de los posibles derrames del proceso de descarga y manejo de combustible. El aceite es recuperado en tambores y derivado a una empresa externa autorizada por el SEREMI de Salud para su procesamiento, reutilización y/o disposición final.

Adicionalmente existirá una etapa de neutralización de las aguas de rechazo del proceso de Electrodeionización (EDI), en donde se ajusta el pH. Las aguas claras del separador de aceite, de neutralización y de las aguas servidas tratadas junto con las aguas de rechazo de la osmosis inversa y del filtrado se envían a la pileta recolectora, donde se genera el efluente final a ser descargado.

El efluente final (la colección de todos los efluentes tratados) será descargado al Estero Los Guindos cumpliendo con el D.S. N° 90/00, MINSEGPRES, que regula las descargas de residuos líquidos a aguas continentales y superficiales y la Norma Chilena de uso del agua para riego (NCh1333/Of.78).

El punto de monitoreo del efluente a descargar será en una cámara de muestreo habilitada exclusivamente para estos fines, que se encuentra en las siguientes coordenadas UTM, Este: 741.147 y Norte: 5.891.167. La mencionada cámara cumplirá todos los requisitos estipulados en el D.S. N° 90/2000 y será de fácil acceso para el personal y para la instalación de los equipos de laboratorio. El procedimiento de muestreo se realizará de acuerdo a la NCh 411/10 Of.2005.

La autorización expresa de la Asociación de Canalistas, para efectuar la descarga de los RILES al Estero Los Guindos, se presentará en conjunto con el aviso de inicio de la operación del sistema de tratamiento de RILES del proyecto.

Las obras de descarga al Estero Los Guindos se presentan en el Plano 433-1000-PD-001 del Anexo 2 de la DIA, mientras que el Balance de Aguas se presenta en el Anexo 3 de la DIA.

Se dará aviso a la SISS con 90 días de anticipación del inicio del Sistema de Tratamiento de RILES, de acuerdo al formato de aviso publicado en la página web [www.siss.cl](http://www.siss.cl).

En la Figura 2 del Informe Consolidado Final de la Evaluación Ambiental (ICE), que consta en el expediente en papel del proyecto, se presenta el diagrama de flujo del sistema de tratamiento de efluentes.

### 3.3.2.11 Red contra Incendios

La red contra incendios de la TRLG se ha proyectado contemplando autorizaciones a proyectos similares en la Región del Bio Bío y las disposiciones reglamentarias de la SEREMI de Salud en materia de seguridad industrial.

El sistema es una unidad funcional de extinción de incendios que consiste en equipos detectores de humo; red de agua a presión, rociadores para los transformadores, equipos móviles de polvo químico seco y estático de CO<sub>2</sub> para el interior de la turbina y espuma física para el caso de incendio de combustibles y lubricantes. El sistema contempla 6 grifos en circuitos cerrados de agua, alimentados por una red subterránea de 250 mm de diámetro. Habrá una reserva permanente de 450 m<sup>3</sup> de agua para incendio en el estanque de 2.000 m<sup>3</sup> de agua cruda. Se contará además con rociadores de agua de incendio hacia los transformadores principales y auxiliares.

### 3.3.2.12 Sistema de Monitoreo de Emisiones en Chimenea

La emisión de gases de la turbina será medida en forma continua durante toda la vida útil del proyecto en chimenea, considerando los siguientes parámetros: temperatura y caudal de los gases, CO, CO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y HCT. El monitoreo y control de estos parámetros se ejecutará desde la Sala Centralizada de Control.

En la chimenea se implementará la instrumentación necesaria para la medición continua de los gases y parámetros que se indican, lo cual se ejecutará desde la sala de control.

Para el caso de las emisiones de MP-10, se realizarán muestreos isocinéticos cada seis meses en la chimenea, los cuales serán remitidos a la COREMA Región del Bío Bío y la SEREMI de Salud en un plazo de 20 días después de haber realizado los muestreos, no obstante se dará cumplimiento íntegro al D.S. N° 138/2005 del MINSAL.

### 3.3.3 Insumos, Servicios y Mano de Obra - Etapa de Operación

#### 3.3.3.1 Petróleo Diesel

El proyecto TRLG producirá electricidad mediante una turbina dual, utilizando petróleo diesel de bajo azufre como combustible, hasta el restablecimiento del suministro de gas natural.

El combustible a utilizar será el petróleo Diesel Grado B, el cuál contendrá como máximo 350 ppm de azufre. Las características se presentan en la Tabla 8 de la DIA. El Anexo 5 de la DIA presenta la hoja de seguridad del combustible a utilizar. El consumo de petróleo diesel de la turbina es de 39,7 m<sup>3</sup>/h, o 953 m<sup>3</sup>/día. El petróleo será transportado en camiones estanque desde Concepción por la Ruta 5, y luego por la Ruta O-97-N.

El petróleo será descargado y almacenado en un estanque de 4.000 m<sup>3</sup> de capacidad, lo que permitirá tener una autonomía de operación de la turbina a plena capacidad durante 100 horas aproximadamente. Desde este estanque se alimenta a la turbina, previo a su paso por un equipo de filtrado. El estanque para el almacenamiento de petróleo diesel se sujetará a lo indicado en el D.S. N° 379/85, y D.S. N° 90/96, ambos del Ministerio de Economía, con la finalidad de almacenar en forma segura el combustible, evitando o minimizando los riesgos que ello implica. Previo a la puesta en servicio, las instalaciones del estanque de almacenamiento de petróleo será inscrito en la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC).

Contando con la autorización de la SEC y una vez que comience a operar el estanque, se mantendrá en las oficinas de la TRLG, por toda la vida útil del proyecto, los estudios técnicos que exige la normativa, de modo que estén disponibles para la fiscalización por la autoridad, en cualquier momento.

En conformidad a la legislación, el estanque de almacenamiento de petróleo contará con un pretil de contención con capacidad para el 100% del estanque ante un eventual derrame por fractura o falla del estanque principal. Junto con los antecedentes señalados anteriormente, se presentará a la SEC, previo a la entrada en operación, un Reglamento de Seguridad. Además, se indicará el personal que se encontrará preparado para actuar en caso de una emergencia.

El sistema de almacenamiento de petróleo contará con su propio sistema contra incendio, conforme

a las regulaciones establecidas en el DS 90/1996 y a la norma internacional NFPA (National Fire Protection Association), ajustándose al código NFPA "Código de prevención de incendios". El código NFPA proporciona un conjunto de requerimientos necesarios para establecer un nivel razonable de seguridad contra incendios y una protección adecuada contra peligros causados por el fuego y explosiones. Es así que este código establece los requerimientos básicos de prevención contra incendios y aspectos de prevención y protección de muchas de las otras normas y códigos de la NFPA.

### 3.3.3.2 Gas Natural

Dado que la turbina es de operación dual, aparte de petróleo diesel, también podrá operar con gas natural. Este será transportado desde Argentina o desde una planta de regasificación de GNL, y alimentará la TRLG por medio de una conexión al Gasoducto del Pacífico de 95 m de longitud. El consumo de gas natural por la turbina será de 42.563 Nm<sup>3</sup>/h. El Anexo 5 de la DIA presenta la hoja de seguridad del gas natural a utilizar.

### 3.3.3.3 Agua de Pozo

Se dispondrá de 15 L/s de agua de 3 pozos que estarán ubicados dentro del predio, 2 en operación permanente y 1 como reserva. La solicitud de derechos de aguas subterráneas será tramitada en la Dirección General de Aguas en conformidad al Código de Aguas.

Se realizarán las conexiones y tendido de cañerías necesarias para conectar el circuito de agua cruda con su estanque de almacenamiento y posterior procesamiento en la planta de desmineralización. Los requerimientos de agua cruda del proyecto se presentan en la tabla 7 de este documento.

Los estudios realizados indican que la extracción de agua cruda por un caudal de 11,4 l/s no afectan la disponibilidad de agua en los pozos de extracción vecinos del sector, los que están situados a más de 250 m de distancia.

### 3.3.3.4 Energía Eléctrica

La energía eléctrica para atender los servicios auxiliares y partida de la turbina, será de la línea existente de alta tensión de 220 kV desde la S/E Charrúa.

### 3.3.3.5 Otros Insumos

Otros insumos corresponden a sustancias químicas reconocidas como peligrosas por la Normativa Chilena y que serán empleadas para el proceso de desmineralización de aguas. Los valores están expresados como consumos mensuales son:

- |  |        |
|--|--------|
| • Hipoclorito de sodio 10% (NaOCl) :                     | 463 kg |
| • Ácido sulfúrico 98% (H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> ): | 280 kg |
| • Bisulfito de Sodio (NaSO <sub>3</sub> ) :              | 392 kg |
| • Anti incrustante (tipo Flocon 260):                    | 600 kg |

A continuación se indica la Clase de Sustancia de acuerdo a la normativa:



- NCh 2120/5.O/98 Sustancias peligrosas - Parte B: Clase 5 - Sustancias corrosivas
  - Hipoclorito de sodio 10% (NaOCl)
  - Ácido sulfúrico 98% (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>)
  - Bisulfito de Sodio (NaSO<sub>3</sub>)
- Hazardous Materials Identification System (HMIS): Sustancias peligrosas - Sustancias corrosivas : Anti incrustante (Flocon 260).

Todas las sustancias antes mencionadas serán manejadas por empresas debidamente autorizadas según se indica en la hoja de seguridad de cada uno de estos productos en el Anexo 5 de la DIA.

### 3.3.3.6 Empleo en la operación

El personal considerado para la operación del proyecto es el siguiente: 1 Jefe de Planta , 1 Jefe Operación , 1 Jefe Mantención , 1 Secretaria , 1 Jefe Bodega , 1 Administrativo.

Todo el personal mencionado anteriormente trabajará en horario administrativo. El personal de turno constará de 5 operadores y 10 asistentes, totalizando 21 personas.

Por lo tanto, en total, la operación será llevada a cabo por alrededor de 21 personas, todas especializadas.

A los anteriores se debe agregar 10 personas como personal externo para servicios auxiliares, en labores tales como: Servicios de alimentación, Pintura , Jardinería , Transporte , Abastecimiento de materiales de oficina, Guardia de Seguridad y Otros.

Los horarios de trabajo durante la etapa de operación serán en turnos de ocho horas, conforme a la normativa laboral vigente.

### 3.3.4 Transporte y Vialidad

El petróleo diesel será transportado en camiones estanque por una empresa externa especializada desde Concepción (Ruta 5, Ruta O-97-N, camino interno) o alternativamente desde Chillán, dependiendo de la disponibilidad de combustible. La empresa externa que suministre el combustible deberá contar con las autorizaciones para la provisión de petróleo y que cumpla con toda la normativa ambiental que le sea aplicable.

El consumo de petróleo diesel de la turbina es de 39,7 m<sup>3</sup>/h, o 953 m<sup>3</sup>/día. La turbina contará con un estanque de almacenamiento de 4.000 m<sup>3</sup>, lo que permitirá tener una autonomía de operación de la turbina a plena capacidad durante 100 horas aproximadamente.

Los camiones típicos usados para transportar petróleo diesel, tienen una capacidad de 30 m<sup>3</sup>, por lo que se requiere 1,3 camiones por hora para proveer de petróleo diesel a la TRLG.

El sistema de descarga de camiones operará de forma manual-local, haciéndose funcionar una de las bombas de descarga mientras la segunda permanece como reserva. Las bombas tienen mandos independientes, obteniéndose con ello mayor confiabilidad en la función de respaldo.

La capacidad de cada bomba permitirá la descarga de un camión aljibe de transporte de petróleo diesel de 30 m<sup>3</sup> en un lapso de 15 minutos. Los camiones se ubicarán en bahías de descarga construidas con pavimento impermeabilizado, con pendientes adecuadas para conducir los eventuales derrames hasta el pozo de drenaje.

El acceso vial propuesto por el titular debe ser ingresado a la Dirección de Vialidad, Región del Biobío, en conjunto con toda la documentación necesaria para su evaluación, en donde se analiza primeramente su factibilidad y posteriormente su posible desarrollo.

### 3.3.5 Medidas de Control de Prevención de Riesgos y Control de Emergencias

El proyecto TRLG contará con un Plan de Prevención de Riesgos y Accidentes. Este Plan es parte integral del Reglamento Interno de Seguridad que cada una de las instalaciones de la compañía dispone por políticas de seguridad. El Plan considera el mantenimiento del recinto en condiciones adecuadas, esto es rutas de acceso en correctas condiciones, señalizaciones en cada una de las áreas del proyecto.

Se contempla instruir a los trabajadores e informar a las visitas en general sobre las vías de evacuación ante emergencias, informar sobre los lugares a los que se restringe el acceso a personas no autorizadas, el uso de protectores para el personal, entre otros.

De manera específica se consideran las siguientes medidas:

- El personal a contratar para manejar los camiones, buses o maquinarias necesarias en un área específica, será personal calificado, con licencia de conducir al día.
- Los vehículos que transporten maquinaria y materiales al área de trabajo contarán con las señalizaciones exigidas por la legislación chilena.
- El peso de los camiones cargados con equipos o materiales no deberá exceder los máximos permitidos de acuerdo a la ruta que se esté utilizando.
- El transporte de combustible, explosivos u otros materiales peligrosos se realizará de acuerdo a lo estipulado en la legislación chilena.
- Se llevará un registro en obra que permita cuantificar las cantidades recibidas, utilizadas y en stock. Asimismo, el transportista llevará un registro de las cantidades que transporta.
- El proyecto proveerá todos los recursos que aseguren un transporte adecuado para este tipo de elementos. A su vez, los caminos de acceso a las obras contarán con una señalización clara y visible, tanto para el día como para la noche.
- Se dispondrá de un área especial de almacenamiento para sustancias peligrosas, y residuos peligrosos según el D.S. 148/03 de Salud, el cual deberá estar debidamente señalizada y contará con las estructuras de contención para evitar potenciales derrames que impacten los suelos y las aguas, tanto superficiales como subterráneas, de las áreas adyacentes.
- Los tambores de combustibles y aceite se dispondrán sobre pallets de madera u otros dispositivos que eviten el contacto directo entre los tambores y el suelo.
- El experto de seguridad en faenas definirá un área, alrededor del área de almacenamiento de combustibles, donde esté expresamente prohibido encender fogatas, fumar, portar fósforos u otros elementos que produzcan chispas.
- Se dispondrá en los lugares de faena de los elementos mínimos para combatir fuegos pequeños, tales como extintores, mangueras, etc.; de acuerdo a las exigencias del Ministerio de Salud.
- Toda vez que sea necesario, se coordinará con los Municipios correspondientes el paso de grandes vehículos o maquinarias por las calles.

- La red de incendios es una unidad funcional de extinción de incendios que consiste en equipos detectores de humo; red de agua a presión; rociadores para los transformadores principales; equipos móviles de polvo químico seco y estático de CO<sub>2</sub> para el interior de la turbina y espuma física para el caso de incendio de combustibles y lubricantes. El sistema contempla 6 grifos en circuitos cerrados de agua, alimentados por una red subterránea de 250 mm de diámetro. Habrá una reserva permanente de 450 m<sup>3</sup> de agua para incendio en el estanque de 2.000 m<sup>3</sup> de agua cruda.
- En el diseño de los sistemas de seguridad y prevención de riesgos se han revisado las autorizaciones a proyectos similares en la Región del Bio Bío, y las disposiciones reglamentarias del SEREMI de Salud en estas materias.

El detalle de los planes de contingencia comprometidos por el titular se encuentra contenido en la DIA, en las adendas y, en resumen, en la sección 1.5.5 del Informe Consolidado de la Evaluación Ambiental (ICE), que forma parte integrante de esta resolución.

### 3.4 Principales Impactos Ambientales, Medidas de Control y de los planes de vigilancia ambiental en la Etapa de Construcción

Del análisis de toda la información disponible del proyecto, en el marco del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, se concluye lo siguiente:

#### 3.4.1 Impacto en la Calidad del Aire – Etapa de Construcción

Este impacto dice relación con la modificación que se producirá en la calidad del aire principalmente por el levantamiento de polvo y la generación de gases y material particulado producto del funcionamiento de motores y maquinarias en las obras y acciones del proyecto que involucren movimientos de tierra, excavaciones, transporte y pruebas operacionales. El impacto ocurrirá por un período corto y será reversible.

#### 3.4.2 Aumento en los niveles de ruido – Etapa de Construcción

El entorno del proyecto corresponde a un sector rural, con presencia habitacional en forma aislada. La Tabla 10 presenta los puntos más sensibles a las emisiones acústicas producto de la construcción y operación del proyecto. Las distancias indicadas están referidas al deslinde más cercano del predio de la Planta.

Tabla 10 Puntos medición de ruido - Entorno Proyecto TRLG

Punto	UTM Este	UTM Norte	Distancia Proyecto (m)	Descripción
A	740.176	5.891.205	737	Vivienda ubica en dirección Nor-Poniente. Sr. Felix Orequéz.
B	740.270	5.891.335	823	Vivienda ubica a un costado del camino Cabrero-Cholguán en dirección Nor-Poniente. Sra. Viviana Jiménez.
C	739.945	5.891.234	890	Vivienda ubica en dirección Nor-Poniente. Casas Profesores



				Talcahuano.
D	742.754	5.890.008	1685	Vivienda ubica en dirección Oriente, por camino de tierra, acceso por paradero puentes negros.
E	742.712	5.889.361	1829	Vivienda ubica en dirección Sur-Oriente, por camino de tierra, acceso por paradero puentes negros.
F	742.205	5.890.776	1350	Vivienda ubica en dirección Nor-Oriente. Sr. Sergio Echeverría.

Map Datum: WGS 84.

La Figura 3, presentada en la sección 1.6 del Informe Consolidado de la Evaluación Ambiental (ICE), que forma parte integrante de esta resolución, muestra la distribución de los receptores más cercanos al proyecto. Los puntos indicados como A hasta F corresponden a los receptores sensibles al ruido más cercanos al proyecto.

Los Niveles Equivalentes de ruido diurnos oscilan entre 44 y 65 dBA, mientras que los nocturnos entre 37 y 52 dBA, siendo en promedio 9 dBA menores a los diurnos. Las fuentes de ruido predominantemente son las típicas de áreas rurales como pájaros, animales domésticos, brisa del viento, etc., más el tráfico esporádico por la carretera Cabrero-Cholguán.

Los niveles de ruido proyectados durante la etapa de construcción, sobre puntos sensibles al ruido fluctúan entre 32 y 46 dBA.

En las Tablas 11 y 12 se evalúan los niveles de ruido estimados por las faenas de construcción, con respecto al límite diurno y nocturno establecido por el D.S.146/97 del MINSEGPRES.

Tabla 11. Evaluación de los niveles proyectados diurnos

Punto	Límite Diurno D.S.146/97 (dBA)	Nivel de ruido proyectado (dBA)
A	60	45
B	75	46
C	56	41
D	55	40
E	60	32
F	54	44

Tabla 12. Evaluación de los niveles proyectados nocturnos

Punto	Límite Nocturno D.S.146/97 (dBA)	Nivel de ruido proyectado (dBA)
A	51	45
B	62	46
C	48	41
D	49	40

E	51	32
F	47	44

En cualquier caso, los Niveles de ruido proyectados durante la etapa de construcción, deberán cumplir en todo momento con la normativa vigente, tanto en horario diurno como nocturno.

Se realizará un programa de seguimiento sobre las viviendas existentes en el entorno de la planta, indicándose de requerirse, medidas adicionales de control de ruido que permitan cumplir norma.

Mayor detalle de los efectos del proyecto sobre niveles de presión sonora percibidos por los receptores más sensibles y el plan de seguimiento propuesto se presentan en el Estudio de Impacto Acústico adjunto en el Anexo 6 de la DIA.

Para la etapa de Construcción, se deberá realizar como mínimo una medición en el periodo de mañana y otra en la tarde en los puntos A, D y F, definidos para el programa de seguimiento.

Respecto a la frecuencia del monitoreo, éste será mensual durante la etapa de construcción, a realizarse en día hábil, en ausencia de lluvia y velocidad de viento inferior a 5 m/s. Con la misma frecuencia se entrega un Informe del Monitoreo a la Autoridad Sanitaria con copia a la Dirección Regional de CONAMA.

### 3.4.3 Generación de Residuos Líquidos y Sólidos en Etapa de Construcción

En relación a las aguas servidas y lodos provenientes de los baños químicos o sistema de alcantarillado particular utilizados en la etapa de construcción, que la Autoridad Sanitaria deberá, de todas maneras aprobar en forma sectorial, no podrán ser descargados a ningún cuerpo de agua, sino serán manejados y dispuestos en un lugar autorizado por una empresa especializada, que se hará cargo de esta actividad.

Todo material que no sea utilizado será dispuesto en lugares autorizados sanitaria y ambientalmente por la autoridad competente. La basura domiciliaria será trasladada al lugar de disposición final autorizado. Los desechos que requieran un manejo especial serán entregados a empresas especializadas en el rubro para su procesamiento y disposición final.

En relación a los embalajes de madera, el proyecto dará cumplimiento al Decreto Ley N° 3.557/1981 del Ministerio de Agricultura, que establece disposiciones sobre Protección Agrícola, para evitar el ingreso de plagas y hongos cuarentenarios al país.

El titular declara que no existen causas naturales o artificiales al interior del predio donde se ubica el proyecto.

Se establecerá la prohibición de estacionamiento y mantención de camiones en las riberas de los cursos de agua cercanos (carga de combustible, cambios de aceite, reparaciones, mantención, lavado y aseo de maquinaria y vehículos, etc.)

Se establecerá la prohibición de la descarga de desechos de cualquier tipo al cauce de los canales existentes en las cercanías (materiales de desechos domiciliarios, residuos de construcción, etc.)

## 3.5 Principales Impactos Ambientales, Medidas de Control y de los planes de vigilancia ambiental en la Etapa de Operación

### 3.5.1 Impacto en la Calidad del Aire – Etapa de Operación

#### 3.5.1.1 Emisiones al aire autorizadas

Las emisiones a la atmósfera son función de los contaminantes del combustible y del resultado de la combustión. Considerando el gas natural como combustible, las emisiones principales son de NO<sub>x</sub>, CO e Hidrocarburos (HC), y pequeñas cantidades de MP10 del aire para el proceso de combustión. El gas natural no contiene azufre. Al usar petróleo diesel, las principales emisiones al aire son de SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, MP10, CO, y HC.

Una turbina de las características de este proyecto tiene un flujo másico de gases de escape de alrededor de 1.530.000 kg/h a 542 °C, con un flujo de vapor en los gases de unos 24.600 kg/h (7,8% en volumen). Para la TRLG se ha proyectado una chimenea de 25 m de altura y 5,7 m de diámetro interior en la parte superior.

En la Tabla siguiente se resumen las características emisoras declaradas para la operación de la TRLG con Petróleo Diesel grado B, peor caso desde el punto de vistas de las emisiones al aire. Estas emisiones fueron analizadas y modeladas en conjunto con las demás emisiones actualmente autorizadas en el sector para otros proyectos, con las cuales se realizó la evaluación de impacto en la calidad del aire considerando las condiciones sinérgicas de todos ellos.

Tabla 13. Parámetros de la fuente emisora autorizadas

Parámetro	Unidad	Turbina Los Guindos
Número de chimeneas	-	1
Altura chimenea	metros	25
Diámetro chimenea	metros	5.7
Temperatura de los gases	°C	539.4
Velocidad de los gases	m/s	37
Tasa de emisión de NO <sub>x</sub>	Kg/h	167.5
Tasa de emisión de SO <sub>2</sub>	Kg/h	23.1
Tasa de emisión de CO	Kg/h	33.0
Tasa de emisión de MP	Kg/h	5

Después de dos procesos de solicitudes de aclaraciones y rectificaciones en relación a la acreditación de cumplimiento de normas de calidad del aire, en la adenda N°2 de la DIA, se concluye que, el proyecto cumpliría con la normativa de calidad, considerando incluso los otros proyectos aprobados en la zona. Los antecedentes en detalle pueden encontrarse en Anexo 7 de la DIA, Anexo 3 de la Adenda N°1 y, especial y finalmente concluyente, en Anexo 1 de la Adenda N°2 de la DIA.

Con los antecedentes presentados durante el proceso de evaluación, se acredita el cumplimiento de las normas de calidad del aire.

El Proyecto Turbina de Respaldo Los Guindos no provocará efectos adversos significativos sobre la salud de la población ubicada en su entorno ni en la calidad de los recursos naturales renovables que existen al interior de su área de influencia.



### 3.5.1.2 Monitoreo de Emisiones y de Calidad del Aire durante la Operación

La emisión de gases de la turbina será medida en forma continua durante toda la vida útil del proyecto en chimenea, considerando los siguientes parámetros: temperatura y caudal de los gases, CO, CO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y HCT.

Para el caso de las emisiones de MP-10, se realizarán muestreos isocinéticos cada seis meses en la chimenea, los cuales serán remitidos a la COREMA Región del Bío Bío y la SEREMI de Salud en un plazo de 20 días después de haber realizado los muestreos, no obstante e independiente de lo anterior, se deberá dar cumplimiento íntegro al D.S. N° 138/2005 del MINSAL.

Por otro lado, según los resultados de las modelaciones de calidad del aire analizadas en la evaluación ambiental, los puntos de máximo impacto asociados a las emisiones atmosféricas provenientes del Proyecto Turbina de Respaldo Los Guindos se ubican en un radio de 5,6 kilómetros de su localización. Además, considerando el análisis de la ubicación de cada una de las estaciones monitoras existentes y comprometidas por los diferentes proyectos del sector, se concluye que dentro de los puntos de interés para considerar nuevas estaciones monitoras, asociadas a los impactos del proyecto, se encuentran en la localidad de El Progreso y en el sector sur de Los Guindos, coincidiendo que estos dos puntos corresponden a sectores sensibles a los contaminantes provenientes de las centrales en el área de estudio.

Considerando que el sector de Pemuco (más lejano a Charrúa hacia el noreste) se encuentra cubierto por uno de los componentes de la red de monitoreo de otro proyecto, se instalará una estación de monitoreo en la zona sur de Charrúa, sector que actualmente no se encuentra en monitoreo constante y que según la modelación de calidad de aire desarrollada, es la zona en la que se producen los puntos de máximo impacto para el NO<sub>2</sub>. Además se compatibilizará el monitoreo actual de SO<sub>2</sub> para dar cumplimiento a la norma secundaria del mismo contaminante.

Luego, la red de monitoreo meteorológica y de calidad del aire del Proyecto: "Turbina de Respaldo Los Guindos" estará constituida por dos estaciones:

Estación Charrúa Sur. Por su cercana ubicación a la TRLG, así como también por encontrarse en un sector en que se produce el punto de máximo impacto de NO<sub>2</sub>.

Estación El Progreso. Por su ubicación dentro del área de estudio, ya que representa un punto de interés dentro de la dispersión y la concentración de los contaminantes, particularmente por su actividad agrícola, y por lo mismo su significancia para la evaluación de normas secundarias.

De esta manera, la red de monitoreo de calidad del aire propuesto para la Turbina de Respaldo Los Guindos es el siguiente:

Tabla N° 14 Ubicación de las Estaciones para Turbina de Respaldo Los Guindos

Estación de Monitoreo	Coordenadas de Ubicación		Variables Monitoreadas
	UTM-N	UTM-E	
Charrúa Sur	5.885.806	740.784	DV, VV, TEMP, HR, PBAR, RAD, PP, PM10, SO <sub>2</sub> , CO, NO, NO <sub>2</sub> , O <sub>3</sub> , HCNM, PH en lluvia caída
			DV, VV, TEMP, HR, PBAR, RAD,

El Progreso	5.894.707	741.575	PP, PM10, SO <sub>2</sub> , CO, NO, NO <sub>2</sub> , O <sub>3</sub> , HCNM, PH en lluvia caída
-------------	-----------	---------	--

Donde: DV: Dirección del viento; VV: Velocidad del Viento; TEMP: Temperatura; HR: Humedad Relativa; PBAR: Presión Barométrica, RAD: Radiación Solar, PP: Precipitación, PM-10: Concentración de PM-10, SO<sub>2</sub>: Concentración de SO<sub>2</sub>, CO: Concentración de CO, NO: Concentración de NO, NO<sub>2</sub>: Concentración de NO<sub>2</sub>, O<sub>3</sub>: Concentración de O<sub>3</sub>, HCNM: Concentración de Hidrocarburos no Metánicos.

Las estaciones cuentan con un sistema de adquisición de datos que capturará la información instantánea del monitor y la traspassa a un computador. Cada estación contará con un libro de bitácoras en el que se anotan todas las actividades que se realizan rutinaria o esporádicamente, como las calibraciones y los diagnósticos de los monitores.

La frecuencia del monitoreo para los distintos parámetros monitoreados en la Red del Proyecto "Turbina de Respaldo Los Guindos" se presentan en la tabla siguiente:

Tabla N°15  
Frecuencia del Monitoreo

Parámetro	Frecuencia
SO <sub>2</sub>	Continuo
NO y NO <sub>2</sub>	Continuo
CO	Continuo
O <sub>3</sub>	Continuo
HCNM	Continuo
PM-10	Diario
Velocidad del viento	Continuo
Dirección del viento	Continuo
Temperatura	Continuo
Humedad Relativa	Continuo
Presión Barométrica	Continuo
Radiación	Continuo
Precipitación	Diario
Ph	Campañas mensuales durante el invierno

Las mediciones se realizarán en forma continua por toda la vida útil del proyecto, salvo que la Autoridad Ambiental, y a la luz de los resultados obtenidos, autorice otra cosa, en el sentido de disminuir o aumentar el número de estaciones, los parámetros monitoreados, y/o la localización de cada una de ellas.

Se implementará un sistema informático vía web que permita monitorear los resultados de la calidad del aire y meteorología en línea. Este sistema será de acceso público y su operatividad se detallará en conjunto con la Autoridad Sanitaria y CONAMA Bio Bío antes de la entrada en operación de la central.

No obstante lo anterior, los resultados, al mas detallado nivel temporal disponible, de cada una de las variables monitoreadas, tanto de calidad del aire, meteorológicas como de emisiones en chimenea, deberán ser enviados trimestralmente, 3 semanas después de finalizado cada trimestre, a la dirección Regional de CONAMA y a la Autoridad Sanitaria, con copia en formato electrónico del reporte y planilla de cálculo con los valores detallados. En cualquier caso, la forma, contenido y frecuencia de estos informes podrá ser acordado con la autoridad ambiental en cualquier momento.

Estos informes contendrán al menos los siguientes aspectos:

- Informe Meteorológico y de Calidad del Aire Estaciones Charrúa Sur y El Progreso.
- Informe Actividades de Mantenición y Calibración de la Red de Monitoreo "Turbina de Respaldo Los Guindos".

Se deberá también informar trimestralmente el detalle de los consumos y calidad de los combustibles que fueron necesarios para la operación del proyecto durante el periodo informado.

### 3.5.2 Aumento en los Niveles de Ruido – Etapa de Operación

#### 3.5.2.1 Antecedentes generales

Tal como se indica en la sección 1.6.2 del Informe Consolidado de la Evaluación (ICE), que forma parte integrante de esta resolución, el entorno del proyecto corresponde a un sector rural, con presencia habitacional en forma aislada. La Tabla 10 del ICE presenta los puntos más sensibles a las emisiones acústicas y la figura N°3, del mismo informe, presenta la distribución de ellos. Los niveles de ruido proyectados para la etapa de operación, sobre puntos sensibles al ruido fluctúan entre 30 y 41 dBA, por lo que se cumpliría con la normativa vigente, tanto en horario diurno como nocturno.

En las Tablas siguientes se presentan los niveles de ruido estimados para la operación del proyecto, con respecto al límite diurno y nocturno establecido por el D.S.146/97 del MINSEGPRES.

Tabla N°16 Evaluación de los niveles proyectados diurnos

Punto	Límite Diurno D.S.146/97 (dBA)	Nivel de ruido proyectado (dBA)
A	60	41
B	75	41
C	56	36
D	55	35
E	60	30
F	54	37

Tabla N°17. Evaluación de los niveles proyectados nocturnos

Punto	Límite Nocturno D.S.146/97 (dBA)	Nivel de ruido proyectado (dBA)
A	51	41

B	62	41
C	48	36
D	49	35
E	51	30
F	47	37

### 3.5.2.1 Plan de Vigilancia Ambiental de Ruido

Con el objeto de evaluar los niveles de ruido generados durante la construcción y operación del proyecto, se realizarán mediciones del Nivel de Presión Sonora Corregido (NPC) según la metodología establecida en el D.S.146/97 y de acuerdo al siguiente programa:

Tabla N°18 Programa de Monitoreo Acústico

Etapas	Período medición	Puntos	Frecuencia
Construcción TRLG	Diurno y nocturno	A, D y F	Mensual
Operación TRLG	Diurno y nocturno	A, D y F	Semestral el primer año y anual desde el segundo año

Se utilizará sonómetro integrador tipo 1 ó 2, con respuesta lenta y filtro de ponderación "A", que cumpla los requisitos establecidos en el Título IV Art. 7° del D.S.146/97.

Las mediciones deberán ser acompañadas de un informe técnico, el que deberá contener, al menos, lo siguiente:

- Individualización del titular de la fuente,
- Individualización del receptor,
- Hora y fecha de la medición,
- Identificación del tipo de ruido,
- Croquis o fotografía del lugar en donde se realiza la medición.
- Identificación de otras fuentes emisoras de ruido que influyan en la medición. Deberá especificarse su origen y características,
- Valores NPC obtenidos para la fuente fija emisora de ruido y los procedimientos de corrección empleados,
- Valores de ruido de fondo obtenidos, en el evento que sea necesario,
- Identificación del instrumento utilizado y su calibración,
- Identificación de la persona que realizó las mediciones.

En el caso que los resultados de las mediciones no cumplan con el límite del D.S.146/97 se deberán indicar las medidas adicionales de control para cumplir con la normativa.

Mayor detalle de los efectos del proyecto sobre niveles de presión sonora percibidos por los receptores más sensibles se encuentra en el Estudio de Impacto Acústico adjunto en el Anexo 6 de la DIA.

Se compararán los valores obtenidos con los niveles basales de ruido medidos en la Línea Base y con las campañas que históricamente se vayan registrando, con el objetivo de realizar un análisis de



tendencias y evaluar la necesidad de medidas de mitigación adicionales a las implementadas hasta el momento. En todo momento debe cumplirse con el D.S. N° 146/97.

### 3.5.3 Impactos Asociados a la Descarga de Residuos Líquidos

#### 3.5.3.1 Fuentes Residuos Líquidos

En el proceso se generan varios efluentes. En figura N°2 del ICE se presenta el diagrama de flujo de aguas del proyecto. A continuación, se indican las descargas máximas del proceso a plena carga.

· Separador Agua/Aceite	:	16,8 m <sup>3</sup> /día (0,194 l/s)
· Regeneración EDI	:	6,48 m <sup>3</sup> /día (0,075 l/s)
· Rechazo de los módulos OR	:	290,4 m <sup>3</sup> /día (3,361 l/s)
· Retrolavado de filtros	:	36 m <sup>3</sup> /día (0,417 l/s)
· Aguas servidas	:	8 m <sup>3</sup> /día (0,093 l/s)

**Total Residuos líquidos : 357,7 m<sup>3</sup>/día; (4,1 L/s)**

Los efluentes correspondientes a regeneración EDI son transportados a un Estanque de Neutralización, de capacidad de 100 m<sup>3</sup>, donde se ajusta el pH. Una vez neutralizados, son enviados al Estanque de Recepción de Efluentes, donde se juntan con todos los otros efluentes (Ver Anexo 10 Balance de Aguas). Desde este último estanque se descarga al Estero Los Guindos, mediante una tubería de 10 pulgadas de diámetro y de aproximadamente 1.075 m de largo, que se compone de un tramo subterráneo y otro en superficie de 935 y 140 metros respectivamente.

La descarga de 4,1 L/s cumplirá con el D.S. N° 90/00, MINSEGPRES, y la Norma Chilena de uso del agua para riego (NCh1333/Of.78). El titular declara que el Estero Los Guindos tiene un flujo mínimo del orden de 1000 L/s. El trazado de la descarga se presenta en el plano 433-1000-PD-001 en el Anexo 2 de la DIA.

En la Tabla siguiente se indican los Riles generados por el proyecto, en tanto que en la Tabla subsiguiente se indican los volúmenes diarios emitidos a la atmósfera como vapor de agua, desde el sistema de abatimiento de NOx.

Tabla N°19 Riles generados por el Proyecto

Neutralización EDI	Separador Aceite	Retrolavado Filtro	Rechazo OR	Aguas Servidas	Total	
m <sup>3</sup> /día	m <sup>3</sup> /día	m <sup>3</sup> /día	m <sup>3</sup> /día	m <sup>3</sup> /día	m <sup>3</sup> /día	L/s
6,48	16,8	36	290,4	8	357,7	4,1

Tabla N°20. Emisión de vapor de agua por el Proyecto

Emisión vapor de Agua por Abatimiento Emisiones NOx	
m <sup>3</sup> /h	m <sup>3</sup> /día

28	672
----	-----

En la Tabla siguiente se presenta una caracterización estimada del efluente final antes de su descarga al Estero Los Guindos. Se aprecia que el efluente tratado a descargar cumplirá con la normativa aplicable, vale decir la Tabla 1 del D.S. N° 90/00 de MINSEGPRES y la Norma chilena de Riego NCh N° 1.333.

Tabla N° 21. Caracterización del efluente generado por el Proyecto

Componente	Unidad	Expresión	Valor estimado	Tabla 1 D.S. N° 90	NCh 1333
Aceites y Grasas	mg/L	A y G	< 1	20	---
Aluminio	mg/L	Al	< 0,01	5	5
Arsénico	mg/L	As	< 0,006	0,5	0,1
Bario	mg/L	Ba	< 4	---	4
Boro	mg/L	B	0,22	0,75	0,75
Cadmio	mg/L	Cd	< 0,01	0,01	0,01
Cianuro	mg/L	CN <sup>-</sup>	< 0,05	0,2	0,2
Cloruros	mg/L	Cl <sup>-</sup>	90,2	400	200
Cobalto	mg/L	Co	< 0,05	---	0,05
Cobre total	mg/L	Cu	0,01	1	0,2
Coliformes fecales o Termotolerantes	NMP/100 ml	Coli/100 ml	23	1000	1000
Índice de Fenol	mg/L	Fenoles	0,0017	0,5	---
Cromo hexavalente	mg/L	Cr <sup>6+</sup>	< 0,01	0,05	---
DBO <sub>5</sub>	mg/L	DBO <sub>5</sub>	3,5	35	---
Fluoruro	mg/L	F <sup>-</sup>	0,12	1,5	1
Fósforo	mg/L	P	< 0,01	10	---
Hidrocarburos	mg/L	HF	< 1	10	---
Hierro disuelto	mg/L	Fe	< 0,03	5	5
Litio	mg/L	Li	< 0,075	---	0,075
Litio (cítricos)	mg/L	Li	< 0,075	---	0,075
Manganeso	mg/L	Mn	0,2	0,3	0,2
Mercurio	mg/L	Hg	< 0,001	0,001	0,001
Molibdeno	mg/L	Mo	< 0,01	1	0,01
Níquel	mg/L	Ni	0,03	0,2	0,2
Nitrógeno total Kjeldahl	mg/L	NKT	0,24	50	---
Pentaclorofenol	mg/L	C <sub>6</sub> OHCl <sub>5</sub>	< 0,001	0,009	---
pH	---	pH	6,5 - 8,0	6,0 - 8,5	5,5 - 9,0
Plata	mg/L	Ag	< 02	---	0,2
Plomo	mg/L	Pb	< 0,002	0,05	5
Poder espumógeno	mg/L	PE	< 1	7	---
Selenio	mg/L	Se	< 0,004	0,01	0,02
Sodio Porcentual	%	Na%	< 35	---	35
Sólidos Suspendidos Totales	mg/L	SS	< 10	80	---
Sulfatos	mg/L	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	200	1000	250

Sulfuros	mg/L	S <sup>2-</sup>	< 0,5	1	---
Temperatura	°C	T°	18	35	---
Tetracloroetano	mg/L	C <sub>2</sub> Cl <sub>4</sub>	< 0,01	0,04	---
Tolueno	mg/L	C <sub>6</sub> H <sub>5</sub> CH <sub>3</sub>	< 0,1	0,7	---
Triclorometano	mg/L	CHCl <sub>3</sub>	< 0,01	0,2	---
Vanadio	mg/L	V	< 0,1	---	0,1
Xileno	mg/L	C <sub>6</sub> H <sub>4</sub> C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	< 0,1	0,5	---
Zinc	mg/L	Zn	0,15	3	---

En el Anexo N° 1 de la Adenda N°1, se presenta el Plano N° 433-1000-GA-001-Rev, en donde se muestran las redes de cauces naturales y artificiales en el área de emplazamiento e influencia del proyecto. En este plano se aprecian 3 esteros y 3 canales: Esteros Los Guindos, Las Islas y Batuco, y los canales Zañartu, La Colonia y subderivado la Colonia.

El proyecto no interfiere con ninguno de los cauces mencionados, salvo en el caso del Estero Los Guindos, donde se realiza la descarga de los efluentes de acuerdo a la normativa vigente cumpliendo con el D.S. N° 90/00, MINSEGPRES, que regula las descargas de residuos líquidos a aguas continentales y superficiales y la Norma Chilena de uso del agua para riego (NCh1333/Of.78). Cabe destacar que el Estero Los Guindos tiene un flujo mínimo del orden de 1.000 L/s. El trazado de la descarga se presenta en el plano 433-1000-PD-001 en el Anexo 1 de la Adenda N°1 a la DIA. Según se aprecia en este plano, la cañería atraviesa el Canal Zañartu (en forma elevada para no interferir el cauce del canal) para posteriormente descargar en el Estero Los Guindos.

La autorización expresa de la Asociación de Canalistas, para efectuar la descarga de los RILES al Estero Los Guindos, se presentará en conjunto con el aviso de inicio de la operación del sistema de tratamiento de RILES del proyecto.

Las obras de descarga al Estero Los Guindos se presentan en el Plano 433-1000-PD-001 del Anexo 2 de la DIA, mientras que el Balance de Aguas se presenta en el Anexo 3 de la DIA.

No se efectuará ningún tipo de descarga durante los períodos en que el Estero Los Guindos no conduce aguas, ya que el caudal disponible para dilución es nulo según se establece en el D.S. N° 90/2000, por lo anterior el titular se compromete a disponer de estanques ecualizadores cuyas dimensiones sean las apropiadas para acumular los volúmenes de los efluentes en los períodos en que el canal esté fuera de servicio.

Se deberá tramitar la autorización sectorial para el proyecto de modificación del cauce receptor asociado a la obra de descarga, de la Dirección General de Aguas, de acuerdo a lo establecido en los artículos 41 y 171 del Código de Aguas.

Respecto a la Planta de Tratamiento de Aguas Servidas:

El Proyecto cuenta con una Planta de tratamiento de Aguas Servidas del tipo Ecojet, de 8.000 L/día, con capacidad para atender a una dotación de 40 personas, es decir, es equivalente a la producción de agua potable. En este modelo de planta la producción de lodos es mínima pues

estos se convierten en sales en el traspaso entre el estanque de aireación y la cámara de sedimentación. Existe una etapa de pre-tratamiento en la cual quedan atrapados todos los elementos no biodegradables (arena, plásticos, etc.), la cual deberá ser limpiada a lo más una vez al año, para llevarlo a un depósito autorizado. Este tipo de planta es de tipo prefabricada, existente en el mercado, de amplio uso y cumple con la normativa Chilena.

El diseño y proceso de estas plantas garantiza que las aguas tratadas cumplan con la norma de riego NCh 1.333 y el D.S. 90/2000. Las aguas servidas tratadas son enviadas a la pileta colectora (Estanque de recepción de Efluentes), desde donde son conducidas para su descarga al Estero Los Guindos.

El ingreso de las aguas servidas a la planta de tratamiento será en forma gravitacional desde una última cámara de inspección. El efluente será entregado desde la planta de tratamiento (clorado y decolorado) gravitacionalmente a su disposición final, con los siguientes parámetros de proceso:

- DBO5 : < 35 ppm promedio mensual
- Sólidos Suspendidos : < 80 ppm promedio mensual
- Coliformes Fecales : < 1000 NMP/100 ml

Los lodos producidos en la Planta de Tratamiento de Aguas Servidas, serán extraídos anualmente, por un camión limpia fosas que posea las autorizaciones correspondientes.

En el Anexo 4 de la DIA se presentan las características técnicas y especificaciones de la Planta de Tratamiento de Aguas Servidas.

### 3.5.3.2 Plan de Seguimiento Ambiental RILES y Cuerpo Receptor

El punto de monitoreo del efluente a descargar será en una cámara de muestreo habilitada exclusivamente para estos fines, que se encontrará en las siguientes coordenadas UTM, Este: 741.147 y Norte: 5.891.167. La mencionada cámara cumplirá todos los requisitos estipulados en el D.S. 90/2000 y será de fácil acceso para el personal y para la instalación de los equipos de laboratorio. El procedimiento de muestreo se realizará de acuerdo a la NCh 411/10 Of2005.

La autorización expresa de la Asociación de Canalistas, para efectuar la descarga de los RILES al Estero Los Guindos, se presentará en conjunto con el aviso de inicio de la operación del sistema de tratamiento de RILES del proyecto.

Las obras de descarga al Estero Los Guindos se presentan en el Plano 433-1000-PD-001 del Anexo 2 de la DIA, mientras que el Balance de Aguas se presenta en el Anexo 3 de la DIA.

El titular deberá avisar a la SISS con 90 días de anticipación, el inicio de la operación de su sistema de tratamiento de RILES, de acuerdo al formato de aviso que se encuentra en la página web [www.siss.cl](http://www.siss.cl)

Los parámetros que serán considerados en la medición serán los especificados en la Tabla 1 del D.S. N° 90/00 y los de la Norma Chilena NCh1333/Of78, agua con fines de regadío, considerando que el efluente será descargado en un cauce natural, correspondiente al Estero Los Guindos.



En cada oportunidad en que se recoja una muestra del efluente, se levantará una ficha indicando la fecha, persona que efectuó el muestreo y otros antecedentes que se estimen relevantes en ese momento, entre los cuales se cuenta, registrar la temperatura del efluente.

Además de lo anterior, el proyecto deberá considerar un monitoreo diario del caudal, cloro libre residual en el efluente y de pH. Se presentará un informe mensual a la SISS con los resultados de las mediciones y la variación histórica que se haya registrado a la fecha.

En forma adicional al monitoreo de la calidad de la descarga, el titular se compromete a efectuar muestreos trimestrales de la calidad de las aguas del Estero Los Guindos en un punto definido a 100 metros de la descarga de los efluentes del Proyecto.

Se presentará un informe Trimestral a la autoridad ambiental con los resultados de las mediciones y la variación histórica que se haya registrado a la fecha.

La empresa encargada del muestreo y análisis del efluente estará debidamente autorizada por la SISS.

El procedimiento de muestreo debe realizarse de acuerdo a la NCh 411/10 Of2005.

### **3.5.3.3 Plan de seguimiento nivel del acuífero**

Se deberá desarrollar un monitoreo del nivel freático con el objetivo de confirmar que el impacto provocado por la explotación del acuífero será mínimo, y que los usuarios actuales y futuros de las aguas subterráneas en el entorno del proyecto no se verán afectados.

Para ello se llevará un registro de los niveles indicados de cada uno de los puntos de extracción. Este monitoreo será semestral durante toda la vida útil del proyecto y los registros que dan cuenta de esta actividad serán enviados con la misma periodicidad a la Dirección General de Aguas y a la Dirección Regional de CONAMA.

En cualquier caso, la autoridad ambiental se reserva el derecho de reubicación de los puntos que serán propuestos por el titular.

### **3.5.4 Otros Residuos durante la Operación**

El Proyecto generará otros tres tipos de residuos en la Etapa de Operación: residuos sólidos asimilables a domésticos, lodos de la Planta de Tratamiento Aguas Servidas y esporádicamente residuos industriales peligrosos por actividades de mantención.

Los residuos asimilables a domésticos corresponderán a restos de comida, envases, papeles, plásticos, latas y botellas de vidrio, entre otros. Estos residuos serán recolectados y acumulados transitoriamente, para posteriormente ser retirados semanalmente por empresas autorizadas para tal efecto y dispuestos en el relleno sanitario autorizado sanitaria y ambientalmente.

Los lodos generados por la planta de tratamiento de aguas servidas, serán extraídos anualmente por un camión limpia fosas que posea las autorizaciones correspondientes. La generación máxima de lodos sería 34,6 kg/mes; considerando para la capacidad total de tratamiento para 8 m<sup>3</sup>/d, y considerando:

· Carga DBO per cápita	:	36 gr/habitante * día
· Carga DBO	:	1,44 kg/día
· Tasa de producción de lodos	:	0,8 kg/kg DBO
· Producción de lodos	:	34,6 kg/mes

Adicionalmente se generarán esporádicamente por las actividades de mantención, residuos industriales peligrosos correspondientes a aceites y solventes usados, así como elementos contaminados con aceites, envases de productos químicos, entre otros. Estos se manejarán adecuadamente en una bodega de Residuos Industriales Peligrosos, según lo establecido en el DS 148/03 del MINSA, Reglamento Sanitario sobre Manejo de Residuos Peligrosos, la disposición final se efectuará en sitios debidamente autorizados por la SEREMI de Salud.

#### Lodos Provenientes de Torres de Refrigeración

Producto de la operación del Sistema de Tratamiento de Efluentes considerado por el Proyecto TRLG se generarán residuos sólidos, los cuales serán caracterizados física y químicamente durante la operación del proyecto y en función de los resultados de dicha caracterización estos residuos se dispondrán de acuerdo a la normativa vigente. Se estima que esta actividad se realizará cada dos años.

Esta Caracterización físico-química deberá realizarse una vez que se efectúe una extracción de lodos, la que deberá realizarse dentro de los primeros 2 años desde la puesta en marcha de la TRLG y los resultados deberán ser remitidos en esa oportunidad a la dirección Regional de CONAMA y a la Autoridad Sanitaria de la Región del Bío Bío, con copia en formato electrónico del reporte.

4. Que sobre la base de lo señalado en la Declaración de Impacto Ambiental, el Informe Consolidado Final, los demás antecedentes que obran en el expediente y de lo considerado por esta Comisión, se concluye que:

4.1 El Proyecto "TURBINA DE RESPALDO LOS GUINDOS", cumple con todos los requisitos aplicables respecto de la normativa de carácter ambiental. Dicha normativa está descrita en la siguiente tabla:

Tabla N°22  
Normativa ambiental aplicable al proyecto "TURBINA DE RESPALDO LOS GUINDOS"

Constitución Política de la República de Chile. Artículos 19 número 8 y 24.	Establece la garantía constitucional a vivir en un medio ambiente libre de contaminación. Dispone que por ley pueden establecerse limitaciones y obligaciones que deriven de la función ambiental de la propiedad. Establece que por ley pueden establecerse restricciones específicas al ejercicio de determinados derechos o libertades para proteger el medio ambiente.	El proyecto se ajustará a las disposiciones de la Constitución. El sometimiento del proyecto al SEIA para su evaluación y aprobación aseguran el cumplimiento de las garantías constitucionales correspondiente.
Ley N°19.300 sobre Bases Generales del Medio Ambiente y los siguientes reglamentos: Reglamentos del Sistema de	Establece el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental. Contempla el procedimiento para generar normas de calidad ambiental,	La realización de esta DIA y su sometimiento al SEIA para su evaluación y aprobación da cuenta del cumplimiento de esta legislación.

20/04/13

Documento - 9f/fe/508c44941a0deffb17f306bd3645ed9672cc

<p>Evaluación de Impacto Ambiental (D.S N°.95/01 del MINSEGPRES)</p> <p>Reglamento para la dictación de las normas de calidad ambiental y de emisión (DS. N° 93/95 del MINSEGPRES)</p> <p>Reglamento que fija el procedimiento y etapas para establecer planes de prevención y descontaminación (DS. N° 94/95 del MINSEGPRES)</p>	<p>dictar normas de emisión, declarar zonas saturadas o latentes y elaborar planes de Descontaminación o prevención.</p> <p>Dispone que quién cause daño ambiental deberá responder por el mismo.</p>	
<p>Código Sanitario (DFL N° 725/67) Título II "De la higiene y seguridad del ambiente".</p> <p>Artículos 69 y siguientes.</p>	<p>Establece normas sobre procedimientos y autorizaciones o permisos de funcionamiento de establecimientos industriales, en el marco de sus competencias sanitarias.</p> <p>Establece normas sobre el uso sanitario de las aguas.</p> <p>Establece normas sobre desperdicios y basuras.</p> <p>Establece la obligación de tramitar un informe sanitario favorable para la instalación de industrias, previo a la obtención de patente municipal.</p> <p>Establece normas relativas a la contaminación del aire y de los ruidos y vibraciones.</p> <p>Establece normas sobre sustancias tóxicas o peligrosas para la salud.</p>	<p>Los antecedentes entregados en esta evaluación ambiental permiten asegurar el cumplimiento de este decreto tanto en la etapa de construcción como de operación.</p>
<p>D.S. N° 594/00 Reglamento sobre Condiciones Sanitarias Ambientales Básicas en los Lugares de Trabajo</p>	<p>Reglamento sobre Condiciones Sanitarias y Ambientales Básicas en los Lugares de Trabajo. Este reglamento establece las condiciones sanitarias y ambientales básicas que deberá cumplir todo lugar de trabajo, sin perjuicio de la reglamentación específica que se haya dictado o se dicte para aquellas faenas que requieren condiciones especiales.</p> <p>Establece, además, los límites permisibles de exposición ambiental a agentes químicos y agentes físicos, y aquellos límites de tolerancia biológica para trabajadores expuestos a riesgo ocupacional.</p>	<p>Los antecedentes entregados en esta evaluación ambiental permiten asegurar el cumplimiento de este decreto tanto en la etapa de construcción como de operación.</p> <p>En particular, durante la construcción y más tarde en la operación, todo el personal será provisto de equipos personales de protección contra ruido, además de que el equipo cumpla con las normas vigentes establecidas por la Normativa .</p>
<p>Decreto con Fuerza de Ley N° 3.557, de 1981, del Ministerio de Agricultura. Establece Disposiciones sobre Protección Agrícola</p> <p>Resolución N° 1.826 Exenta, de 1994, del Servicio Agrícola Ganadero.</p>	<p>Establece la obligación general de adoptar medidas que eviten la contaminación de los recursos agrícolas, las que pueden estar asociadas al aire, agua o suelo.</p> <p>El artículo 11 dispone que los establecimientos industriales o cualquier otra entidad que manipule productos susceptibles de contaminar la agricultura deberán adoptar las medidas que sean procedentes a fin de evitar o impedir la contaminación.</p> <p>Establece regulaciones cuarentenarias</p>	<p>El cumplimiento de este decreto es consecuencia directa del cumplimiento de todas aquellas normativas asociadas a la calidad del aire y protección de los recursos naturales (aire, suelo, agua).</p> <p>El Proyecto considera la internación al país de diversos equipos y materiales requeridos en la fase de</p>

	<p>para el ingreso de embalajes de madera.</p> <p>Dispone, en lo pertinente el punto 1º, de esta resolución que las maderas de los embalajes utilizados en el transporte de cualquier clase de mercadería que ingrese al país, deberán encontrarse libres de corteza, de insectos y de daños producidos por éstos.</p> <p>Por su parte, el punto 2º confiere facultades de inspección a los inspectores del Servicio Agrícola y Ganadero respecto de cualquier medio de transporte, partida o embalaje de madera proveniente del extranjero, a objeto de determinar su estado fitosanitario.</p>	<p>construcción, por lo que las disposiciones de esta resolución resultarán aplicables.</p> <p>En virtud de la Ley de Protección Agrícola y Resol. N° 1826 y D.S. N°3557, el titular deberá informar oportunamente al SAG cuando lleguen los contenedores con equipos con la finalidad de que estos realicen las inspecciones respectivas.</p>
D.S. N° 48/84 del Ministerio de Salud, Reglamento de Calderas y Generadores de Vapor.	Condiciones generales de construcción, instalación, mantención, operación y seguridad que deberán reunir todas las calderas en que se generen fluidos a temperaturas y presiones superiores a la atmosférica, ya sean móviles o estacionarias. Corresponderá a la Autoridad Sanitaria regional fiscalizar y controlar el cumplimiento de las disposiciones de este Reglamento, todo ello de acuerdo con las normas e instrucciones generales que imparta el Ministerio de Salud.	Los antecedentes entregados en esta evaluación ambiental permiten asegurar el cumplimiento de este decreto. Se exigirá de manera contractual a la empresa contratista correspondiente el cumplimiento de los aspectos establecidos en este decreto, en lo que se refiere a construcción e instalación. Durante la operación se realizarán las mantenciones respectivas además de respetarse las condiciones de operación y seguridad especificadas a cada caso.
Cuerpo Legal: DS N°735/1969 Requisitos del agua para consumo humano y DS N°594/1999 del Ministerio de Salud.	<p>El titular deberá mantener en el lugar de los trabajos y durante toda la etapa de construcción y operación, el suministro de agua potable con una dotación mínima de 100 litros de agua por persona y por día, la que deberá cumplir los requisitos físicos, químicos, radioactivos y bacteriológicos establecidos en la NCh N° 409, según lo establecido en los art. 12,13,14 y 15 del DS N°594/99 modificado por el DS N°201/01, ambos del Ministerio de Salud</p> <p>En el caso de tener asociado un sistema de captación de agua particular. Presentar ante el Servicio de Salud correspondiente, el proyecto de abastecimiento particular para su aprobación, en cuyo momento deberá adjuntar los resultados del análisis del agua de la fuente de captación, para la totalidad de sus parámetros físicos, químicos, radioactivos y bacteriológicos. Asimismo el titular</p>	<p>Los antecedentes entregados en esta evaluación ambiental permiten asegurar el cumplimiento de este decreto tanto en la etapa de construcción como de operación. El agua potable para consumo humano durante la construcción será envasada y deberá ser provista por empresas autorizadas para ello.</p> <p>El agua potable será obtenida de planta propia de potabilización, para lo cual se dispondrá de un estanque de almacenamiento con monitoreo de cloro libre.</p> <p>Durante la etapa de construcción, la Autoridad Sanitaria considera que la solución sanitaria propuesta para la disposición de aguas servidas debe ser o tener la característica de permanente vía sistema particular de alcantarillado (en proyectos que duren más de seis meses de</p>

	debe solicitar ante este servicio, la respectiva autorización de funcionamiento de las obras una vez construido el sistema particular, para dar cumplimiento a lo establecido en el DS N°594/99 modificado por el DS N°201/01.)	duración), el cual debe ser autorizado por la Autoridad Sanitaria Región del Biobío, Oficina Provincial Biobío. No se acepta la solución de retretes químicos.
Resolución Exenta N° 610, de 1982, de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.	Resolución que prohíbe el uso de bifenilos – policlorinados (PCBs) en equipos eléctricos.	No se autoriza el uso de PCBs en ninguno de los equipamientos.
Decretos Supremos N°90 de 1996 y N°29 de 1986, ambos del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción,  D.S. N° 379/85, Ministerio de Economía Fomento y Construcción.  D.S. N°222/96 Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción.	Aprueban Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento, Refinación, Transporte y Expendio de Combustibles Líquidos derivados del petróleo y Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento, Transporte y Expendio de Gas Licuado, destinados a Consumos Propios, respectivamente.  Requisitos mínimos de seguridad para el almacenamiento y manipulación de combustibles líquidos derivados del petróleo, destinados a consumos propios.  Reglamento de Instalaciones interiores de gas (D.O. 25.04.96), Mod por D.S. N°78 de 1998	El diseño de los estanques y los procedimientos de manejo cumplirán con lo establecido en este decreto y se elaboran los respectivos Reglamentos de Seguridad los que serán debidamente presentados a la SEC. Se presentarán los antecedentes señalados a la SEC.  Las instalaciones de gas y red de cañerías al interior del predio serán responsabilidad del Proyecto, para lo cual se presentará a la SEC una Declaración emitida por profesional competente.  Todas las instalaciones y obras eléctricas, de gas y combustibles líquidos asociados al proyecto deberán ser comunicadas y/o declaradas en la Dirección Zonal de la SEC en forma previa a su puesta en servicio, a través de los profesionales correspondientes.
D.S. N° 146/97 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia de la República	Norma de emisión de ruidos molestos generados por fuentes fijas artículo primero, numerales 3 y 5. Establece los niveles de presión sonora máximos permitidos de emitir por una fuente fija para áreas urbanas y zonas rurales. Este parámetro será medido donde se encuentre el receptor.	Los antecedentes entregados en esta evaluación ambiental permiten asegurar el cumplimiento de este decreto tanto en la etapa de construcción como de operación. Existirá plan de vigilancia de acuerdo a lo estipulado en la sección correspondiente de este documento.
DFL N° 458/76 Ley General de Urbanismo y Construcciones. (L.G.U.C)	El Art. 55 de la L.G.U.C establece la prohibición de destinar los suelos rurales a fines diversos de la agricultura, salvo para levantar construcciones necesarias para la explotación agrícola del inmueble o para las viviendas del propietario del mismo y de sus trabajadores, o para la construcción de conjuntos habitacionales de viviendas sociales o de viviendas de hasta un valor de 1000 UF que cuenten con los requisitos para obtener subsidios del Estado.  Su inciso cuarto establece que “las	El proyecto requiere permiso de cambio de uso de suelo ( Art. 96 del DS N°95/01 del MINSEGPRES.).  El diseño y técnicas constructivas que se emplazarán en el Proyecto consideran las disposiciones de estas normativas.  Los antecedentes emanados del proceso de evaluación ambiental en el SEIA permiten asegurar el cumplimiento de estas normativas, en particular la autorización o permiso de cambio de uso de suelo ( Art. 96 del DS N°95/01 del MINSEGPRES.).



<p>DS N° 47/92 del Ministerio de Vivienda y Urbanismo. Ordenanza General de Urbanismo y Construcciones.</p>	<p>construcciones industriales, de equipamiento, turismo y poblaciones fuera de los límites urbanos, requerirán previamente a la aprobación correspondiente de la Dirección de Obras Municipales, del informe favorable de la Secretaría Regional del Ministerio de Vivienda y Urbanismo y del Servicio Agrícola y Ganadero que corresponda".</p> <p>El artículo 4.14.2 dispone que los establecimientos industriales o de bodegaje son calificados caso a caso por el Servicio de Salud Competente en consideración a los riesgos que éste pueda ocasionar a sus trabajadores, vecindario o comunidad.</p> <p>Establece disposiciones técnicas sobre la urbanización y edificación. (materiales, diseño, condiciones de seguridad, etc.) y los procedimientos administrativos asociados.</p> <p>Establece disposiciones sobre la contaminación por faenas de la construcción..</p>	<p>Se deberá entregar al Director de Obras Municipales, previo al inicio de la obra, un programa de trabajo de ejecución de las obras que contenga los siguientes antecedentes: - Horarios de funcionamiento de la obra. - Lista de herramientas y equipos productores de ruidos molestos, con indicación de su horario de uso y las medidas consideradas. - Nombre del constructor.</p> <p>Se regará el terreno durante períodos secos en que se realicen las obras; Se dispondrá de accesos a las faenas que cuenten caminos estables. Se transportarán los materiales en camiones con la carga cubierta; Se mantendrá la obra aseada y sin desperdicios mediante la colocación de recipientes recolectores.</p>
<p>DS N°75/1.987 "Establece condiciones para el Transporte de Carga que indica" del MINTRATEL</p> <p>D.S. N° 298, de 1994, del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones, modificado por Decreto Supremo N° 235, de 4 de septiembre de 1995, del mismo</p> <p>Cuerpo legal: DS N°158/80 "Fija el peso máximo de los vehículos que pueden circular por caminos públicos"</p> <p>Resolución N°11/1.991 "Establece las Dimensiones</p>	<p>Art 2, los vehículos que transporten desperdicios, arenas, ripio, tierra u otros materiales, ya sean sólidos, o líquidos, que puedan escurrirse y caer al suelo estarán contruidos de forma que ello no ocurra por causa alguna. En las zonas urbanas, el transporte de materiales que produzcan polvo, tales como escombros, cemento, yeso, etc., deberá efectuarse siempre cubriendo total y eficazmente los materiales con lona o plásticos de dimensiones adecuadas, u otro sistema, que impida su dispersión al aire.</p> <p>Reglamenta el Transporte de Cargas Peligrosas por Calles y Caminos. Establece algunas disposiciones de tipo ambiental respecto de los caminos Públicos.</p> <p>Con el objeto de evitar el deterioro prematuro del pavimento de calles y caminos, la Dirección de Vialidad del Ministerio de Obras Públicas por medio del presente Decreto Supremo, estableció los límites de peso máximo por ejes con que los vehículos de carga podrán circular por los caminos del país. Asimismo, establece que para transportar carga indivisible con peso bruto superior a 45 toneladas debe solicitar permiso especial en la</p>	<p>Los antecedentes entregados permiten asegurar el cumplimiento de estas normativas.</p> <p>Aunque el Proyecto no contempla la utilización de transporte en forma directa, podrá transportarse a través de contratistas, en los términos autorizados por la autoridad competente.</p> <p>El transporte de materiales e insumo estará a cargo de empresas especializadas, las que de manera contractual deberán acreditar el cumplimiento de estas normativas. Se informarán y solicitarán los permisos necesarios para realizar transporte de carga que sobrepase las dimensiones establecidas.</p> <p>Se solicitarán los permisos respectivos para transportar cargas que excedan los pesos máximos permitidos (Dirección de Vialidad del MOP y Carabineros de Chile).</p>

<p>Máximas de los vehículos que indica"</p> <p>DFL N°850/1998 Ley Orgánica del MOP</p>	<p>Dirección de Vialidad.</p> <p>En protección del tráfico seguro y expedito, y de la infraestructura vial, esta resolución dispone que los vehículos que circulen por la vía pública no podrán exceder de las siguientes dimensiones, descontando espejos retrovisores exteriores y sus soportes:</p> <p>La Dirección de Vialidad podrá autorizar la colocación de cañerías de agua potable y desagüe, las obras sanitarias, los canales de riego, las postaciones con alambrado telefónico, etc.</p>	<p>El transporte, manipulación y almacenamiento de las sustancias peligrosas será externalizado a una empresa especialista que cuente con todas las autorizaciones respectivas.</p> <p>El titular de este proyecto será el responsable del cumplimiento de estas normativas por parte de cada una de las empresas contratistas.</p>
<p><u>Sobre Emisiones Atmosféricas:</u></p> <p>D.S. N°144/61 - Ministerio de Salud, 1961.</p> <p>DS N°59/98 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, calidad del aire PM10 modificado por el D.S. N°45, 23 marzo 2001.</p> <p>D.S. N°112/02 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, calidad del aire O3</p> <p>D.S. N°113/02 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, calidad del aire SO2</p> <p>D.S. N°114/02 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, calidad del aire NO2</p> <p>D.S. N°115/02 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, calidad del aire CO.</p> <p>D.S. N°136/00 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, calidad del aire Plomo.</p> <p>D.S. N°185/91 del Ministerio de Minería</p> <p>Decreto Supremo N°138/05 del</p>	<p>Dispone que los gases, vapores, humos, polvo, emanaciones o contaminantes producidos por cualquier establecimiento industrial, deben ser captados o eliminados, de manera que no causen peligros, daños o molestias en el vecindario. Prohíbe la incineración de desperdicios, confiere a los Servicios de Salud facultad para calificar, especificar los medios, obras para evitar peligros, daños o molestias.</p> <p>Normas de calidad del aire para los contaminantes que indica.</p> <p>Normas de calidad del Aire vigentes en Chile.</p> <p>Reglamenta establecimientos emisores de SO2, PM10 y Arsénico.</p> <p>Establece obligación de declarar emisiones que indica</p>	<p>Después de dos procesos de solicitudes de aclaraciones y rectificaciones en relación a la acreditación de cumplimiento de normas de calidad del aire, en la adenda N°2 de la DIA, se concluye que, el proyecto cumpliría con la normativa de calidad, considerando incluso los otros proyectos aprobados en la zona. Los antecedentes en detalle pueden encontrarse en Anexo 7 de la DIA, Anexo 3 de la Adenda N°1 y, especial y finalmente concluyente, en Anexo 1 de la Adenda N°2 de la DIA.</p> <p>Se presentan los Informes de Modelación, Monitoreo de Meteorología y de Calidad del Aire. Se desprende que el proyecto no provocará efectos adversos significativos sobre la calidad del aire de su entorno, toda vez que las concentraciones ambientales no superarán las normas de calidad del aire vigentes.</p> <p>Se realizará medición de los niveles de emisión de los parámetros O2, T°, NOx, SO2, CO, CO2 y HCT, en forma continua, en chimenea de salida de gases de combustión. Además, se deberán realizar al menos dos (2) mediciones isocinéticas de material particulado al año, una en temporada estival y otra en invierno.</p> <p>Se realizará monitoreo de la meteorología y calidad del aire desde el inicio de la operación del Proyecto. La red de monitoreo meteorológica y de calidad del aire estará constituida por dos estaciones y se implementará un sistema informático vía web que permita monitorear los resultados de la calidad del aire y meteorología en línea.</p>

20/04/13

Documento - 9f/fe/508c44941a0deffb17f306bd3645ed9672cc

Ministerio de Salud"		En resumen, los antecedentes entregados permiten asegurar el cumplimiento de esta normativa, asociada a la calidad del aire, tanto en la etapa de construcción como de operación.
<p><b><u>Sobre Agua y Residuos Líquidos:</u></b></p> <p>D.F.L. N°1122/81 Código de Aguas, publicado en el D.O. el 31 de Enero de 1981</p> <p>D.F.L. N°725/67 Código Sanitario Art.73</p> <p>Decreto Supremo N°90, de 30 de mayo de 2000, Ministerio Secretaría General de la Presidencia (D.O. 7/03/2001).</p>	<p>Artículos 73 y 74; De la servidumbre natural de escurrimiento. El predio inferior está sujeto a recibir las aguas que descienden del superior naturalmente. No se puede dirigir un albañal o acequia sobre un predio vecino. No se puede hacer cosa alguna que estorbe la servidumbre natural.</p> <p>Art. 41,130,131,171,294 al 297. La DGA deberá aprobar los proyectos para realizar construcciones o modificaciones en cauces naturales o artificiales.</p> <p>Establece la prohibición de vaciar a acueductos, cauces artificiales o naturales que conduzcan aguas o vertientes, lagos, lagunas o depósitos de agua, residuos líquidos y materias sólidas que emanen de faenas industriales y que contengan sustancias nocivas a la bebida o al riego, sin la debida depuración o neutralización de tales residuos a través de un procedimiento aprobado por el Presidente de la República.</p> <p>Prohíbese descargar las aguas servidas y los residuos industriales o mineros en ríos o lagunas, o en cualquier otra fuente o masa de agua que sirva para proporcionar agua potable a alguna población, para riego o para balneario, sin que antes se proceda a su depuración en la forma que se señale en los reglamentos.</p> <p>Establece Norma de Emisión para la Regulación de Contaminantes Asociados a las Descargas de Residuos Líquidos a Aguas Marinas y Continentales Superficiales.</p>	<p>La Fuente de captación de agua es mediante pozos en el mismo sitio del proyecto. El titular del proyecto deberá gestionar ante la DGA la tramitación de estos pozos, de acuerdo a lo establecido en el Código de Aguas y en la Resolución DGA N° 186 del 11-03-1996, independientemente si el uso de ellos es parcial o total.</p> <p>Se realizará una medición periódica del nivel freático, llevándose un registro en piezómetros a instalar dentro del recinto del proyecto. Este monitoreo será semestral durante toda la vida útil del proyecto y los registros que dan cuenta de esta actividad serán enviados con la misma periodicidad a la Dirección General de Aguas y a la Dirección Regional de CONAMA.</p> <p>El proyecto contempla descargar sus RILES a un canal de regadío y contempla el estricto cumplimiento de la normativa ambiental aplicable a las descargas líquidas, en particular la Tabla N°1 del DS N°90. En caso de contingencia el efluente se almacenará en el estanque de ecualización, para su tratamiento adecuado antes de la descarga.</p> <p>Se realizará un monitoreo de los efluentes de la central de acuerdo a los parámetros del D.S. N° 90 y a la correspondiente resolución de calificación ambiental y a la que deberá dictar la Superintendencia de Servicios Sanitarios. También existirá monitoreo del cuerpo receptor de acuerdo a lo indicado en este documento.</p>
<p><b><u>Sobre Residuos Sólidos:</u></b></p> <p>D.F.L. 725/68 del Servicio de Salud, Artículos 80 y 81.</p>	<p>El Servicio de Salud debe autorizar la instalación y funcionamiento de todo lugar destinado a la acumulación, selección, industrialización, comercio</p>	<p>El proyecto contratará los servicios de una empresa del rubro, para la extracción, transporte y disposición de residuos domésticos y de</p>

<p>Cuerpo Legal: DS N°594/1.999, Reglamento sobre condiciones Sanitarias y Ambientales básicas en los lugares de trabajo.</p> <p>D.S. N°148/2003 Ministerio de Salud</p> <p><b><u>Sobre patrimonio nacional:</u></b> Ley N° 17.288. Ley sobre Monumentos Nacionales</p>	<p>o disposición final de basuras y desperdicios de cualquier clase. El artículo 18 indica que la acumulación, tratamiento y disposición final de residuos industriales dentro del predio industrial, local o lugar de trabajo, deberá contar con la autorización sanitaria.</p> <p>El artículo 19, señala que " las empresas que realicen el tratamiento o disposición final de los residuos industriales fuera o dentro de su predio, sea directamente o a través de la contratación de terceros, deberán contar con autorización sanitaria, previo al inicio de tales actividades. Para obtener dicha autorización, la empresa que produce los residuos industriales deberá presentar los antecedentes que acrediten tanto el transporte, el tratamiento, como la disposición final es realizada por personas o empresas debidamente autorizada por personas o empresas debidamente autorizadas por el Servicio de Salud correspondiente."</p> <p>En tanto, el artículo 20 dispone que en todos los casos, sea que el tratamiento y/o disposición final de los residuos industriales se realice fuera o dentro del predio industrial, la empresa, previo al inicio de tales actividades, deberá presentar a la autoridad sanitaria una declaración en que conste la cantidad y calidad de los residuos industriales que genere, diferenciando claramente los residuos industriales peligrosos.</p> <p>Reglamento Sanitario sobre Manejo de Residuos Peligrosos</p> <p>Ley sobre Monumentos Nacionales</p>	<p>construcción que se generen en el proyecto. Esta empresa contará con la autorización correspondiente de la Autoridad Sanitaria.</p> <p>Se generarán residuos de construcción (Rescon) tales como escombros, despuntes, cajas de embalajes, maderas, restos de latas, fierro, etc.</p> <p>El Proyecto generará principalmente dos tipos de residuos en la Etapa de Operación : residuos sólidos domésticos y lodos de la Planta de Tratamiento Aguas Servidas. Todo material que no sea utilizado será dispuesto en lugares autorizados sanitaria y ambientalmente por la autoridad competente. La basura domiciliaria será trasladada al lugar de disposición final autorizado. Los desechos que requieran un manejo especial, o que puedan ser clasificados como residuos peligrosos, serán entregados a empresas autorizadas y especializadas en el rubro para su procesamiento y disposición final cumpliendo expresamente cada uno de los requerimientos establecidos en el D.S. N°148/2003 Reglamento Sanitario sobre Manejo de Residuos Peligrosos.</p> <p>No se reconocieron elementos o restos antro-po-arqueológicos paleontológicos u otros del patrimonio histórico cultural. En caso que durante las faenas de excavación se encontraren se informará el hallazgo al Gobernador Provincial respectivo, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 26 de la Ley sobre Monumentos Nacionales y 23 del Reglamento de la Ley N°17.288, sobre excavaciones y/o prospecciones arqueológicas, antropológicas y paleontológicas.</p>
---	--	---

4.2 Que sobre la base de los antecedentes que constan en el expediente de evaluación, debe indicarse que la ejecución del proyecto "Turbina de Respaldo Los Guindos" requiere de los siguientes permisos ambientales sectoriales contemplados en el D.S. N°95/01 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental:

**PAS descrito en el Artículo 90 y PAS descrito en el Artículo 91 del Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental**

**PERMISO 90:** Permiso para la construcción, modificación y ampliación de cualquier obra pública o particular destinada a la evacuación, tratamiento o disposición final de residuos industriales o mineros, a que se refiere el artículo 71 letra b) del D.F.L. 725/67, Código Sanitario.

**PERMISO 91:** Permiso para la construcción, modificación y ampliación de cualquier obra pública o particular

destinada a la evacuación, tratamiento o disposición final de desagües y aguas servidas de cualquier naturaleza, a que se refiere el artículo 71 letra b) del D.F.L. 725/67, Código Sanitario.

**Pertinencia:**

La central requiere agua durante la operación comercial para lo siguiente: compensación de las pérdidas por evaporación, compensación de las purgas de agua de la caldera y del circuito de vapor de la turbina, lavado de equipos, sistema de combate de incendio y agua potable.

El Proyecto "Turbina de Respaldo Los Guindos" considera el tratamiento de agua de pozo para su desmineralización, por lo que se generará un residuo líquido, que será tratado en un estanque de neutralización. Posteriormente este ril será transportado a un Estanque de Acumulación, donde llegarán todos los efluentes que se generen, uniéndose con el efluente de la Planta de Aguas Servidas propia del proyecto.

El efluente final (la mezcla de todos los efluentes) será descargado al Estero Los Guindos, mediante una tubería de 10 pulgadas de diámetro y de aproximadamente 1.075 m de largo, que se compone de un tramo subterráneo y otro en superficie de 935 y 140 metros respectivamente.

La descarga de 4,1 L/s cumplirá con el D.S. N° 90/00, MINSEGPRES, y la Norma Chilena de uso del agua para riego (NCh1333/Of.78). El titular declara que el Estero Los Guindos tiene un flujo mínimo del orden de 1000 L/s. El trazado de la descarga se presenta en el plano 433-1000-PD-001 en el Anexo 2 de la DIA.

Habiendo tenido a la vista todos los antecedentes técnicos necesarios dentro del proceso de evaluación ambiental del proyecto, la Autoridad Sanitaria, otorga su visación.

**PAS descrito en el Artículo 93 del Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental**

Permiso para la construcción, modificación y ampliación de cualquier planta de tratamiento de basuras y desperdicios de cualquier clase; o para la instalación de todo lugar destinado a la acumulación, selección, industrialización, comercio o disposición final de basuras y desperdicios de cualquier clase, a que se refieren los artículos 79 y 80 del D.F.L. N° 725/67, Código Sanitario.

**Pertinencia:**

El Proyecto "Turbina de Respaldo Los Guindos", considera la instalación de un lugar destinado a la acumulación temporal de residuos.

Habiendo tenido a la vista todos los antecedentes técnicos necesarios dentro del proceso de evaluación ambiental del proyecto, la Autoridad Sanitaria, otorga su visación.

**PAS descrito en el Artículo 94 del Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental**

Calificación de los establecimientos industriales o de bodegaje a que se refiere el artículo 4.14.2 del D.S. 47/92, del Ministerio de Vivienda y Urbanismo, Ordenanza General de Urbanismo y Construcciones.

No obstante, este permiso ambiental que fue reconocido como aplicable por el titular y habiendo tenido a la vista todos los antecedentes técnicos necesarios dentro del proceso de evaluación ambiental del proyecto, la Autoridad Sanitaria indica que " En cuanto al Permiso Ambiental de Artículo 94°, este no aplica en cuanto a la Calificación de Establecimiento Industrial y de Bodegaje al que se refiere el art. 4.14.2 del D.S. N° 47/92 del MINVU, Ordenanza General de Urbanismo y Construcciones, pero si Titular debe cumplir con lo estipulado en este artículo en cuanto al control de los efectos negativos del proyecto sobre el ambiente y los trabajadores (Informe Sanitario), puntualmente lo relacionado con las "Medidas de Control de Contaminación Biológica, Física y Química (letra d)); Manejo de Sustancias Peligrosas (letra e)); y Medidas de control de Riesgos a la Comunidad (letra f))."

**PAS descrito en el Artículo 96 del Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental**

Permiso para subdividir y urbanizar terrenos rurales para complementar alguna actividad industrial con viviendas, dotar de equipamiento a algún sector rural, o habilitar un balneario o campamento turístico; o para las construcciones industriales, de equipamiento, turismo y poblaciones, fuera de los límites urbanos, a que se refieren los incisos 3° y 4° del Artículo 55 del D.F.L. N° 458/75 del Ministerio de Vivienda y Urbanismo.



Pertinencia:

El Proyecto Turbina de Respaldo Los Guindos, se encuentra ubicado en una zona rural. Por lo anterior es necesario solicitar el permiso ambiental asociado al cambio de uso de suelos.

El titular informa que el propietario actual es José Ambrosio Morales Castillo y que el predio se denomina San Juan de Campanario, rol N° 1305-75 de la comuna de Cabrero. El titular procederá con la tramitación sectorial del CUS una vez que se cuente con la aprobación ambiental del proyecto, en forma previa a la construcción. Se entregaron todos los antecedentes y según consta en ORD. N° 08-0883 del 18 de Marzo del 2008, la dirección regional del SAG, indica que "de acuerdo a las características de los suelos afectos, se puede concluir que el cambio del uso de suelo no afectará los recursos naturales renovables".

4.3 Que, sobre la base de los antecedentes que constan en el expediente de evaluación, debe indicarse que la ejecución del proyecto "Turbina de Respaldo Los Guindos" no requiere del permiso ambiental sectorial contemplado en el artículo 102 del D.S. N°95/01 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental.

5. Que sobre la base de los antecedentes que constan en el expediente de evaluación, debe indicarse que la ejecución del proyecto "Turbina de Respaldo Los Guindos" requiere cumplir con otras condiciones o exigencias para su ejecución, las que se listan a continuación:

5.1 La dirección regional de vialidad deja constancia que el acceso vial propuesto debe ser ingresado a la dirección de vialidad, región del Biobío, en conjunto con toda la documentación necesaria para su evaluación, en donde se analiza primeramente su factibilidad y posteriormente su posible desarrollo.

5.2 La SEC deja constancia que las instalaciones y obras eléctricas, de gas y combustibles líquidos asociados al proyecto deberán ser comunicadas y/o declaradas en la Dirección Zonal de la SEC en forma previa a su puesta en servicio, a través de los profesionales correspondientes. Además indica la facultad de esta superintendencia, consagrada en la Ley N°18410 orgánica de la SEC, para fiscalizar el desarrollo de este proyecto en cualquier etapa de ejecución.

5.3 La Autoridad Sanitaria condiciona el proyecto a:

5.3.1 Solución sanitaria propuesta para la disposición de aguas servidas debe ser o tener la característica de permanente vía sistema particular de alcantarillado en proyectos que duren más de seis meses de duración, el cual debe ser autorizado por la Autoridad Sanitaria Región del Biobío, Oficina Provincial Biobío. No se acepta la solución de retretes químicos.

5.3.2 No obstante lo indicado en la sección correspondiente de esta resolución, se exige una medición in situ para las emisiones de gases y material particulado, con laboratorio autorizado sanitariamente para el efecto, al final del primer año de operación, que coincida con las declaraciones de emisiones de Contaminantes Atmosféricos que exige el D.S. 138/05, ya sea al 31 de diciembre 2008 o 2009, según corresponda.

Para el caso de las emisiones de MP-10, se realizarán muestreos isocinéticos cada seis meses en la chimenea, los cuales serán remitidos a la COREMA Región del Bío Bío y la SEREMI de Salud en un plazo de 20 días después de haber realizado los muestreos, sin perjuicio que deberá darse cumplimiento íntegro al D.S. N° 138/2005 del MINSAL.

5.3.3 Los sistemas particulares de agua potable y alcantarillado, deben ser autorizados sanitariamente según normativa vigente en la Oficina Provincial de Salud Ambiental Biobío.

5.3.4 Es responsabilidad del titular conocer y cumplir con la normativa laboral y ambiental atinente al proyecto, manteniendo para el efecto el control y supervisión permanente sobre empresas contratistas y subcontratistas que sean parte del proyecto.

5.3.5 Respecto al cumplimiento del D.S. 148/04 Reglamento Para el Manejo Sanitario de Residuos Peligrosos, el titular debe declarar la generación de residuos, diferenciando claramente la fracción peligrosa, autorizar sus bodegas de almacenamiento temporal, contar con transportista autorizado al igual que la eliminación final.

5.3.6 Respecto al cumplimiento D.S. 735/69 Reglamento de los Servicios Destinados a Consumo Humano, el titular debe presentar el proyecto para su autorización correspondiente en la oficina de la Seremi de Salud correspondiente.

5.3.7 Respecto al cumplimiento D.S. 236/26 y sus modificaciones según D.S. 53/04 y D.S. 75/04, Reglamento General de Alcantarillados Particulares, el titular debe presentar sus proyectos para la autorización sanitaria correspondiente, en la oficina de la Seremi de Salud correspondiente.

5.4 En relación a la extracción de áridos y la responsabilidad del titular:

Considerando las numerosas denuncias por este tipo de actividades en las cercanías de la localidad de Charrúa, el titular del proyecto Turbina de Respaldo Los Guindos será el responsable de comprobar y asegurar que las empresas que proveerán los materiales para los rellenos que involucra el desarrollo de este proyecto, cuenten con las respectivas autorizaciones legales para efectuar las extracciones correspondientes.

Si el material es extraído desde el álveo de cauces y/o cuerpos superficiales, los proveedores deberán contar con las autorizaciones legales de la Dirección de Obras Hidráulicas del M.O.P. y Municipalidades respectivas.

En el caso de que el material sea extraído de yacimientos en predios particulares y/o lejos de cuerpos de agua, el titular deberá informar ante la Dirección de Obras Municipales de la comuna respectiva, con copia a la COREMA Biobío, antes de iniciada la extracción de áridos, el lugar, las condiciones técnicas de extracción y una completa caracterización de los predios vecinos en término de viviendas, extracciones de aguas subterráneas, vialidad utilizada y/u otra infraestructura que pueda ser afectada por la actividad de extracción. En el caso de que la extracción de áridos produzca impactos ambientales relevantes, evidentes y constatables en terreno por las autoridades con competencias fiscalizadoras en esta materia, el titular del proyecto Turbina de Respaldo Los Guindos será quién deberá responder por los daños y perjuicios que esto produzca.

5.5 Durante la etapa de construcción, de cada una de las etapas del proyecto, deberá existir una comunicación formal, cada 15 días, desde la empresa hacia los jefes de hogar de las viviendas identificadas como B, C, D, E, F, G y H en la línea base de ruido, con copia a CONAMA. Esta comunicación formal tendrá como objetivo mantener a la comunidad cercana informada acerca del funcionamiento y avance de las obras de construcción, de cada una de las etapas del proyecto, manteniendo a las familias cercanas informadas acerca del funcionamiento y avance de las obras del proyecto y del cumplimiento de la legislación asociada, en particular de ruido y aquella asociada al manejo de polvo y/o material particulado en el aire.

5.6 El titular deberá ejecutar este proyecto, según la descripción contenida en este acto administrativo.

5.7 El titular del proyecto deberá implementar las medidas de mitigación y compensación comprometidas durante el proceso de evaluación, tanto para la etapa de construcción como de operación del proyecto, sin perjuicio de aquellas que deban implementarse frente a eventuales efectos ambientales no previstos.

5.8 El titular del proyecto o quien en sus derechos le suceda, deberá remitir al Secretario de la Comisión Regional del Medio Ambiente de la Región del Biobío, en un plazo no mayor a diez días hábiles contados desde su emisión, una copia de los permisos, autorizaciones o pronunciamientos sectoriales otorgados o emitidos por los órganos de la Administración del Estado competentes, relativos al proyecto "Turbina de Respaldo Los Guindos".

5.9 El titular del proyecto, o quien en sus derechos le suceda, deberá acreditar ante la COREMA, antes de comenzar las obras de la central, que cuenta con la autorización de la Asociación de Canalistas respectiva para verter sus residuos industriales líquidos.

6. Que, con el objeto de dar adecuado seguimiento a la ejecución del proyecto, el titular deberá informar a la Comisión Regional del Medio Ambiente de la VIII Región del Biobío, al menos con una semana de anticipación, el inicio de cada una de las etapas o fases del proyecto, de acuerdo a lo indicado en la descripción del mismo. Además, deberá colaborar con el desarrollo de las actividades de fiscalización de los Órganos del Estado con competencia ambiental en cada una de las etapas del proyecto, permitiendo su acceso a las diferentes partes y componentes, cuando éstos lo soliciten y facilitando la información y documentación que

éstos requieran para el buen desempeño de sus funciones.

7. Que, para que el proyecto "Turbina de Respaldo Los Guindos" pueda ejecutarse, necesariamente deberá cumplir con todas las normas vigentes que le sean aplicables.

9. Que, el titular del proyecto deberá informar inmediatamente a la Comisión Regional del Medio Ambiente de la VIII Región del Biobío, la ocurrencia de impactos ambientales no previstos en la Declaración de Impacto Ambiental, asumiendo acto seguido, las acciones necesarias para abordarlos.

10. Que, el titular del proyecto deberá comunicar inmediatamente y por escrito a la Comisión Regional del Medio Ambiente de la VIII Región del Biobío, la individualización de cambios de titularidad.

11. Que todas las medidas y disposiciones establecidas en la presente Resolución, son de responsabilidad del titular del proyecto, sean implementadas por éste directamente o, a través de un tercero.

12. Que la calificación ambiental del proyecto se acordó, entre otras materias expuestas en esta resolución, dejando constancia que el título de la Declaración de Impacto Ambiental del proyecto, "Turbina de Respaldo Los Guindos", trae a confusión a algunos integrantes de la COREMA, toda vez que, de la evaluación ambiental y de todos los antecedentes técnicos presentados, se desprende que se trata de una central termoelectrica con una turbina de combustión dual, con una potencia de generación de 132 MW, que operará en forma continua todo el año, lo que no coincidiría, según lo expresado por algunos integrantes de la COREMA, con el concepto de turbina de respaldo indicado en el título del proyecto. Las opiniones fundadas de los integrantes de la COREMA constan en acta de fecha 19 de Mayo del 2008, en la que la COREMA resolvió la calificación ambiental del proyecto.

No obstante, es importante dejar de manifiesto la opinión de la COREMA respecto al título con que se presenta el proyecto, es importante también dejar expresa constancia que lo que se evaluó durante el proceso de evaluación ambiental corresponde al proyecto en su merito y en ese contexto no existe duda alguna de que está correctamente evaluado en materias relacionadas a sus impactos ambientales, a las medidas de control necesarias de implementar y a la certificación de que el proyecto cumple con todos los requisitos ambientales y con la normativa de carácter ambiental aplicable, incluidos los requisitos de carácter ambiental contenidos en los permisos ambientales sectoriales según indica la LeyNº19.300 y su reglamento.

#### **RESUELVE:**

1. CALIFICAR FAVORABLEMENTE el Proyecto "Turbina de Respaldo Los Guindos" presentado por el Señor Jaime Solari Saavedra en representación de Energy Generation Development S.A., con fecha 12 de Diciembre del 2007, bajo las condiciones o exigencias establecidas en esta resolución.

2. Certificar que el Proyecto "Turbina de Respaldo Los Guindos", en la medida que se ejecute en el marco de los requisitos, condiciones, exigencias y obligaciones establecidas en la presente resolución, cumple con la normativa de carácter ambiental, incluidos los requisitos de carácter ambiental contenidos en los permisos ambientales sectoriales aplicables al Proyecto.

3. Certificar que se cumple con todos los requisitos ambientales y con la normativa de carácter ambiental aplicables al Proyecto "Turbina de Respaldo Los Guindos", incluidos sus permisos ambientales.

4. Dejar constancia que la presente Resolución no exime a la empresa Energy Generation Development S.A, o quien en sus derechos le suceda, de la obligación de solicitar las autorizaciones que, de acuerdo con la legislación vigente, deben emitir los organismos del Estado competentes.

5. Dejar constancia que una vez emitida esta Resolución, ningún organismo competente con competencia ambiental podrá negar las autorizaciones de su competencia aduciendo razones ambientales, como tampoco incluir exigencias adicionales de carácter ambiental a lo ya resuelto por

esta Comisión como requisito de aprobación.

6. Disponer que la fiscalización del cumplimiento de las normas, requisitos, medidas, condiciones, obligaciones, compromisos y permisos ambientales sectoriales sobre la base de los cuales se dicta la presente resolución, corresponderá, a los efectos de lo dispuesto en el Artículo 64° de la Ley N°19.300, a los siguientes órganos de la administración del Estado: SEREMI de Salud; Dirección Regional de Aguas; Dirección Regional de la SEC; Dirección Regional de Vialidad; SEREMI de Transportes y Telecomunicaciones, Secretaría Regional Ministerial del Ministerio de Vivienda y Urbanismo; Consejo de Monumentos Nacionales; Comisión Nacional del Medio Ambiente; SEREMI de Agricultura, Servicio Agrícola Ganadero, Superintendencia de Servicios Sanitarios, Comisión Nacional de Energía y Carabineros de Chile, todo lo cual se entiende sin perjuicio de las atribuciones que le correspondan, en esta materia, a la Ilustre Municipalidad de Cabrero.

7. Hacer presente que proceden en contra de la presente Resolución, los recursos de reposición, ante esta Comisión Regional del Medio Ambiente, y jerárquico, ante la Dirección Ejecutiva de la CONAMA. El plazo para interponer estos recursos es de 5 días contados desde la notificación del presente acto. Lo anterior, sin perjuicio de que el titular pueda ejercer cualquier otro recurso que estime oportuno.

Notifíquese y Archívese

**Maria Angélica Fuentes Fuentealba**

Intendenta

Presidente Comisión Regional del Medio Ambiente de la  
VIII Región del Biobío

**Bolívar Ruiz Adaros**

Director

Secretario Comisión Regional del Medio Ambiente de la  
VIII Región del Biobío

BRA/MNR/CUN

Distribución:

- Jaime Antonio Solari Saavedra
- Corporación Nacional Forestal, Región del Bio-Bio
- Dirección Regional de Aguas, Región del Bio-Bio

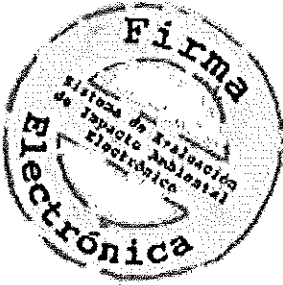
20/04/13

Documento - 9fffe/508c44941a0deffb17f306bd3645ed9672cc

- Dirección Regional del SAG, Región del Bio-Bio
- Dirección Regional de Vialidad, Región del Bio-Bio
- Dirección Regional SEC del Bio Bio
- Ilustre Municipalidad de Cabrero
- SEREMI de Agricultura, Región del Bio-Bio
- SEREMI de Salud, Región del Bio-Bio
- SEREMI de Transporte y Telecomunicaciones, Región del Bio-Bio
- SEREMI de Vivienda y Urbanismo, Región del Bio-Bio
- Comisión Nacional de Energía
- Consejo de Monumentos Nacionales
- Superintendencia de Servicios Sanitarios

C/c:

- Expediente del Proyecto "Turbina de Respaldo Los Guindos ."
- Archivo CONAMA VIII, Región del Biobio



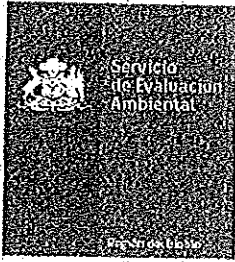
El documento original está disponible en la siguiente dirección url:  
[http://infofirma.sea.gob.cl/DocumentosSEA/MostrarDocumento?  
docId=9fffe/508c44941a0deffb17f306bd3645ed9672cc](http://infofirma.sea.gob.cl/DocumentosSEA/MostrarDocumento?docId=9fffe/508c44941a0deffb17f306bd3645ed9672cc)

---

[VER INFORMACIÓN FIRMA](#) [DESCARGAR XML](#) [IMPRIMIR](#)



**7.2. Resolución Exenta N° 369, 23 de Septiembre 2014**



## RESOLUCION EXENTA N°

369/2014

MAT.: Se pronuncia sobre naturaleza de la modificación propuesta al proyecto "Turbina de Respaldo Los Guindos", comuna de Cabrero.

CONCEPCION,

23 SEP 2014

VISTOS estos antecedentes:

- 1.- Lo dispuesto en la Ley N° 19.300 sobre Bases Generales del Medio Ambiente y sus modificaciones; en el D.S. N° 40 de 2012, del Ministerio del Medio Ambiente que aprueba el Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental y sus modificaciones; en la Ley N° 19.880, que establece bases de los procedimientos administrativos que rigen los actos de los órganos de la administración del Estado; en la Resolución N° 1600 de 2008, de la Contraloría General de la República; en la Resolución N° 96 de fecha 01 de junio de 2014, de la Dirección Ejecutiva del SEA a través de la cual se designa en calidad de PT al Director Regional para el Servicio de Evaluación Ambiental Región del Biobío;
- 2.- El inciso primero artículo 8 de la Ley N° 19.300, en su parte pertinente, el cual establece que *"Los proyectos o actividades señalados en el artículo 10 sólo podrán ejecutarse o modificarse, previa evaluación de su impacto ambiental..."*; y, lo establecido en el inciso final de la misma disposición, en lo pertinente, el cual indica que *"Corresponderá al Servicio de Evaluación Ambiental la Administración del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental..."*.
- 3.- El Oficio Ord. N° 131456, de fecha 12 de septiembre de 2013, preparado por la Dirección Ejecutiva del Servicio de Evaluación Ambiental, que imparte instrucciones sobre las consultas de pertinencia de ingreso al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, mediante el "Instructivo sobre consultas de pertinencia de ingreso de proyectos o actividades o sus modificaciones al SEIA". (Disponible en la página [www.sea.gob.cl](http://www.sea.gob.cl), accesos directos a: Centro de Documentación: Instructivos para la evaluación de impacto ambiental).
- 4.- La carta LGGCT-LGGSPA-GG-C-TRANS-067 de la Empresa Los Guindos Generación SpA., recepcionada por esta Dirección Regional del Servicio de Evaluación Ambiental, con fecha 19 de agosto de 2014, en la que solicita pronunciamiento respecto a la pertinencia o no de ingreso al SEIA, en relación a la modificación en las dimensiones de la chimenea del proyecto Turbina de Respaldo los Guindos ubicado en Charrúa, comuna de Cabrero.
- 5.- El oficio Ord. N° 564/2014, de fecha 21 de agosto de 2014, de la Dirección Regional del Servicio de Evaluación Ambiental, mediante el cual se solicita informar, en el ámbito de sus competencias, a distintos servicios, respecto de si consideran que la propuesta presentada corresponde a un cambio de consideración y por lo tanto, si amerita o no su ingreso al Sistema de Evaluación Impacto Ambiental.
- 6.- El oficio Ord. N° 2877, de fecha 15 de septiembre de 2014, de la Seremi de Salud de la Región del Biobío, y recepcionado en igual fecha, mediante el cual se pronuncia sobre la consulta de pertinencia.
- 7.- El oficio Ord. N° 1004, de fecha 11 de septiembre de 2014, de la Seremi de Medio Ambiente de la región el Biobío, y recepcionado con fecha 12 de septiembre de 2014, mediante el cual se pronuncia sobre la consulta de pertinencia.

8.- La Resolución Exenta N°191 fechada el 23 de Junio de 2008, que resuelve la calificación ambiental del proyecto "Turbina de Respaldo Los Guindos".

**CONSIDERANDO:**

1.- Que, el derecho de Los Guindos Generación SpA., a realizar modificaciones a su proyecto "Turbina de Respaldo Los Guindos." y en particular a realizar adecuaciones en las dimensiones de la chimenea de gases de escape de la turbina, como representante titular del mismo, se encuentra sujeto al cumplimiento estricto de todas aquellas normas jurídicas vigentes, que le resulten aplicables;

2.- Que, el Servicio de Evaluación Ambiental de la Región del Biobío, es el Órgano de la Administración del Estado competente para resolver respecto de la pertinencia o no, de que un proyecto o actividad o sus modificaciones, ingresen al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental.

Lo anterior, sin perjuicio que su titular las hubiere implementado, previo a solicitar y obtener un pronunciamiento de la autoridad, infringiendo con ello lo establecido en el artículo 8 de la Ley N° 19.300, el cual dispone que "*Los proyectos o actividades señalados en el artículo 10 sólo podrán ejecutarse o modificarse previa su evaluación ambiental...*". En este contexto, es menester señalar que dicha circunstancia afecta la responsabilidad del propio titular, sin que ello altere la competencia legal de ésta autoridad en la materia. Criterio que ha sido sostenido por nuestra Contraloría General de la República.

3.- Que la letra g) del artículo N° 2 del Reglamento del SEIA (en adelante RSEIA), define como "*modificación de proyecto o actividad: realización de obras, acciones o medidas tendientes a intervenir o complementar un proyecto o actividad ya ejecutado, de modo tal que éste sufra cambios de consideración*".

Por otra parte, define que "*se entenderá que un proyecto o actividad sufre cambios de consideración cuando:*

g.1 *Las partes, obras o acciones tendientes a intervenir o complementar el proyecto o actividad constituyen un proyecto o actividad listado en el artículo 3 del presente Reglamento;*

g.2 *Para los proyectos que se iniciaron de manera previa a la entrada en vigencia del sistema de evaluación de impacto ambiental, si la suma de las partes, obras o acciones tendientes a intervenir o complementar el proyecto o actividad de manera posterior a la entrada en vigencia de dicho sistema que no han sido calificado ambientalmente, constituye un proyecto o actividad listado en el artículo 3 del presente reglamento.*

*Para los proyectos que se iniciaron de manera posterior a la entrada en vigencia del sistema de evaluación de impacto ambiental, si la suma de las partes, obras y acciones que no han sido calificadas ambientalmente y las partes, obras o acciones tendientes a intervenirlo o complementarlo, constituyen un proyecto o actividad listado en el artículo 3 del presente Reglamento.*

- g.3. Las obras o acciones tendientes a intervenir o complementar el proyecto o actividad modifican considerablemente la extensión, magnitud o duración de los impactos ambientales del proyecto o actividad; o
- g.4. Las medidas de mitigación, reparación y compensación para hacerse cargo de los impactos significativos de un proyecto o actividad calificado ambientalmente, se ven modificadas considerablemente.

*Para efectos de los casos anteriores, se considerarán los cambios sucesivos que haya sufrido el proyecto o actividad desde la entrada en vigencia del sistema de evaluación de impacto ambiental".*

4.- Que, de acuerdo a los antecedentes entregados por el titular del proyecto "Turbina de Respaldo Los Guindos", en carta indicada en Vistos N°4 de esta resolución, la modificación de dicho proyecto consiste en lo siguiente:

Mediante Resolución Exenta N° 191/2008, de fecha 23 de junio de 2008, fue calificado favorablemente el proyecto "Turbina de Respaldo Los Guindos" (en adelante el Proyecto). Este Proyecto consiste en la construcción de una central termoeléctrica de 132 MW de potencia instalada, que utilizará petróleo diesel de bajo azufre, y que está localizada en un sector ubicado a 2.5 kilómetros de la Subestación Charrúa, en la comuna de Cabrero, a la cual se conectará para suministrar energía eléctrica al Sistema Interconectado Central.

Con el propósito de cumplir con la nueva normativa ambiental de emisiones vigente, aplicable a Centrales Termoeléctricas, se realizaron adecuaciones a la ingeniería de detalles del proyecto original que, aunque no implicarían la modificación de ningún efecto ambiental o medida de mitigación ya autorizada en la RCA, sí significarían hacer algunos ajustes a algunas piezas de la planta.

En efecto, esta nueva normativa, contenida tanto en el Decreto Supremo N° 13/11 del Ministerio de Medio Ambiente (el D.S. 13/11), como en las Resoluciones Exentas N° 57/13 y 438/13 de la Superintendencia del Medio Ambiente, dispone que las fuentes nuevas abastecidas con combustibles líquidos, deberán cumplir estrictamente con los límites de  $MP_{10}$ ,  $SO_2$  y  $NO_x$  ahí establecidos, instalando y certificando un sistema de monitoreo continuo que verifique, en línea, el cumplimiento de las mismas.

Pues es del caso que con el objeto de asegurar el cumplimiento de estos nuevos parámetros y obligaciones de monitoreo, y poder efectivamente ejercer su derecho de operar el Proyecto, se han debido considerar los cambios descritos a continuación.

El principal dice relación con el aumento en la altura de la chimenea, de 25 a 35 metros, y en el diámetro de la misma, de 5,7 a 6 metros.

En la Tabla a continuación, se refleja una comparación entre lo indicado en la RCA 191/2008, y la modificación propuesta. Se incluye adicionalmente, una comparación entre las diversas emisiones aprobadas y las nuevas estimaciones incluyendo los cambios, demostrando efectos positivos como consecuencia de la implementación de los cambios necesarios para cumplir con el D.S. 13/11.

La modificación se realizará sin modificar la ubicación actual de la chimenea ya aprobada del Proyecto, no involucrando ni afectando nuevos componentes ambientales de aquellos ya considerados en el proceso de evaluación que concluyera con la RCA N° 191/2008.

Tabla N°1  
Modificaciones consideradas para el proyecto Turbina de Respaldo Los Guindos.

	Chimenea y Emisiones en relación a lo indicado en el Punto 3.5.1.1 de la RCA 191/2008	
	Según R.E. 191/08	Modificación propuesta
Chimenea	Altura chimenea 25 mts, Diámetro 5,7 mts	Altura chimenea 35 mts, Diámetro 6 mts
Flujo de salida de gases	La turbina tiene un flujo másico de gases de escape de alrededor de 1.530.000 kg/h a 542°C	La turbina tiene un flujo másico de gases de escape de alrededor de 1.470.100 kg/h a 539.4°C
Tasas de Emisión y Velocidad de Gases	Velocidad de los gases: 37 m/s Tasa de emisión de NOx: 167,5 kg/h Tasa de emisión de SO <sub>2</sub> : 23,1 kg/h Tasa de emisión de CO: 33 kg/h Tasa de emisión de MP10: 5 kg/h	Velocidad de los gases: 37 m/s Tasa de emisión de NOx: 151,8 kg/h Tasa de emisión de SO <sub>2</sub> : 3,4 kg/h Tasa de emisión de CO: 31,6 kg/h Tasa de emisión de MP10: 5 kg/h
Consumo Diesel	33,8 ton/h	33,8 ton/h

En particular, el Proyecto se encuentra ubicado dentro de un polígono de 2,1 hectáreas, que cuenta con el debido cambio de uso de suelo, otorgado por Resolución N°28, de la Secretaría Regional Ministerial de Agricultura de la Región del Biobío, de fecha 27 de mayo de 2009.

5.- Que, de acuerdo a lo indicado por la SEREMI de Medio Ambiente, en su oficio Ord. N° 1004/2014, de fecha 11 de septiembre del 2014, se señala que:

".....este servicio en el marco de sus competencias, se pronuncia, en el siguiente sentido:

1. Vistos los antecedentes que presenta el titular sobre la modificación en las dimensiones de la chimenea del proyecto Turbina de Respaldo los Guindos y considerando los previstos en el literal g del Artículo N°2 del D.S. 40/2012, Reglamento del Sistema de Evaluación Ambiental, esta modificación NO representa a los criterios establecidos sobre la pertinencia de someterse al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, por lo tanto, no amerita su ingreso al SELA".

6.- Que, de acuerdo a lo indicado por la Seremi de Salud, en su oficio Ord. N° 2877, de fecha 15 de septiembre de 2014, se señala que:

".... respecto a la pertinencia o no de ingreso al SELA de las modificaciones al proyecto "TURBINA DE RESPALDO LOS GUINDOS", ubicado en Charrúa, comuna de Cabrero, consistente en aumentar la altura de la chimenea, de 25 a 35 metros, y el diámetro de la misma de 5,7 a 6 metros, y disminuyendo la tasa de emisión de NOx, SO<sub>2</sub>, CO y manteniendo la de MP10, y que en opinión de esta Secretaría y en conformidad a los antecedentes presentados y en relación a materias de nuestra competencia, los cambios solicitados por el titular no son de



consideración y no requiere ser tramitado en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, por cuanto:

1) El aumento de la altura de la chimenea de 25 a 35 metros y el diámetro de la misma de 5,7 a 6 metros, no constituye por sí solo un proyecto o actividad listado en el artículo 3° del Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental. La modificación no involucra la generación de nuevos impactos ambientales adversos, que pudieran vulnerar algún componente ambiental, al no generarse nuevas emisiones, efluentes o residuos.

3) La intervención a realizar en el proyecto, no implica un cambio en las características de éste."

7.- Que, de acuerdo al análisis de la letra g) del Artículo N° 2 del RSEIA, individualizado en el Considerando N°3 de esta resolución, específicamente los literales g.2. y g.3. aplicables a esta modificación de proyecto, conforme se explicitará en los resuelvo del presente acto administrativo, ella no corresponde a un cambio de consideración, en atención a lo siguiente:

g.2. La suma de las partes, obras y acciones que no han sido calificadas ambientalmente y las partes, obras o acciones tendientes a intervenirlo o complementarlo, no constituyen un proyecto o actividad listado en el artículo 3° del D.S N° 40/2012, Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (RSEIA).

Dado que:

Desde la perspectiva del literal c) del artículo 3° del D.S N° 40/2012, Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, que dispone que "Los proyectos o actividades susceptibles de causar impacto ambiental, en cualesquiera de sus fases, que deberán someterse al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, son los siguientes: c) Centrales generadoras de energía mayores a 3 MW."

Al respecto, se debe tener presente que la modificación propuesta consiste en el mero cambio de altura y diámetro de la chimenea del Proyecto, de tal modo que no se modifica ni pretende modificar la generación de energía aprobada, así como tampoco se afectan, sino que de hecho se reducen, las tasas y concentraciones de emisiones ambientalmente aprobadas.

La implementación de este proyecto de adecuación no significará la generación de residuos líquidos, sólidos que se deban tratar o eliminar y que coincidan con las características mencionados en los proyectos de saneamiento ambiental enunciados en el literal o) del art., 3° del Reglamento. Analizados los proyectos de saneamiento ambiental, listados en el aludido literal o) del artículo 3 del Reglamento del SEIA, se puede observar que en éste no se incluyen los equipos o sistemas de abatimiento de emisiones a la atmósfera. Más aún la modificación propuesta es meramente de dimensiones y no implica un sistema de tratamiento distinto o adicional al planteado en el proyecto originalmente aprobado según RCA N° 191/2008.

Atendido lo anterior, se puede concluir que la modificación propuesta no cumple con ninguna de las características de los proyectos de saneamiento ambiental listados en el artículo 3° del Reglamento del SEIA.

Tampoco este proyecto se enmarca en la tipología indicada en el literal p) del art. 3° del Reglamento del SEIA, puesto que el área donde se emplazará el proyecto no se encuentra dentro de un área colocada bajo protección oficial.

Por lo anterior, dadas las características de las modificaciones propuestas, éstas no corresponden a un proyecto de los listados en el artículo 3° del RSEIA.

g.3. Las obras o acciones tendientes a intervenir o complementar el proyecto o actividad no modifican sustantivamente a la extensión, magnitud o duración de los impactos ambientales del proyecto o actividad, dado que:

Al respecto se puede concluir que la suma de las actividades del Proyecto y la chimenea de 35 metros de altura y 6 metros de diámetro de que pretende instalarse, no corresponden a los proyectos o actividades listados en el artículo 3° del Reglamento, ni modifica sustancialmente la extensión, magnitud o duración de los impactos ambientales aprobados en la RCA 191/2008, por lo que tampoco existen medidas de mitigación, reparación y compensación que deban ser modificadas o incorporadas.

Las nuevas dimensiones de la chimenea no es susceptible de generar nuevos impactos ambientales adversos. En particular, 10 metros adicionales no generan nuevas emisiones, efluentes o residuos que no se encuentren ya considerados en la RCA 191/2008 para su construcción, habilitación y funcionamiento.

De la misma manera, se debe resaltar que el ajuste no involucra nuevas áreas a intervenir fuera del predio o del área de inserción del proyecto, ni considera un incremento en insumos o materias primas que reporten un aumento en utilización de recursos naturales. En virtud de lo anterior, tampoco existen zonas pobladas, sitios arqueológicos, flora o fauna, que pudieran importar un aumento o cambio en los efectos ambientales ya aprobados.

Respecto de los residuos generados por el Proyecto, la nueva altura de 35 metros de la chimenea no implicará cambio alguno en la generación de residuos aprobados por la RCA 191/2008. Los Debido a la naturaleza de la modificación propuesta, los residuos sólidos generados y su manejo tanto en la etapa de construcción como de operación, se mantendrán en los mismos términos aprobados por la RCA. Por otro lado, la modificación no altera de modo alguno los consumos de agua o la generación de efluentes líquidos de la planta.

Debido a la naturaleza de las modificaciones, los niveles de ruido proyectados no variarán con respecto al Proyecto original tanto en la etapa de construcción como de operación, manteniendo los compromisos adquiridos en Resolución Exenta N° 191/2008.

Por último respecto a las Emisiones Atmosféricas: Las emisiones proyectadas en la etapa de construcción no variarán con respecto al Proyecto original, manteniendo los compromisos adquiridos en Resolución Exenta N° 191/2008.

Para la etapa de operación, el cambio de altura y diámetro realizado a la chimenea permitirá cumplir con el D.S. 13/11, como se indica en la Tabla a continuación.

Tabla N°2  
Tasa de emisión de contaminantes (mg/m<sup>3</sup>N) respecto al D.S. N°13/11.

Fuente	Contaminante	Concentración de Contaminantes	Norma D.S. N° 13/11
Chimenea Turbina de Respaldo Los Guindos	MP10	30	30
	MP2.5	3,9	-
	NO2	120	120
	SO2	2,7	10

Con el fin de comprobar que la nueva chimenea cumplirá con los valores de los parámetros indicados en el D.S. 13/11, y que no generará impactos adicionales a los ya evaluados, el titular acompañó como Anexo a la carta individualizada en el Visto N°4 de esta resolución, el informe "Verificación de Cumplimiento Normativo: Modelación de Dispersión Atmosférica Turbina de Respaldo Los Guindos", que para los efectos de sus conclusiones, tuvo a la vista el tipo de combustible que pretende utilizar el Proyecto, y las tasas de emisión de NOx y MP10 garantizadas por General Electric, constructor de la turbina.

Lo anterior, en conjunto con las características indicadas en la hoja de seguridad del combustible, permite calcular asertivamente las tasas de emisión para los componentes indicados en la norma, concluyendo que el Proyecto cumplirá largamente con cada uno de ellos y que no generará impactos adicionales a los ya evaluados en el área de influencia del proyecto.

8.- Que, para determinar la pertinencia de ingreso al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental de una modificación de proyecto que cuenta con RCA, se debe tener presente tanto lo dispuesto en la normativa que le resulta aplicable al proyecto, como los criterios establecidos en la letra g) del artículo N°2 del RSEIA, individualizados en el Considerando N°3 y analizados en el Considerando N°7, ambos de la presente resolución;

En este sentido, el Servicio de Evaluación Ambiental de la Región del Biobío, en atención a la naturaleza de las modificaciones; a los antecedentes técnicos que se acompañan para su descripción y fundamentación; y lo informado por los Órganos del Estado, ha concluido que no constituyen cambios de consideración desde el punto de vista ambiental, según se dirá en la parte resolutive de esta resolución.

9.- En mérito de lo anterior,

#### **RESUELVO:**

1.- Declarar respecto a la modificación del proyecto "Turbina de Respaldo Los Guindos", que consiste fundamentalmente en modificar las dimensiones de la chimenea, altura y diámetro, afín que permita asegurar el cumplimiento del Decreto Supremo N°13/11 del Ministerio de Medio Ambiente, que Establece Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas, **no corresponde a un cambio de consideración desde el punto de vista ambiental, que amerite en forma previa a su ejecución ser ingresada al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental.**

2.- Hacer presente que, este acto administrativo no es susceptible de modificar, aclarar, restringir o ampliar la Resolución Exenta N° 191/2008, relacionada con el proyecto o actividad original, ni tampoco tiene mérito de resolver la evaluación ambiental de una modificación al mismo, sino tan sólo determina que los cambios a que se refiere la consulta no deben ser sometidos necesariamente a evaluación ambiental, por no ser de consideración.

3.- Hacer presente, que las medidas de control definidas dentro del proceso de evaluación del proyecto o actividad original calificado favorablemente mediante Resolución Exenta N°191/2008, deben ser replicables completamente para todos los componentes ambientales definidos anteriormente, incluida la presente modificación.

4.- Hacer presente que, la modificación propuesta e individualizada en el Visto N°4 y descrita en el Considerando N°4, ambos de este acto administrativo, debe cumplir con la normativa ambiental aplicable, y para su ejecución y funcionamiento el titular deberá solicitar todas las autorizaciones sectoriales que le resulten aplicables.

5.- Hacer presente que, el pronunciamiento contenido en este acto administrativo ha sido elaborado sobre la base de los antecedentes entregados por el titular del proyecto "Turbina de

*Respaldo Los Guindos*", por lo cual, cualquier omisión, error, o inexactitud que acuse su consulta individualizada en el Vistos N°4 de esta Resolución, es de su exclusiva responsabilidad, así como el ingreso al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental.

6.- Hacer presente que, procede en contra de la presente Resolución, los recursos administrativos establecidos en la Ley N° 19.880, esto es, los recursos de reposición y jerárquico, ambos regulados en el artículo 59 de la misma Ley. El plazo para interponer dicho recurso es de 5 días contados de la notificación del presente acto administrativo, sin perjuicio de la interposición de otras acciones legales y/o administrativas que se estimen procedentes.

ANOTESE, COMUNIQUESE, NOTIFIQUESE Y ARCHIVESE



Nemesio Rivas Martínez  
Director Regional (PT)  
Servicio de Evaluación Ambiental  
Región del Biobío

**CERTIFICO :**  
QUE LA PRESENTE FOTOCOPIA  
ES COPIA FIEL DEL ORIGINAL  
NEMESIO RIVAS MARTÍNEZ  
Director Regional SEA (PT)  
REGION DEL BIO BIO  
SECRETARIO COMISIÓN, ART. 86, LEY 20417  
23 SEP 2014  
Concepción

ARZ/CON/2014

Distribución:

- Sr. Adolfo Fernández Weisser; Representante Los Guindos Generación SpA., Av. El Parque 4160, Torre A, Piso 3, Huechuraba, Santiago.

C/c:

- Sr. Alcalde Municipalidad de Cabrero
- Sr. SEREMI de Salud Región del Biobío
- Sra. SEREMI de Medio Ambiente Región del Biobío
- Superintendencia de Medio Ambiente
- Archivo SEA, Región del Biobío

### 7.3. Planos de Chimenea de Turbina de Respaldo Los Guindos





#### 7.4. Certificado de Combustible Diesel B2

083



# Inversionistas y Mercado

## Relaciones Comerciales Productos

### Diesel Grado B2

PROPIEDAD	UNIDAD	REQUISITO NCh62.0f 2000 / DS 60	METODO ASTM
Gravedad API a 60 °F	°API	Informar	D 1298 o D 4052
Densidad a 15 °C	kg/m³	Máx. 876 Min. 820 (a)	D 1298 o D 4052
Agua y sedimentos	% v/v	Máx. 0.05	D 2709
Azufre	ppm	Máx. 50	D2622 o D4294 o D 5453 o D 7039
Biodiesel	% v/v	Informar	D 7371 o D 7808 o EN 14078
Carbón Micrométodo o	% m/m	Máx. 0.20 (b)	D 4530
Carbón Ramsbottom ( 10% residuo )	% m/m	Máx. 0.21	D 524
Cenizas	% m/m	Máx. 0.01	D 482
Corrosión lámina cobre, 3 hrs, 50 °C	N°	Máx. 2	D 130
Destilación:		Máx. 350	
- 90 % recuperado	°C	Min. 282	D 86 o D7345
Numero de Cetano	-	Min. 40 (c)	D 613 o D 976 o D 7170
Punto de escurrimiento	°C	Máx. -1 Máx. -9 (d)	D 97 o D 5949 o D 5950 o D6892
Punto de inflamación	°C	Min. 52	D 93 o D 3828
Tipo de Hidrocarburos:			
Aromáticos totales	% m/m	Informar	D 5186 o D 6591
Viscosidad a 40 °C	mm²/s	Máx. 4.1 Min. 1.9	D 445
Compuesto químico marcador	ppm	Máx. 7.7 Min. 6.3	IP PME/13

#### Notas:

- En las Regiones de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo y de Magallanes y Antártica Chilena, el valor mínimo de densidad es 815 kg/m³.
- En caso de arbitraje debe usarse el método Ramsbottom.
- Como método práctico puede usarse el índice de cetano calculado (D 976) ó el número de cetano derivado (D 7170), pero en caso de desacuerdo o arbitraje el método de referencia es el número de cetano (D 613)
- Para las Regiones de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo y de Magallanes y Antártica Chilena, entre el 15 de Abril y 15 de Septiembre, el valor debe ser -9 °C.

7/4/2014

Diesel Grado B2 - Inversionistas y Mercado - Enap

e) El Petróleo Diesel B-2 debe contener un compuesto químico marcador.

---

Copyright © Empresa Nacional del Petróleo. Todos los derechos reservados. Av. Vitacura 2736 Piso 10 Las Condes, Santiago de Chile. Teléfono (56-2) 22803000

7.5. Informe "Los Guindos Project Operating Revenues Projection", 3-06-2013, Synex



# LOS GUINDOS PROJECT OPERATING REVENUES PROJECTION

## REPORT

July 3erd, 2013

S2013/12

Synex

## INDEX

1	INTRODUCTION	3
2	THE CENTRAL INTERCONNECTED SYSTEM	4
2.1	SIC HISTORICAL LOAD GROWTH	4
2.2	SIC CONSUMPTION AND STRUCTURE OF THE POWER MARKET	4
2.3	SIC INSTALLED CAPACITY	5
2.4	SUPPLY CHARACTERISTICS	6
2.5	COMMENTS ON THE PRESENT AND SHORT TERM SUPPLY CONDITIONS	7
3	THE NORTH INTERCONNECTED SYSTEM	9
3.1	GENERAL	9
3.2	SING DEMAND	9
3.3	MAIN CONSUMERS IN THE SING	9
3.4	INSTALLED CAPACITY	10
3.5	ACTIONS TAKEN AND PRESENT SITUATION OF THE POWER MARKET	11
4	METHODOLOGY FOR SYSTEM EXPANSION AND PRICE PROJECTION	12
4.1	GENERAL	12
4.2	GENERATION EXPANSION IN THE SIC	12
4.3	GENERATION EXPANSION IN THE SING	13
4.4	DISPATCH MODEL	13
4.5	METHODOLOGY TO DETERMINE THE POWER PLANTS FIRM CAPACITY	15
4.6	TRANSMISSION CHARGES	16
5	BASIS FOR ELECTRICITY PRICE PROJECTION	17
5.1	GENERAL	17
5.2	STUDY HORIZON	17
5.3	PRICE LEVEL	17
5.4	DEMAND PROJECTIONS	17
5.5	FUEL PRICES PROJECTION	18
5.6	CAPACITY PRICE	24
5.7	POWER PLANTS UNDER CONSTRUCTION	24
5.8	TRANSMISSION EXPANSION	24
5.9	TECHNOLOGIES FOR GENERATION EXPANSION	25
6	ENERGY PRICES PROJECTION	26
6.1	BASE SCENARIO	26
6.2	ALTERNATIVE SCENARIO	35
7	LOS GUINDOS PROJECT CHARACTERISTICS	44
8	LOS GUINDOS PROJECT REVENUES EVALUATION	45
8.1	GENERAL	45
8.2	REVENUES - BASE SCENARIO	46
8.3	REVENUES - ALTERNATIVE SCENARIO	50

## LOS GUINDOS PROJECT REVENUES PROJECTION

### REPORT

#### 1 INTRODUCTION

INPROLEC has requested Synrex Consulting Engineers to make a projection of the SIC electricity market for the medium and long term in order to determine the evolution of the generation expansion, the marginal costs and project operating revenues los Los Guindos project which would develop in the Charrina area would connect to that substitution. The project basically consists of a 130 MW OCGT operated with diesel oil.

This report presents the methodology, the study basis as well as the results obtained.

Following the Supreme Court's decision to invalidate the approval of the RCA of the Castilla project and the judicialization of the environmental approval process of Punta Alcalde project, Synrex believes that the development of coal plants in the Central Interconnected System (SIC) is unlikely. Consequently, the base scenario considers very limited development of this technology in the SIC. However, there is some possibility that Punta Alcalde could be executed, so an alternative scenario considers the development of this project. In all scenarios we have considered the interconnection between the SIC and SING in early 2019, based on studies conducted by the CNE and the initiatives that the Government has taken on this matter.

The price projection has been done for a base scenario with fuel prices defined by Synrex in which Brent crude oil has a long-term price of 110 US \$/bbl and coal FOB price of 85 US\$/ton (6330 kcal/kg). The long-term price of LNG for power plants in Chile has been estimated at 13 US\$/MBtu, a value that does not include the cost of using regasification terminals.

This report develops the market study in 8 Chapters:

Chapter 2 summarizes the power supply situation for the SIC and Chapter 3 does the same for the SING.

Chapter 4 presents the methodology used to determine the generation expansion, the mathematical model used to carry out the simulation on the system and the methodology to calculate the firm capacity.

Chapter 5 describes the scenarios that have been studied and the main assumptions used for modeling the system, including demand growth, fuel prices and key investment and operating costs.

Chapter 6 presents the generation expansion and spot price projections in the SIC and SING.

Chapter 7 describes the generation characteristics of the Project.

Finally, Chapter 8 presents the projected revenues of the Project.

## THE CENTRAL INTERCONNECTED SYSTEM

### 2 THE CENTRAL INTERCONNECTED SYSTEM

#### 2.1 SIC Historical Load Growth

The SIC has had a high demand growth rate between 1985 and 2007, in the order of 6.6% CAGR. In 2008 the energy sales decreased by 1.0% in relation to 2007. This was due to the impact on electricity prices of the Argentinian gas curtailments and the very high prices of diesel oil that occurred that year, plus the conservation measures taken in order to prevent a deficit in supply. In 2009 demand in the SIC decreased again (-0.5%) due to the impact of the world financial crisis. At the beginning of 2010, the expected annual growth rate for the year was around 5%, but the 8.8 Richter earthquake of February 27 produced a 15% drop in the demand in the following month. The demand situation has improved since then and the demand growth rate of 2010 in relation to 2009 was 4.4%. Demand growth for year 2011 was 6.6% and 5.7% for year 2012.

The next table summarizes the annual SIC generation and Chilean GDP growth, grouping them into several periods.

Table 1: SIC bulk energy sales and GDP annual growth

Period (years)	SIC Energy Sales	Chile GDP
1985-1997 (13)	7.2%	7.6%
1997-2007 (10)	5.9%	3.7%
2007-2009 (2)	-0.7%	0.9%
2009-2012 (3)	5.7%	5.9%

#### 2.2 SIC Consumption and Structure of the Power Market

Generators sell about 30% of their production to industrial and mining companies connected directly to the high voltage network, as shown in the next table.

Table 2: SIC— High Voltage Energy sales 2012

Type	Energy Sold (GWh)
Distributors	32,031
Industry and Mining	14,251

The remaining 70% is sold to distributors. About 15% of this 70% corresponds to non-regulated customers connected to the distribution grid. So, the non-regulated customers in SIC reach about 40% of the total consumption.

Twenty nine distribution companies operate in the SIC. The largest are Chilectra, Compania General de Electricidad Distribución (CGED), Chilquinta and SAESA.



Table 3: SIC — Energy Bought by Distribution Companies

Company	Control	Energy 2012 (GWh)	%
Chilectra	Endesa Spain (controlled by ENEL)	13327	42%
CGED (1)	Chilean group	11559	36%
Chilquinta (2)	Semptra	3033	9%
SAESA (3)	Ontario Teachers' Pension Fund	2787	9%
Others		1325	4%
<b>Total</b>		<b>32031</b>	

(1) CGED, EMIC, CONAFE, Rio Mapo, Endece, Eneclat

(2) Chilquinta, Litoral, Casablanca, Luz Parais, Luz Linares

(3) SAESA, FRONTEL, Luz Osorno

The main industrial or mining consumers are shown in the next table. The six largest consumers concentrate 74% of the high voltage industrial consumption.

Table 4: Bulk Industrial Consumption — 2012

Company	Energy (GWh)
Codelco (copper)	3423
Angloamerican (copper)	2068
CNRC Group (cellulose and paper)	1542
MineraBelmontes (copper)	1278
CAP Group (iron and steel)	913
MineraCandelaria (copper)	701
Others	4326
<b>Total</b>	<b>14251</b>

The supply in 2012 is indicated in the next table.

Table 5: Generation and Bulk Sales 2012

Company	Generation (GWh)	Final Sales (GWh)	%
Endesa	19406	18666	40%
AES Gener + Guacolda	12209	10980	24%
Colbun	11505	9560	21%
Others	5853	7075	15%
<b>Total</b>	<b>48973</b>	<b>46282</b>	<b>100%</b>

## 2.3 SIC Installed Capacity

Three companies and their subsidiaries have 76% of the total installed capacity. Next table summarizes the SIC installed capacity.

Table 6: SIC Installed Capacity by Company — December 2012

Company	Installed Capacity (MW)			Capacity Share
	Hydro	Thermal	Wind	
Endesa and subsidiaries	3461	1792	78	39%
Colbun	1333	1693		22%
AES Gener and subsidiaries	271	1705		15%
Others	836	2326	118	24%
<b>Total</b>	<b>5900</b>	<b>7516</b>	<b>196</b>	<b>100%</b>

## 2.4 Supply Characteristics

The present installed capacity, according to the type of power plant, is shown in the next table.

Table 7: SIC Installed Capacity by Technology — Dec-2012

Power Plant Technology	Installed Capacity	
	MW	%
Wind + Solar	198	1%
Run-of-river	2590	19%
Hydro-reservoir	3310	24%
Cogeneration	418	3%
Coal	2080	15%
Combined cycle gas turbines	1878	14%
Open cycle gas turbines, motors, etc.	3112	23%
<b>Total</b>	<b>13585</b>	

The large proportion of open cycle gas turbines and diesel motors running on diesel oil is explained as a reaction of the market to the curtailment of the Argentinean natural gas that was imported between 1997 and 2007. This situation is analyzed below in this report.

The range of variable costs used for the economic dispatch is presented in the next table.

Table 8: SIC — Variable costs June-2013

Power Plant Technology	Variable cost US\$/MWh
Coal	30-50
Combined cycle gas turbines (LNG)	75-140
Combined cycle gas turbines (diesel)	160-180
Motors (fuel oil)	180-190
Open cycle gas turbines, motors (diesel)	250-400

## 2.5 Comments on the Present and Short Term Supply Conditions

Due to the effect of the 2010 earthquake and contractual issues, the commitment date of two 350 MW coal units under construction ("Bocamina II" and "Santa Maria I"), that were going to be connected by mid-2011 were delayed and were connected during the second semester of 2012. On the other hand a 240 MW coal unit ("Campiche") that was under construction but was stopped in 2008 following a Justice sentence for environmental problems finally was connected in early 2013. The La Niña condition (dry year) produced very high spot prices during 2010, 2011 and 2012. The development of the 300 MW Tinguiririca Energía hidro power plants has had to face construction problems, delays and a dry hydrology. Its production was almost nil in 2012 and is expected to remain low until winter 2013. The 110 MW Chacayes and 57 MW Rucutayo hydroelectric power plants were connected by the end of 2012.

As a result, spot energy prices were in the 150-250 US\$/MWh range during most part of year 2012 (average 188 US\$/MWh at Quilón) and dropped to 120 US\$/MWh in January and February 2013 due to the connection of the coal units mentioned above. But spot prices have raised to 200 and even 300 US\$/MWh in May and June 2013, due to dry hydrocondition and the outage of two large CCGT units. The supply-demand situation could be normalized if a normal hydrological condition occurs in July-August 2013.

In the medium term (2013-2016) the supply-demand situation is adequate: apart from the three coal units mentioned above, around 400 MW in hydroelectric power plants under construction (Laja 1 56 MW, San Andrés 40 MW and Angostura 316 MW) will be connected in 2013, together with around 200 MW in small hydro, biomass and wind projects. Guacolda V coal unit (150 MW) is under construction and start-up date is programmed for late 2015. The situation after 2017 is yet uncertain and depends on the Alto Maipo hydroelectric projects that will be decided very soon. The Castilla coal project (2100 MW, 2x350 MW in its initial stage), expected to be connected by year 2016 obtained an environmental approval but on September 2012 this approval was rejected by the Supreme Court on a set of objections raised by opponents to the project. We consider extremely unlikely that this project will be carried-out. On early December 2012, the 700 MW coal project of Punta Alcalde (Endesa) was environmentally approved by the special Council of Minister. The project might be connected by 2018, but it is facing strong opposition and the Appeal Court has already stopped any advancement of this project.

In the last year two generating companies (AES-Gener and Colbún) that own combined cycle units and that had not participated in the Quintero LNG Terminal have decided to purchase LNG to some of the off-takers, on a short term basis, in order to avoid purchasing energy in the spot market. This might open the alternative to use LNG on a larger scale by entering into long term agreements for using this terminal or developing another (FSRU) and purchasing LNG.

The last review of the expansion of the Trunk Transmission System ("Estudio de Transmisión Troncal") performed by a consortium headed by Syntex for the authorities and the agents of the power market was approved in January 2011. The study recommends a massive investment in transmission lines and substations that would start construction between 2012 and 2014. The investments recommended, and approved by the authorities, reaches 1500 million US\$ (500 kV and 220 kV facilities between Diego de Almagro and Puerto Montt in the SIC).

On May 2011 the Hydroysén very large hydroelectric project (2750 MW) received its environmental approval, raising significant opposition from a large part of the public opinion and the political opposition. The 2000 km DC transmission line that would connect the project to the SIC in the Santiago area has yet to submit its request for environmental approval, and it is expected that local opposition will be strong. The project would be developed from year 2023 onward until 2026. The Government seems to back the project, given that it has successfully followed the environmental permitting process along more than 3 years. On the other hand there are not real alternatives to this project: if not developed, it should be replaced by around 2500 MW in thermal power

plants, something that would not be easy to implement given environmental and social opposition for developing new sites.

On April 2012 an agreement was reached between Xstrata and Origin (Australia) for the development of the Energía Austral projects (Cuervo, Blanco and Cóndores) totaling around 1000 MW. These projects, located in the Aysén region and expected to be on line by year 2021, will use the same corridor for its connection line to the SIC than the Hydroysén project. The projects have recently obtained environmental approval, but on May 2012 the Supreme Court has objected the approval on the ground that an additional study recommended by SERNAGEOMIN (a State agency) was lacking. We expect that the Project will be connected after year 2023.

In spite of public opposition to the projects, we believe that the probability of developing Hydroysén and Energía Austral is higher than 50%. If the Aysén projects are not developed, 3500 MW in thermal units (or nuclear power plants) should be constructed instead. The environmental impact would be much higher than the impact of the Aysén projects.

## THE NORTH INTERCONNECTED SYSTEM

### 3 THE NORTH INTERCONNECTED SYSTEM

#### 3.1 General

The North Interconnected System ("Sistema Interconectado Norte Grande"-SING-) supplies the northern part of Chile, from the port of Arica, close to the Peruvian border, to Coloso, a port located south to the city of Antofagasta, thus covering around 700 km along the coast. 90% of the electricity demand in the SING corresponds to very large mining facilities, while only 10% correspond to the consumption of cities, most located on the coast. The installed capacity is 99% thermal and will reach 4604 MW on December 2012. However, 643 MW of this total corresponds to the Salta power plant (Termoandes, owned by AES Gener), installed in Argentina, that currently is not supplying energy to the SING. Then the installed capacity in the SING reached 3961 MW.

Until the beginning of the Argentinian gas crisis, most generation was based on natural gas. Since then, coal generation is dispatched at full capacity and around 450 MW in combined cycle gas turbines are operating with LNG by using the Mejillones LNG terminal. The connection in year 2011 of around 800 MW in coal units has replaced marginal generation based on diesel oil and part of the LNG imports has been reduced.

#### 3.2 SING Demand

In 2012 gross generation in the SING reached 16756 GWh with a peak demand of 2170 MW. High voltage energy sales were 14831 GWh. The demand evolution in the SING has been linked to the development of large mining projects that represents 90% of electricity consumption. The following table presents the historical evolution of demand in the SING.

Table 9: SING - Annual Sales Growth Rates

Period	Distributors	Industry & Mining	Total
1988-1999 (11 years)	6.5%	16.8%	15.1%
1999-2012 (13 years)	5.9%	4.6%	4.7%

#### 3.3 Main Consumers in the SING

Three distribution companies operate in the SING for the supply of cities and small end-users: Enelari, Eliqsa and Eledda, controlled by CGE (Chilean Group). Seven copper mines (Chuquibambilla, Escondida, Collahuasi, El Abra, Zaldivar, RadomiroTomic and Spence) represent 61% of the total demand. The following table provides information of the consumption in the SING in 2012.

Table 10: SING - Consumption 2012

Company (Owner)	Activity	Consumption GWh
Escondida (BHP Billiton)	Copper mining	3148
Chuquibambilla (Codeco)	Copper mining	2115
Collahuasi (Xstrata-Angloamerican)	Copper mining	1264
RadomiroTomic (Codeco)	Copper mining	838
El Abra (Codeco -Freeport)	Copper mining	748
Zaldivar (Barrick)	Copper mining	545
Spence (BHP Billiton)	Copper mining	506
Gaby (Codeco)	Copper mining	424
Cerro Colorado (BHP Billiton)	Copper mining	237
MantolBlancos (Angloamerican)	Copper mining	213
El Tesoro (Antofagasta Minerals)	Copper mining	303
Lomas Bayas (Xstrata)	Copper mining	292
Michilla (Antofagasta Minerals)	Copper mining	149
Altonorte (Xstrata)	Smelter	320
SQM El Loa + SQM Salta (SQM)	Nitrate and iodine	441
Others		1621
Enelari + Eliqsa + Eledda	Distribution Co.	1669
<b>Total</b>		<b>14831</b>

#### 3.4 Installed capacity

The installed capacity in the SING is 3961 MW (by December 2012, excluding Salta power plant). The main generating companies are ECL (former Edelhor and Electroandina controlled by the Suez group), AES Gener (owner of Norgener, Angamos and Termoandes in Salta), Celta (controlled by Endesa) and GasAtacama (Endesa - Southern Cross). The following table describes the technology used for generation and the installed capacity of each generating company operating in the SING.

Table 11: SING - Participation by Type of Technology 2012

Group	Natural Gas	Coal	Diesel / Fuel Oil	Others	Total
ECL	651	1119	354	10	2135
Norgener + Angamos		822			822
GasAtacama	781				781
Celta		158	24		182
Others			18	23	41
<b>Total</b>	<b>1431</b>	<b>2100</b>	<b>396</b>	<b>43</b>	<b>3961</b>

The generation structure in term of type of fuel used and variable operating cost is shown below.

Table 12: SING - Variable Costs (June-2013)

Type	Fuel	Variable Cost US\$/MWh
Hydro	Hydro	0
Steam Turbines	Coal	38-49
Combined Cycle	LNG	48
Fuel oil motors	Fuel oil	170-180
Combined Cycle	Diesel oil	180-210
Diesel Oil Units	Diesel oil	260-350

Note: Salta power plant not considered

### 3.5 Actions taken and present situation of the power market

In 2006-2007 most of the mining companies in the SING realized that the only way to avoid bankruptcy of suppliers was to accept the renegotiation of supply contracts established on the basis of gas, and to carry-out tenders for the economic supply of existing and new demand through new coal power plants to be developed by existing or new generating companies. 880 MW in coal units were installed in year 2011.

In between, the generators and mining companies, headed by CODELCO, developed an LNG terminal for substituting Argentinean natural gas. The LNG terminal, owned by Suez and CODELCO and used by CODELCO Norte, Escondida, El Abra and Collahuasi, was constructed in the Mejillones bay started delivering LNG on early 2010. This terminal was considered as an intermediate and partial solution until the connection of four coal plants (800 MW in total) operating under PPA's with mining companies whose construction started in year 2007.

The LNG supply was contracted by the mining companies, not by the generators, for three years ending by September 2012 for supplying around 450 MW. Since the supply contract of LNG was established on a take or pay basis, the recent connection of the 880 MW in coal units has forced the mining companies to declare a price of LNG lower than the variable cost of coal in order to guaranty that the LNG is fully consumed. As a result, marginal costs have dropped to values around 60-80 US\$/MWh since the end of 2011. This situation will change with the expected increases in demand from 2013 onward: coal will be fully dispatched and marginal generation will correspond to CCGT units burning LNG for amounts that can vary between 200 MW and 400 MW initially. Spot prices are expected to be in the range of 150 US\$/MWh in the second part of year 2013.

The use of LNG in the medium term will depend on the competitiveness of LNG in existing CCGT (capital cost sunk) with new coal projects for the increases in demand expected from 2013/2014 onward. E-CL (Suez) will import LNG in order to sustain its 250 MW PPA with the SING distribution companies. On the other side, the 540 MW coal Cochran project from AES Gener is under construction.

## METHODOLOGY FOR SYSTEM EXPANSION AND PRICES PROJECTION

### 4 METHODOLOGY FOR SYSTEM EXPANSION AND PRICE PROJECTION

#### 4.1 General

In competitive market frameworks, like the one existing in the Chilean power sector, the determination of generation expansion sequences is crucial, because the addition of new power plants determines market prices, both short-term - based on spot market dynamics - and long-term- based on long term equilibriums and on the expected evolution of the contract and spot market.

In this study, the investment sequence of the generation projects is established assuming that the investors take rational decisions, i.e. any new project is committed whenever the revenues from the sale of energy and firm capacity are equal to the capital plus operating costs of the project. The energy and capacity are supposed to be sold to the spot market at the system's marginal costs. Consequently, all projects that can be developed within a certain timeframe are included as candidate, and an evaluation is performed year by year in order to compare the estimated cost of the candidate projects (annuity of capital cost including transmission plus operating costs) with the revenues obtained by selling energy and capacity at the system's marginal costs. If the project's costs are lower than the expected revenues, the project is accepted. Certainly, the system's marginal costs must be assessed considering the effect of the accepted projects: if too much capacity is added to the system in a certain year, the marginal costs drops and some the projects that are not economic with these prices must be delayed. This methodology simulates the behavior of private investors in a competitive framework.

Based on our experience in the development of the Chilean power sector, we have assumed that investors expect an internal rate of return of around 9%, on assets, after tax, in real terms.

Government has studied the feasibility of a SIC-SING interconnection and decided to build it as part of the Trunk Transmission System (ETT) expansion. The project would consist of a 600 km, 500 kV two poles DC transmission line connecting the Cardones substation in the SIC to the Encuentro substation in the SING. The Expert Panel has recently rejected the inclusion of the interconnection as part of the ETT expansion on the basis of its interpretation of the Electricity Law. The Government is presently preparing a very short draft bill that would amend this objection and allow the construction of an interconnection on the ground of economic and strategic reasons (several CNE reports sustain the convenience of such interconnection). Members of the Senate have already agreed with the necessity of approving a draft bill in this sense and the discussion in the Congress may be very short. The start-up date of the interconnection would be 2019, and delays are not expected since most of the land used by the project is state-owned. Based on the above we have studied the development of the SIC assuming an interconnection with the SING in that year.

#### 4.2 Generation Expansion in the SIC

The generation expansion in the short-term (2014-2017) considers the projects currently under construction: Angastura (hydro), Guacolda's (coal) and some wind and solar projects. For the medium-term (2018-2020) we have considered the Alto Maipo Project connected in 2018-2019 as well as some hydroelectric projects with a

capacity between 100 and 150 MW. The study shows that the revenues of these projects are sufficient to pay their capital plus operating costs and are consequently economically feasible.

For the long term large and medium size hydro projects will compete with thermal (LNG or coal) power plants. If the development costs (average capital plus operating costs) of the hydro projects are below the development costs of the thermal competitors, they will be developed first and may produce a temporary drop in the system marginal costs, in relation to the marginal costs that would have prevailed if thermal units were developed. This is a situation that might be expected with the development of the Hidroaysén and Energía Austral projects in the 2024-2029 period: these hydro projects are expected to have low investment costs and high plant factors and will tend to be developed as early as possible, even if prices drop under the condition that prices are sufficient to pay their development costs. In this study we have considered this assumption since the development costs seem to be in the order of 70-80 US\$/MWh.

Given that demand continues to grow, marginal costs will remain in the same level in order to sustain the development of thermal units in a period where hydro resources will be scarce (2027-2030).

The study compares the development costs of coal and LNG combined cycle units (CCGT), and determines the least thermal cost technology. Until now the Chilean investors have tended to prefer coal because at the present LNG prices this alternative is not economic compared with coal. But social and political opposition to new coal power plants in the SIC are making that this technology will be unable to be developed. For this reason, in the Base Case we have not considered any relevant development of coal in the SIC. In this scenario we have considered an increased use of LNG in existing CCGT units located in the SIC and the conversion of CCGT units (already installed) to CCGT units.

### 4.3 Generation Expansion in the SING

In the short and long-term, the expansion sequence in the SING is based on coal projects plus some ERNC. This is because several coal projects already have environmental approval and may be developed. Some amount of LNG burned in existing combined cycle units installed in the system will be considered. We have not considered in this study that the Kellar CCGT power plant (under study by BHP for its electricity supply) would be developed, because there is sufficient available capacity in existing CCGT units that are not committed in supply contracts. After the interconnection with the SIC, prices are influenced by LNG generation in the SIC and hydrological conditions.

### 4.4 Dispatch Model

#### 4.4.1 Methodology

In order to determine the generation expansion plan, Synex has used the SDDP dispatch model, described below. Since SDDP is a dispatch model, not a generation-transmission expansion model, an iterative process is conducted, in order to determine the system's marginal costs, the revenues of the potential projects and the system expansion in the study horizon.

The SDDP model uses the optimization-simulation concept known as "stochastic dual dynamic programming". The strategy to solve the optimization problem is as follows:

Initially a sequential analysis is carried out by means of backward recursion, i.e. from the future to the present, to define the optimal strategy of operation for thermal and hydroelectric plants, based on an initial assumption of levels in the reservoirs. For each stage, a linear program is solved which defines the optimal strategy for

minimizing the operation cost of the system. Thus, initial water values for each reservoir are calculated, for each stage.

Afterwards, a simulation is performed using the water values found, in order to determine new levels for the reservoirs at each stage.

The iteration of these processes of analysis (recursion and simulations) converges to the determination of optimal strategies for the system dispatch and of system's short-run marginal costs for each stage and each hydro-condition, as well as their expected values.

The results of the model are, among others:

- The dispatch of all power plants
- The thermal costs
- The energy short-run marginal costs
- The incomes of power plants selling all the energy at the short-run marginal cost

These results are obtained on a monthly basis, for several hourly blocks representing the load duration curve and for each of the hydro-conditions simulated.

#### 4.4.2 Demand and power plant characteristics

The demand shape (seasonal and daily) is represented by the use of monthly load duration curves (hourly demands in the month ordered in a decreasing order of magnitude) represented by five blocks of demand in each month.

The characteristics and restrictions of the transmission lines between these nodes are reflected in the dispatch that takes into consideration both the transmission capacity limitations and losses on the lines.

The thermal units are represented with their individual characteristics of peak capacity, variable operating cost and availability. The variable cost takes into consideration specific consumption, the non-fuel variable cost and the evolution of fuel prices. Availability takes into consideration the forced outage rate, which reduces peak capacity, and scheduled maintenance, which is incorporated into the model. Restrictions as to the minimum capacity to be generated have also been taken into consideration for steam thermal units.

In regards to hydroelectric power plants, the SDDP model allows for a detailed representation of the plants. In more specific terms, it runs an optimal operation of the reservoirs together with the other power plants in the system. The model takes into consideration the locations of power plants in one single basin and their joint operations, the characteristics of the reservoir (volume, leakage, evaporation) and operation restrictions (minimum and maximum volumes of flow, variation of performance with level of reservoir, etc.).

To take into account the hydrologic uncertainty, the following options are available:

- A stochastic model of flow, which represents the hydrological characteristics of a system. The spatial and temporal correlation of the tributaries' volumes of the synthetic flows produced by the model, of each country and between countries, are reproduced by the model
- The historical sequences of inflows

In the case of the Chile, the second option was selected and 48 historical hydro-conditions (1960-2007) for the system have been simulated.

#### 4.5 Methodology to Determine the Power Plants Firm Capacity

The procedure to calculate the firm capacity has been redefined by the CNE pursuant to a regulation enacted on February 1<sup>st</sup>, 2006. This new methodology is intended to reflect the following concepts:

- The firm capacity is calculated taking into account a period that considers the whole year (not only 5 months as the previous methodology)
- The firm capacity of an hydro power plant takes into account the way the energy can be dispatched in a load curve (not a fixed number of hours)
- Fuel availability and fuel supply issues are taken into account for thermal power plants
- Wind power plants: the firm capacity of a wind power plant is currently calculated as the capacity that it can provide with a high probability during the hours of the day that have a high loss-of-load (LOLP) probability. In the case of wind power plants, the "worst scenario" of annual wind availability is used. The firm capacity that results is close to the plant factor of the unit.
- Solar power plants: the firm capacity of a solar power plant is currently calculated as the capacity that it can provide with a high probability during the hours of the day that have a high loss-of-load (LOLP) probability. The situation is different in the SIC and SING: in the SIC some of the hours with a high LOLP (10:00 to 13:00 and 18:00 to 23:00) occur when solar powers plant are generating, and consequently some firm capacity is recognized. In the SING the hours with a high LOLP occurs at night time and there is not recognition of firm capacity. We have estimated that with the new regulation firm capacities of solar plants would be similar to the current ones.

The methodology to calculate the firm capacity (now called "adequacy capacity") can be split in four steps:

- i) First step: Determination of the initial firm capacity of thermal and hydro power plants, based on primary energy resource availability:
    - For thermal units, the initial firm capacity takes into account the availability of fuel supply
    - The initial firm capacity of hydroelectric power plants is determined considering the annual energy generation in the two driest hydro-conditions of the system of the last 40 years (currently water years 1968/69 and 1998/99) and their regulation capability. The initial firm capacity is limited to the capacity the plant can allocate in a load duration curve to supply the demand.
  - ii) Second step: the initial firm capacity is reduced, according to the scheduled maintenance periods and self-consumption.
  - iii) Third step: take into account the forced outage rate of each power plant by using a probabilistic model. This result is called preliminary firm capacity.
  - iv) Fourth step: the preliminary firm capacities of each plant are adjusted so that the sum of these capacities matches the peak demand. These adjusted firm capacities correspond to the firm capacity of the units.
- The by-law enacted on February 2006 will be applied after the enactment of the ancillary service regulations. This has occurred in late 2012 but the specific norms to be prepared by the CDEC are still pending. It has been assumed that the new regulations will be applied from 2014 onward.

#### 4.6 Transmission Charges

##### 4.6.1 General

In order to determine the transmission charges in the Trunk Transmission System, Synrex has developed a model that applies the concepts defined in the law. The methodology for calculating the transmission charges in each year of the study horizon requires determining the dispatch of all power plants and the flows through the transmission lines for several demand levels in each month, for each one of the 48 hydroconditions that have been registered. The SDDP model has been used to simulate the system operation and to determine power plants dispatches and the transmission lines flows. The methodology can be summarized as follows:

##### 4.6.2 Methodology

The Trunk Transmission Charges are calculated in each trunk transmission segment. As established by the law, the annual allowed revenues in each segment correspond to the annuity of capital + O&M costs of the facilities of the segment (including a part of the substations involved). The annual allowed revenues are called VATT ("Valor Anual de Transmisión Troncal") and set by the Regulator every 4 years. The regulations establish that the "use" of each segment by the generators and loads connected to the system must be determined. This "use" is equal to the annual expected participation of the generators and loads in the energy flows of the segment, as determined by the GGDF ("Generalized Generation Distribution Factor") and GLDF ("Generalized Load Distribution Factor") methodology. The rules for defining the "use" are different in the Common Influence Area- ("AIC" that corresponds to Charrúa -Polpaico in the SIC) and in the segments out of the AIC. Within the AIC the VATT is paid 80% by the generators and 20% by the loads. Out of the AIC, the VATT are paid either by generators or by loads depending on the direction of energy flows in relation to the AIC.

The transmission charges paid by the power plants in each segment are equal to the VATT times their annual expected participation in the use of that segment.

It must be pointed out that the "use" of facilities by power plants, regardless of their supply contracts, are called "entry charges", while the use of transmission facilities by the loads are assigned to the generators that supply these loads and are called "exit charges".

The steps for determining the transmission charges in the Trunk Transmission System are as follows:

- The generation expansion study allows determining the Trunk System expansion along the study horizon. The Trunk System expansion is determined in order to prevent congestion and high transmission losses considering the connection of future loads and power plants.
- The VATT of each segment of the Trunk System (existing and new facilities) is determined along the study horizon.
- The dispatch study allows the calculation of energy flows in each segment of the Trunk System. This calculation is performed for each demand level in each month of the study horizon, for 48 different hydroconditions.
- The expected "use" of each segment in each year is determined for the existing and new power plant that will be connected to the system. The GGDF methodology is used for that calculation.
- The transmission charges paid by the power plants in each segment ("entry charges") are calculated on the basis of the VATT of the segment and the GGDF concept.



## BASIS FOR ELECTRICITY PRICE PROJECTION

### 5 BASIS FOR ELECTRICITY PRICE PROJECTION

#### 5.1 General

This section describes the basis used for determining the SIC and SING evolution and prices in the wholesale electricity market. Two scenarios have been defined:

- **Base Scenario:** the fuel prices projection corresponds to Synex projections with Brent crude oil = 110 US\$/bbl, coal = 85 US\$/ton and LNG = 13 US\$/Mbt in the long term. Demand projection is based on a 5% GDP growth rate and no development of large coal power projects in the medium and long run, only already identified coal projects in the SING are considered to be developed. A 15% ERNC goal is established by 2024 and the SIC-SING Interconnection is developed by January 2019.
- **Low Scenario:** Same assumptions than in the Base Case, except that the development of Punta Alcalde coal power plant is considered in 2018 and 2019.

#### 5.2 Study horizon

Detailed simulation of the SIC and the SING goes from 2013 to 2035.

#### 5.3 Price level

All prices in the report are expressed in 2012 constant US\$.

#### 5.4 Demand Projections

For the 2013-2021 period the consumption of distribution companies and small industries has been estimated based on an annual GDP growth of 5%. For large consumers it has been assumed an individual demand growth for each of them, according to their future projects.

The SING demand projection is based on the announce expansion of existing mining and on new projects. It is relevant to note that 90% of consumption in the SING corresponds to large mining.

The demand growth rate between 2022 and 2026 considers a 4.5% annual growth rate and 3.5% between 2027 and 2035. These growth rates has been determined in such a way that the Chilean consumption in 2030 was similar electricity consumption per capita that Chile would have in 2030, around 28000 US\$ PPP (2000 US\$)

The result for the SING and SIC is shown in the next table.

Table 13: 2013-2035 Demand Projection

Year	Demand SIC GWh	Rate SIC	Demand SING GWh	Rate SING
2013	49,421		15,516	
2014	52,723	6.68%	16,883	8.81%
2015	55,519	5.30%	18,647	10.45%
2016	57,909	4.31%	19,689	5.59%
2017	61,030	5.39%	21,006	6.69%
2018	65,878	7.94%	22,185	5.61%
2019	71,118	7.95%	23,502	5.93%
2020	74,398	4.61%	25,793	9.73%
2021	77,430	4.08%	27,496	6.60%
2022	80,915	4.50%	28,733	4.50%
2023	84,556	4.50%	30,026	4.50%
2024	88,361	4.50%	31,377	4.50%
2025	92,337	4.50%	32,789	4.50%
2026	96,492	4.50%	34,264	4.50%
2027	99,869	3.50%	35,464	3.50%
2028	103,365	3.50%	36,705	3.50%
2029	106,982	3.50%	37,990	3.50%
2030	110,727	3.50%	39,319	3.50%
2031	114,602	3.50%	40,695	3.50%
2032	118,613	3.50%	42,120	3.50%
2033	122,765	3.50%	43,594	3.50%
2034	127,062	3.50%	45,120	3.50%
2035	131,509	3.50%	46,699	3.50%

#### 5.5 Fuel prices projection

##### 5.5.1 General

In open and competitive power market like the one prevailing in Chile fuel prices are key drivers for electricity prices. Chile is a net importer of fossil fuels and open and competitive markets operate for the acquisition and supply of solid, liquid and gas fuels, without specific taxes that might produce price distortions. Consequently internal fuel prices are directly related to international prices ("import parity price"). The main components that must be added to international fuel prices are transport and port facilities and in some cases import taxes that do not exceed 6%.

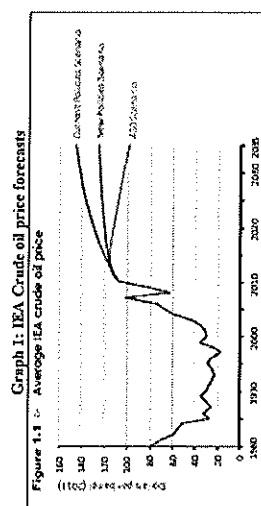
The projection of international fuel prices, basically oil, coal, natural gas in certain locations and LNG, is subject to uncertainties that are reflected in a wide range of forecasts performed by different institutions such as the International Energy Agency (IEA), the US Department of Energy (DOE), the World Bank (WB) and others. In

addition, some of these agencies project several fuel prices scenarios (high, medium and low for instance), that add to the uncertainty on the level of prices to be chosen.

In order to perform planning and market studies Synex analyzes the last projections performed by IEA, DOE and WB, selects one of these projections and adds some specific considerations regarding market locations, transport costs and in certain cases its own views on the expected evolution of some specific fuels.

The last fuel price projections issued by these agencies are summarized in next tables.

Next graph shows the IEA crude oil price forecasts: New Policies Scenario, Current Policies Scenario and 450 Scenario.



The numerical values of New Policies Scenarios are summarized in the next table.

	Crude oil (3)	Coal (4)	Henry Hub(5)
	US\$/bbl	US\$/ton	US\$/MbtWhv
2011	107.6	123.4	4.1
2015	116.0	108.5	4.6
2020	119.5	112.0	5.4
2025	121.9	113.0	6.3
2030	123.6	114.0	7.1

(1) IEA 2012 World Energy Outlook, Nov-2012, New Policy Scenario  
(2) 2011 US\$  
(3) IEA= crude oil imports  
(4) IEA= OECD steam coal imports  
(5) IEA= Henry Hub

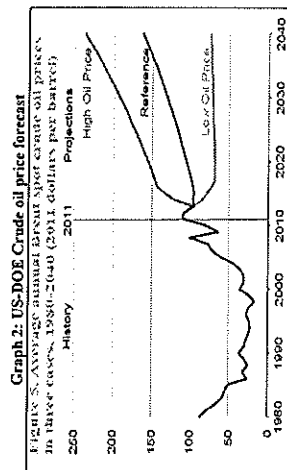
The World Bank forecast updated on January 2013 is summarized in the next table.

Table 15: World Bank (WB) (1), (2)

	Crude oil (3)	Coal (4)	Henry Hub(5)
	US\$/bbl	US\$/ton	US\$/MbtWhv
2013	97.6	89.0	3.29
2015	93.8	82.8	4.11
2020	85.1	79.8	5.05
2025	77.9	76.9	5.41
2030			

(1) Commodity Price Update, release January 2013  
(2) 2012 US\$  
(3) WB = Brent  
(4) WB= Australian coal, 6300 kcal/kg  
(5) WB = Henry Hub

The United States Department of Energy (US-DOE) oil price Reference, High and Low forecasts are shown in the next graph.



The US-DOE Reference Case forecast is summarized in the next table.

	Crude oil (3)	Henry Hub
	US\$/bbl	US\$/MbtWhv
2013	96.8	3.25
2015	95.9	3.12
2020	105.6	4.13
2025	117.4	4.87
2030	130.5	5.40

(1) US-DOE, AEO2013 Early Release Overview, Dec-2012, Reference Scenario  
(2) 2011 US\$  
(3) Brent

It must be pointed out that fuel prices are not set at the same location, but the differences are not too relevant.

Considering the wide variation of fuel price projections between IEA, WB and US-DOE, Synex has adopted as a Base Scenario a long term Brent oil price of 110 US\$/bbl throughout the study horizon and a FOB Colombia coal price of 83 US\$/Ton (6350 US\$/ton) corresponding to FOB Australia of 95 US\$/ton.

Starting from the expected international fuel prices, internal prices for the fuels delivered at each Chilean power plant site are derived:

- Liquid fuels: Brent oil is selected as marker crude oil and the liquid fuels prices (diesel, fuel-oil) in the US Gulf Coast are derived in accordance to the historical price relation with the Brent. Transport to Chile, unloading and storage costs determine the import parity price. Local transport costs to each power plant are then added on the basis of historical relationship.
- Coal: the Colombian coal price (FOB Puerto Bolívar) is taken as reference for the Chilean market and its relation to some referential international coal price (Newcastle-Australia for instance) is established. This referential international coal price is supposed to evolve following the medium and long term coal price projection considered.
- LNG for consumers other than Endesa: two alternative concepts may be considered:

- Synex has been observing the evolution of LNG prices in Japan and Korea, that represent a large part of the world international LNG market and that have stayed in the order of 15-17 US\$/MBtu (without re-gasification costs). In Europe, mainly Spain and France, LNG prices have been in the last year in the order of 10-11 US\$/MBtu. These prices are somehow linked to the Brent oil price. In principle, it seems that Chile might not be able to get prices below the Japan-Korea prices. However, the pressure of future US LNG exports based on shale gas is already putting a pressure on international prices. From several sources and considerations, Synex believes that from 2016 onward Chile might be able to purchase LNG at prices between these two values, i.e. in the order of 13 US\$/MBtu (without re-gasification costs). Re-gasification costs are fixed annual costs that can be in the order of 1-2 US\$/MBtu as average value. The re-gasification costs are not considered as variable costs for dispatch purposes since they are fixed costs.

- If Chile gets an agreement with a US LNG exporter, the purchase price would be the Henry Hub price + 20% + 5-6 US\$/MBtu for liquefaction and transport. These prices are based on information released for supply contracts established by Chemiere with European and Asian buyers. Considering a long term Henry Hub price of 5-6 US\$/MBtu, the CIF LNG price in Chile would be in the 11-13 US\$/MBtu range (without re-gasification costs), assuming a high plant factor. It is likely that supply contracts with US exporters may consider take-or-pay commitments for the liquefaction and transports components.

These two concepts give values that are in the same range. These prices would be applied after the beginning of US LNG exports, i.e. from year 2016 onward.

- LNG for Endesa: Endesa is re-negotiating its supply contract with British Gas. Until end 2012 the LNG price was based on the Brent oil price and was in the order of 15 US\$/MBtu for a Brent of 110 US\$/bbl. From 2013 onward, the price would be based on the Henry Hub price plus some units. BG

might get out of this contract with some penalties, which would explain why the contract is being re-negotiated. Synex expects that the final agreed price would be in the order of 8-10 US\$/MBtu range and that this price would be applied to a volume not exceeding the volume required by the San Isidro 1 and 2 CCGT units (360 MW each).

### 5.5.2 Base and Alternative Scenarios

As mentioned before, long-term price of 110 US\$/bbl for the Brent and 85 US\$/ton FOB for the coal have been considered.

Tabla 17: Precios internacionales de combustibles

Año	Brent US\$/bbl	Carbon FOB US\$/ton
2013-2035	110	85

Regarding LNG prices, there is a distinction between Endesa and the rest of generators. Synex has estimated that from 2013 onward the price for Endesa (San Isidro) would be around 8 US\$/MBtu in the long-term. This price does not include the use of LNG Quintero terminal cost.

For other generators (Nehueno 1, Nehueno 2 and Nueva Renca in the SIC and EC-1, and GasAtacama in the SING) that are not in the Quintero's pool it has been assumed that they have to buy to the prices indicated in the next table, which correspond to international prices they could get in the international market. The price would drop from 15 US\$/MBtu to 13 US\$/MBtu in 2017 due to the pressure that the exports of shale gas from United States would put into the market.

Table 18: LNG Prices (US\$/MBTU)

Year	San Isidro	Others
2013-2016	8	15
2017-2030	8	13

### 5.5.3 SIC fuel prices

#### i) Diesel Prices

Diesel oil prices at the SIC main power plants are shown in the next table.

Table 19: Diesel Prices (US\$/ton) - Base Scenario

Year	Total US\$/ton	Nehueno US\$/ton	Candelaria US\$/ton	San Isidro US\$/ton	N. Renca US\$/ton	Santa Lidia US\$/ton	Los Vientos US\$/ton	Antihue US\$/ton
2013-2035	1042.1	989.8	1018.8	1009.5	1031.1	1042.0	1030.3	1029.5

## ii) Coal Prices

Coal prices evolution at the SIC is shown on the next table.

Table 20: Coal Prices (US\$/ton) – Base Scenario

Year	Ventanas US\$/ton	Guacolda US\$/ton	Bocamina US\$/ton
2013-2035	108.7	96.3	114.3

## ii) LNG Price

The LNG prices for the SIC power plants are the following. These prices does not include the regasification cost in Chile that is considered a fixed cost and not used for calculating the variable cost for dispatch purposes.

Table 21: LNG Price (US\$/MBTU) – Base Scenario

Year	San Pedro	Others
2013-2016	8	15
2017-2035	8	13

## 5.5.4 SING fuel prices

## i) Diesel Prices

Diesel oil prices at SING main power plants are shown in the next table.

Table 22: Diesel Prices (US\$/ton) – SING – Base Scenario

Year	Tocopilla US\$/ton	Mejillones US\$/ton	CC GAG US\$/ton	Arica US\$/ton	Liquique US\$/ton
2013-2035	1018.6	1018.6	1024.0	1021.2	1004.8

## ii) Coal Prices

Next table shows Coal prices in the main SING power plants.

Table 23: Coal Prices (US\$/ton, 6000 kcal/kg hbv) – SING – Base Scenario

Year	Celta US\$/ton	Electroandina US\$/ton	Norgener US\$/ton	CTM US\$/ton	Finures US\$/ton
2013-2035	114.4	104.0	100.9	95.8	105.6

## iii) LNG Prices

The next table shows the LNG prices estimated for Mejillones.

Table 24: Mejillones LNG Prices – SING – Base Scenario

Year	Mejillones US\$/MBtu
2013-2016	15
2017-2030	13

## 5.6 Capacity Price

The value taken corresponds to the capacity Node Price as established in April 2013 Node Price report issued by the National Energy Commission (CNE). The basic price at the Quilota substation (SIC) is 8.8 US\$/kW-month. In Lagunas substation (SING) basic price is 9.18 US\$/kW-month.

## 5.7 Power plants under construction

The following power plants are under construction in the SIC: Lajal (37 MW, hydro), San Andrés (40 MW, hydro), El Paso (40 MW, hydro), Angostura (hydro, 316 MW), Guacolda 5 (coal, 150 MW), Talnay Oriente and El Arroyan (wind, 105 MW). In the SING the Cochran 540 MW coal power plant project has started construction.

## 5.8 Transmission expansion

The following table shows the transmission expansion in the short term. Only facilities decided or under construction are shown.

Table 25: SIC - Transmission short-term expansion

Year	Month	Transmission facility
2013	July	Charrúa substation: 500/220 kV third transformer
2014	May	Ancoa - A. Jahuel 2x500 kV - new transmission line, first circuit
	May	Ancoa-Colbun, 2x220 kV, disconnected
	October	Ancoa substation, 500/220 kV transformer
2015	July	Lo Aguirre substation (interception lines Polpaico-Alto Jahuel, Cerro Navia-A. Malipilla, Cerro Navia-Rapel)
2016	July	Lo Aguirre-Cerro Navia, 2x220 kV, upgrade
2017	July	Diego Almagro - Cardones, 2 x 220 kV
	January	Cardones - Matencillo, 2 x 500 kV
	January	Matencillo - P. Azucar, 2 x 500 kV
	January	P. Azucar - Polpaico, 2 x 500 kV
	January	Charrúa-Ancoa, 2 x 500 kV, first circuit
	January	Cruces-Pichitrapulli, 2x220 kV
2019	January	Cardones - Encuentro SIC-SING Interconnection

Table 26: SING - Transmission short-term expansion

Year	Month	Transmission facility
2013	September	Cruces-Lagunas, 220 kV, upgrade circuits 1 and 2
2016	September	Cruces-Lagunas, 2x220 kV, first circuit

Other facilities are expanded according to the system operation in order to avoid significant transmission constraints.

## 5.9 Technologies for Generation Expansion

Apart from hydroelectric projects and some ERNC, the system can be developed mainly through coal power plants or CCGT units burning LNG, together with single cycle gas turbines used as back-up for dry hydro-conditions. However, the scenarios do not consider the construction of new coal units in the SIC. In order to compare the cost of coal and CCGT technology, the cost structure of both technologies is shown below. The capital costs have been calculated considering a 9% net return on asset (real term), after taxes

### a) Coal Power Plants

Future coal power plants are considered installed with a capacity of 350 MW unit, using scrubbers, NOX control and particle filters. The following table presents the cost assuming a coal cost of 108.7 US\$/ton (long term cost for BaseCase), 6350 kcal/kg hlv, delivered to a power plant connected in the SIC in the central region.

Item	Unit	Value
Installed capacity	MW	350
Net capacity	MW	320
Power plant investment without IDC	US\$/kWinst	2400
Investment with IDC	US\$/kWinst	2727
Connection line	MUS\$	25
Specific consumption	kg/kWhnet	0.375
Annual availability	%	87%
Fuel cost	US\$/MWh	40.8
Non fuel variable cost	US\$/MWh	4
Transmission charge	MUS\$/year	4.9
Fixed O&M cost	MUS\$/year	14
Total average cost	US\$/MWh	94.3

### b) Combined Cycles Units with LNG

LNG price, ex-ship, would be in the order of 13US\$/MBTUhhv (Base Case) for the long run. A fixed component for the cost of the terminal in Chile is added, but this component will not be considered for dispatch purposes.

Item	Unit	Value
Installed capacity	MW	382
Net Capacity	MW	368
Power Plant Investment (without IDC)	US\$/kWinst	1000
Power Plant Investment (with IDC)	US\$/kWinst	1091
Gas Pipeline Investment	MUS\$	5
Line Investment	MUS\$	11
Specific consumption	Dm3/kWh	0.19
Annual availability	%	91%
Fuel cost	US\$/MWh	93
Non fuel variable cost	US\$/MWh	2.5
Fixed O&M cost	MUS\$/year	3
Re-gasification Cost	MUS\$/year	27.7
Transmission charge	MUS\$/year	1.15
Total average cost	US\$/MWh	124.0

## ENERGY PRICES PROJECTION

### 6 ENERGY PRICES PROJECTION

#### 6.1 Base Scenario

##### 6.1.1 Generation Expansion

Next table presents the generation expansion for the 2014-2035 period in the SIC.

Start Date		Project	Capacity MW	Start Date		Project	Capacity MW
Year	Month			Year	Month		
2014	January	Biomass VIIR 1	10	2023	January	Geothermal SIC 6	40
2014	January	Biomass VIIR 2	10	2023	January	Biomass VIIR 2	20
2014	January	Solar PV SIC 1	50	2023	January	Wind Farm IVR 5	50
2014	January	SunEdison San Andrés	100	2023	January	Wind Farm XR 2	50
2014	January	Solar PV SIC 2	50	2023	January	Baker 1	660
2014	March	Hydro Augusta	316	2023	January	Hydro IXR 4	20
2014	April	Wind Farm Arroyan	115	2024	January	Geothermal SIC 7	40
2014	April	Wind Farm Punta Palmeras	50	2024	January	Solar PV SIC 8	100
2015	January	Biomass VIIR 1	20	2024	January	Solar PV SIC 9	100
2015	January	Solar PV SIC 3	50	2024	January	Wind Farm IIR 2	50
2015	January	Wind Farm IVR 1	50	2024	January	Pascua 2.2	500
2015	January	Wind Farm El Pacifico	68	2025	January	Wind Farm VIIR 5	25
2015	January	Wind Farm La Cebada	40	2025	January	Geothermal SIC 8	40
2015	January	Wind Farm San Pedro	36	2025	January	Solar PV SIC 10	50
2015	January	El Paso	40	2025	January	Cuervo	546.6
2015	January	Hydro VIIR 1	20	2025	January	Blanco	369.3
2015	January	Hydro Aguas Calientes	20	2025	January	Cóndor	52.6
2015	July	Los Guindos TG	130	2025	January	Hydro XIVR-4	40
2016	January	Guacolda 5	134	2026	January	Geothermal SIC 9	40
2016	January	Wind Farm VIIR 1	50	2026	January	Wind Farm VIIR 6	100
2016	January	Hydro XR 1	15	2026	January	Solar PV SIC 11	100
2017	January	Solar PV SIC 4	50	2026	January	Pascua 1	460
2017	January	Wind Farm IVR 2	50	2027	January	Wind Farm IVR 6	50
2017	January	Hydro VIIR 1	40	2027	January	Wind Farm XR 3	25
2017	July	Hydro Los Lagos	46.7	2027	January	Geothermal SIC 10	40
2018	January	Geothermal SIC 1	40	2027	January	Pascua 2.1	770
2018	January	Solar PV SIC 5	25	2027	January	Hydro VIIR 3	20
2018	January	Wind Farm VIIR 2	50	2028	January	Wind Farm VIIR 7	100
2018	January	Hydro Nuble	136	2028	January	Wind Farm IVR 7	75
2018	January	Hydro IXR 1	45	2028	January	Wind Farm IIR 3	75
2018	January	Hydro VIIR	12.1	2028	January	Wind Farm XR 4	25
2018	January	Hydro VIIR	85	2028	January	Baker 2	360

Syrex

Start Date		Project	Capacity MW	Start Date		Project	Capacity MW
Year	Month			Year	Month		
2018	July	Las Lajas	267	2029	January	Geothermal SIC 11	40
2018	December	Alfalfa 2	264	2029	January	Solar PV SIC 12	50
2019	January	Geothermal SIC 2	40	2029	January	Hydro VIRR 4	20
2019	January	Wind Farm IIR 1	50	2030	January	Wind Farm IIR 8	25
2019	January	Hydro Los Condores	150	2030	January	Solar PV SIC 13	50
2019	January	Hydro El Castillo	30	2031	January	Tal Tal CCGT	360
2019	January	Hydro Centella	105	2031	January	Candelaria CCGT	370
2019	January	Hydro Malibue	150	2031	January	Wind Farm VIRR 8	75
2019	January	Hydro VIRR 2	20	2031	January	Solar PV SIC 14	150
2019	January	Hydro Osorno	51.3	2031	January	Hydro VIRR 5	20
2020	January	Geothermal SIC 3	40	2032	January	Quintero CCGT	350
2020	January	Biomass VIRR 3	10	2032	January	Solar PV SIC 15	55
2020	January	Solar PV SIC 6	28	2032	January	Wind Farm VIRR 9	75
2020	January	Wind Farm XR 1	50	2032	January	CCGT IIR 1	360
2020	January	Hydro Pelilla	108	2032	January	Hydro IXR 5	45
2020	January	Hydro IXR 2	60	2032	January	Hydro IXR 5	20
2020	January	Hydro XIVR 1	60	2033	January	Wind Farm VIRR 10	100
2020	January	Hydro XIVR 2	60	2033	January	Wind Farm XR 5	75
2021	January	Biomass VIRR 4	10	2033	January	CCGT IIR 2	50
2021	January	Wind Farm VIRR 3	50	2033	January	Hydro Maqueo	400
2021	January	Wind Farm IVR 3	50	2033	January	Hydro IXR 6	80
2021	January	Netume	480.5	2034	January	CCGT VR	360
2021	January	Hydro XIVR 3	60	2034	January	CCGT IIR 3	720
2022	January	Solar PV SIC 7	100	2034	January	Hydro IXR 7	20
2022	January	Wind Farm IVR 4	50	2034	January	Hydro IXR 8	20
2022	January	Wind Farm VIRR 4	50	2035	January	Wind Farm IIR 4	100
2022	January	Geothermal SIC 4	40	2035	January	CCGT VIRR	360
2022	January	Hydro XR 2	60	2035	January	CCGT IIR 4	720
2022	January	Hydro VIRR 2	40	2035	January	Hydro IXR 9	20
2022	January	Hydro IXR 3	20				
2023	January	Geothermal SIC 5	40				

Next table presents the generation expansion for the SING.

Table 30: Generation Expansion SING - Base Scenario

Start Date		Project	Capacity MW	Start Date		Project	Capacity MW
Year	Month			Year	Month		
2014	January	Solar PV SING 1	30	2021	January	Geothermal SING 4	40
2014	January	SolarPack 2	7.5	2021	January	Solar PV SING 7	200
2014	January	SolarPack 3	16	2022	January	Geothermal SING 5	40
2014	January	Solar PV SING	40	2022	January	Geothermal SING 6	40
2014	April	Solar PV SING 2	110	2022	January	Solar PV SING 8	230
2015	January	Wind Farm SING 1	50	2023	January	Geothermal SING 7	40
2015	January	Solar PV SING 3	25	2023	January	Geothermal SING 8	40
2015	January	Wind Farm SING 2	195	2023	January	Solar PV SING 9	100
2016	January	Solar PV SING 4	25	2024	January	Solar PV SING 10	100
2016	July	Coal Cochran 1	236	2024	January	Geothermal SING 9	40
2016	December	Coal Cochran 2	236	2024	January	Geothermal SING 10	40

27

Syrex

Start Date		Project	Capacity MW	Start Date		Project	Capacity MW
Year	Month			Year	Month		
2017	January	Wind Farm SING 3	50	2024	January	Solar PV SING 11	150
2018	January	Geothermal SING 1	80	2024	January	Solar PV SING 12	100
2018	July	Coal Pacifico 1	175	2026	January	Solar PV SING 13	50
2019	January	Wind Farm SING 4	120	2029	January	Solar PV SING 14	200
2019	January	Coal Infrastructure Energética 1	375	2030	January	Solar PV SING 15	200
2019	January	Solar PV SING 5	100	2031	January	Solar PV SING 16	100
2019	July	Coal Infrastructure Energética 2	375	2032	January	Solar PV SING 17	100
2020	January	Geothermal SING 2	40	2033	January	Solar PV SING 18	28
2020	January	Geothermal SING 3	40	2034	January	Solar PV SING 19	100
2020	January	Coal Pacifico 2	175	2035	January	Solar PV SING 20	80
2020	January	Solar PV SING 6	180				

LNG availability for combined cycle gas turbines is shown in the next table. Green color means LNG available for that unit.

Table 31: LNG Availability for each unit - Base Scenario

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Central																							
Tocopilla																							
CTM3																							
GasAtacama1																							
GasAtacama2																							
San Isidro1																							
San Isidro2																							
Nueva Renca																							
Nehueno01																							
Nehueno02																							
Candela																							
TalTal																							
Quintero05																							

### 6.1.2 Generation by energy source

Next chart and table present annual energy generation by energy source. The evolution of energy mix can be appreciated as well as the way ERNC is incorporated in order to reach 15% in 2014.

28



Synex

Graph 3: Generation by fuel type (GWh) SIC+SING - Base Scenario

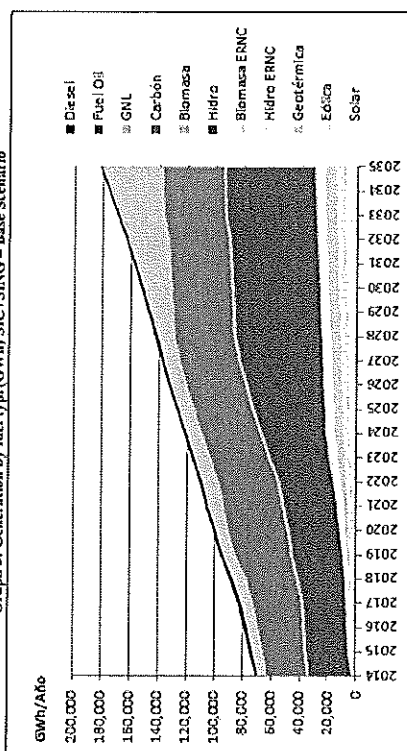


Table 32: Annual generation by fuel type (GWh) SIC+SING - Base Scenario

Year	Coal	Diesel	LNG	ERNC Hydro	ERNC Biomass	Biomass	Wind	Geo	Fuel Oil	Solar
2014	27,867	720	6,997	1,263	1,079	1,634	895	0	557	888
2015	28,624	1,454	7,591	1,706	1,183	1,670	2,296	0	904	1,321
2016	31,025	1,752	7,755	1,821	1,222	1,697	2,411	0	960	1,392
2017	33,646	2,166	8,334	2,017	1,246	1,732	2,643	0	665	1,524
2018	34,607	1,978	9,873	2,318	1,267	1,794	2,757	985	624	1,589
2019	38,437	1,319	9,409	2,540	1,269	1,765	3,173	1,320	524	1,874
2020	41,001	1,347	9,448	3,407	1,342	1,755	3,332	2,305	502	2,476
2021	40,520	1,146	11,563	3,695	1,410	1,761	3,549	2,630	544	3,060
2022	41,007	1,509	11,925	4,570	1,420	1,784	3,763	3,615	612	4,004
2023	40,598	1,310	11,599	4,667	1,530	1,773	4,026	4,935	549	4,589
2024	40,619	1,249	11,482	4,667	1,527	1,768	4,126	5,920	540	5,835
2025	40,257	1,090	11,507	4,860	1,515	1,749	4,183	6,256	520	5,988
2026	41,102	1,291	11,619	4,859	1,541	1,768	4,410	6,591	573	6,402
2027	41,023	1,180	11,609	4,957	1,535	1,761	4,592	6,926	561	6,400
2028	41,526	1,572	11,958	4,957	1,550	1,780	5,202	6,926	627	6,398
2029	41,545	1,244	16,537	5,056	1,562	1,786	5,252	7,262	633	7,118
2030	41,624	1,286	20,530	5,055	1,573	1,797	5,252	7,262	604	7,838
2031	41,712	955	24,912	5,153	1,572	1,780	5,423	7,262	527	8,534
2032	41,884	784	29,190	5,500	1,578	1,773	5,593	7,262	502	8,974
2033	42,061	821	32,456	5,885	1,586	1,773	5,733	7,262	519	9,036
2034	42,345	701	37,921	6,076	1,609	1,773	6,133	7,262	485	9,286
2035	42,580	579	43,602	6,171	1,622	1,770	6,335	7,262	442	9,519

29

Synex

Graph 4: Generation por tipo de combustible (GWh) SIC - Escenario Base

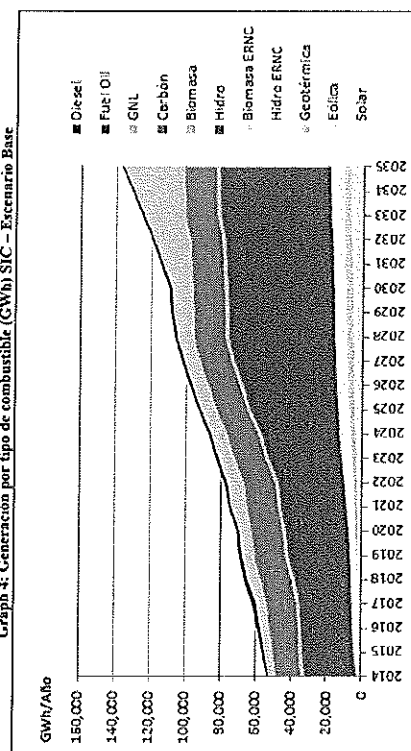


Table 33: Annual generation by fuel type (GWh) SIC - Base Scenario

Year	Coal	Diesel	LNG	ERNC Hydro	ERNC Biomass	Biomass	Wind	Geo	Fuel Oil	Solar
2014	14,019	372	4,725	1,263	1,079	1,634	895	0	119	543
2015	14,752	828	5,160	1,706	1,183	1,670	1,523	0	217	678
2016	16,293	1,271	5,276	1,821	1,222	1,697	1,638	0	126	678
2017	16,614	2,166	6,065	2,017	1,246	1,732	1,738	0	235	813
2018	17,035	1,975	7,650	2,318	1,267	1,794	1,852	335	156	881
2019	17,391	1,207	7,300	2,540	1,269	1,765	1,953	671	98	881
2020	17,538	1,231	7,358	3,407	1,342	1,755	2,112	1,006	92	956
2021	17,271	980	9,404	3,695	1,410	1,761	2,329	1,006	107	956
2022	17,498	1,297	9,760	4,570	1,420	1,784	2,543	1,341	130	1,227
2023	17,362	1,126	9,404	4,667	1,530	1,773	2,806	2,012	111	1,227
2024	17,420	1,071	9,412	4,667	1,527	1,768	2,906	2,347	109	1,769
2025	17,196	902	9,241	4,860	1,515	1,749	2,963	2,683	99	1,903
2026	17,465	1,017	9,521	4,859	1,541	1,768	3,190	3,018	114	2,174
2027	17,363	878	9,499	4,957	1,535	1,761	3,372	3,353	108	2,174
2028	17,493	1,109	9,774	4,957	1,550	1,780	3,582	3,353	125	2,174
2029	17,535	887	12,021	5,056	1,562	1,786	3,982	3,689	138	2,309
2030	17,674	1,271	12,188	5,055	1,573	1,797	4,032	3,689	145	2,443
2031	17,652	941	16,522	5,153	1,572	1,780	4,203	3,689	109	2,848
2032	17,679	769	20,719	5,500	1,578	1,773	4,373	3,689	95	2,997
2033	17,726	803	23,847	5,885	1,586	1,777	4,913	3,689	99	2,997
2034	17,834	687	29,229	6,076	1,609	1,773	4,913	3,689	85	2,997
2035	17,923	568	34,802	6,171	1,622	1,770	5,115	3,689	69	2,997

30

Synex

The evolution for the SING generation by fuel type is shown in the next chart and table.

Graph 5: Generation by fuel type (GWh) SING – Base Scenario

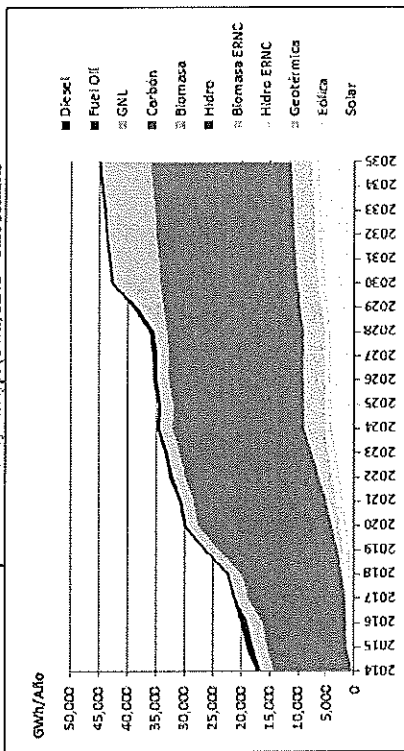


Table 34: Generation by fuel type (GWh) SING – Base Scenario

Year	Coal	Diesel	LNG	ERNC Hidro	ERNC Biomasa	Hidro	Biomasa	Wind	Coal	Fuel Oil	Solar
2014	13,848	348	2,272	0	0	88	0	0	0	438	344
2015	13,872	626	2,431	0	0	88	0	0	0	686	643
2016	14,732	481	2,479	0	0	88	0	0	0	834	714
2017	17,032	0	2,271	0	0	88	0	0	0	430	711
2018	17,572	2	2,223	0	0	88	0	0	0	905	709
2019	21,046	112	2,109	0	0	88	0	0	0	650	993
2020	23,463	115	2,090	0	0	88	0	0	0	650	426
2021	23,249	166	2,098	0	0	88	0	0	0	1,259	410
2022	23,509	212	2,165	0	0	88	0	0	0	1,220	1,519
2023	23,237	183	2,104	0	0	88	0	0	0	1,624	437
2024	23,199	179	2,070	0	0	88	0	0	0	2,274	2,104
2025	23,061	188	2,065	0	0	88	0	0	0	2,923	481
2026	23,637	274	2,099	0	0	88	0	0	0	3,573	438
2027	23,659	302	2,111	0	0	88	0	0	0	3,573	431
2028	24,033	464	2,184	0	0	88	0	0	0	3,573	4084
2029	24,010	357	4,516	0	0	88	0	0	0	3,573	4229
2030	23,950	15	8,342	0	0	88	0	0	0	3,573	453
2031	24,060	14	8,390	0	0	88	0	0	0	3,573	495
2032	24,205	15	8,470	0	0	88	0	0	0	3,573	488
2033	24,354	18	8,608	0	0	88	0	0	0	3,573	419
2034	24,511	14	8,692	0	0	88	0	0	0	3,573	406
2035	24,658	11	8,799	0	0	88	0	0	0	3,573	420
										3,573	6,039
											373
											6,522

31

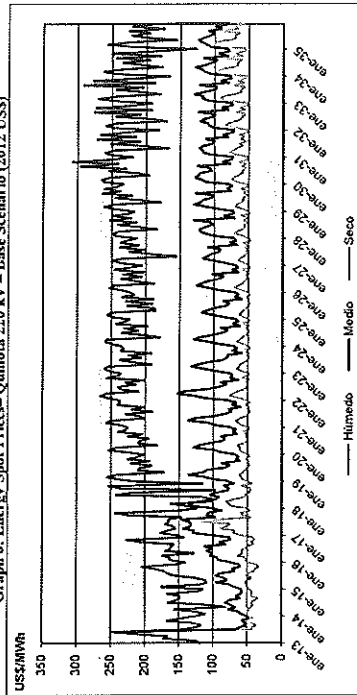
Synex

### 6.1.3 Marginal Costs

Next chart shows the average energy monthly short-run marginal costs for Quillota 220kV and Charrina 220kV substations. Marginal costs are presented considering three classes of probabilities 10% wet (average of the 5 wettest hydro conditions), 10% dry (average of the 5 driest hydro conditions) and 80% (average of the 42 hydro conditions in the middle).

Next graph shows the marginal costs at Quillota for dry, medium and wet hydroconditions.

Graph 6: Energy Spot Prices- Quillota 220 kV – Base Scenario (2012 US\$)



The next table presents the average annual energy short-run marginal costs for wet, medium and dry hydroconditions, capacity price and monomic price (energy + capacity) for a 77% load factor.

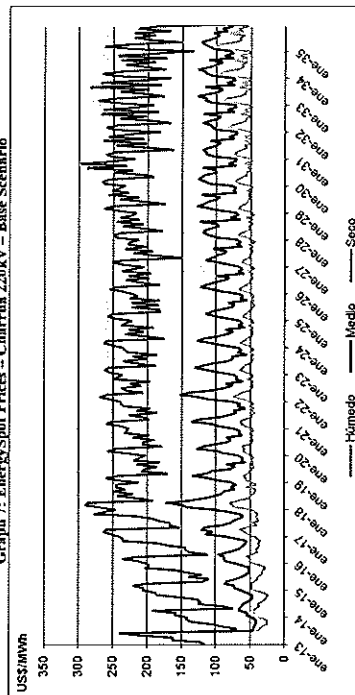
32

Table 35: Quilota Spot Prices 220 kV – Base Scenario

Year	Wet (US\$/MWh)	Price (US\$/MWh)	Hydrological (US\$/MWh)	Class	Dry (US\$/MWh)	Average Price (US\$/MWh)	Capacity Price (US\$/kW-mes)	Monomic Price (US\$/MWh)
2013	108.2	114.7	136.5	118.1	8.8	133.8		
2014	44.4	66.3	134.5	70.8	8.8	86.4		
2015	45.4	76.1	149.8	80.3	8.8	95.9		
2016	50.7	92.6	166.4	95.7	8.8	111.3		
2017	71.6	120.9	173.2	121.1	8.8	136.8		
2018	58.5	98.7	159.0	100.6	8.8	116.2		
2019	53.1	90.9	215.2	99.2	8.8	114.8		
2020	54.9	89.9	218.3	98.9	8.8	114.5		
2021	54.2	90.0	224.6	99.5	8.8	115.2		
2022	57.9	99.9	227.1	109.1	8.8	124.7		
2023	54.9	91.3	228.0	101.0	8.8	116.6		
2024	54.8	89.8	227.2	99.7	8.8	115.3		
2025	53.5	85.2	219.9	95.1	8.8	110.7		
2026	56.3	92.3	226.0	101.7	8.8	117.4		
2027	54.6	90.8	218.1	99.5	8.8	115.2		
2028	57.2	100.4	228.6	108.5	8.8	124.2		
2029	58.0	100.9	235.8	109.8	8.8	125.4		
2030	61.1	105.0	230.1	114.7	8.8	130.4		
2031	62.4	100.7	232.8	109.7	8.8	125.4		
2032	64.3	99.5	225.6	108.2	8.8	123.9		
2033	67.7	102.2	229.4	111.1	8.8	126.8		
2034	72.9	102.8	214.5	110.6	8.8	126.3		
2035	77.0	103.8	200.5	110.5	8.8	126.2		

Next chart presents the monthly energy marginal costs for the wet, medium and dry hydroconditions for Charrúa substation.

Graph 7: Energy Spot Prices – Charrúa 220kV – Base Scenario



The next table presents, for Charrúa substation, the annual average annual energy short-run marginal costs for wet, medium and dry hydroconditions, capacity price and monomic price (energy + capacity) for a 77% load factor.

Table 36: Charrúa 220kV Spot Prices – Escenario Base

Year	Wet (US\$/MWh)	Price (US\$/MWh)	Hydrological (US\$/MWh)	Class	Dry (US\$/MWh)	Average Price (US\$/MWh)	Capacity Price (US\$/kW-mes)	Monomic Price (US\$/MWh)
2013	99.9	106.3	136.6	108.6	7.56	122.0		
2014	36.6	55.0	143.1	61.7	7.5	75.1		
2015	39.2	65.4	168.4	72.8	8.19	87.3		
2016	43.2	74.1	185.8	81.9	8.32	96.7		
2017	47.4	88.7	219.6	97.3	8.55	112.5		
2018	56.1	110.6	244.6	118.3	9.02	134.3		
2019	50.5	88.0	213.2	96.4	8.57	111.7		
2020	52.1	86.8	216.9	96.0	8.38	111.3		
2021	52.0	87.6	223.2	97.2	8.59	112.5		
2022	55.5	97.1	235.2	106.4	8.57	121.7		
2023	52.6	88.7	226.6	98.5	8.54	113.7		
2024	52.5	87.2	225.8	97.2	8.52	112.4		
2025	50.8	82.0	216.4	91.9	8.5	107.0		
2026	53.5	88.8	222.0	98.2	8.5	113.3		
2027	51.9	87.3	214.2	96.1	8.51	111.2		
2028	54.3	96.5	224.5	104.7	8.51	119.9		
2029	55.2	97.3	231.8	106.2	8.52	121.4		
2030	58.2	101.3	246.0	111.1	8.53	126.3		
2031	59.4	97.1	228.7	106.1	8.54	121.3		
2032	61.6	96.2	222.5	105.0	8.55	120.2		
2033	64.7	98.8	226.2	107.8	8.55	123.0		
2034	69.7	99.7	212.8	107.7	8.56	122.9		
2035	73.7	100.5	199.0	107.4	8.55	122.6		

Synex

## 6.2 Alternative Scenario

### 6.2.1 Generation Expansion

Next table presents the generation expansion for the SIC for the 2014-2035 period.

Table 37: SIC Generation Expansion- Alternative Scenario

Year	Start Date	Project	Capacity MW	Year	Start Date	Project	Capacity MW
2014	January	Biomass VTR 1	10	2022	January	Hydro IXR 3	20
2014	January	Biomass VTR 2	10	2023	January	Geothermal SIC 5	40
2014	January	Solar PV SIC 1	50	2023	January	Geothermal SIC 6	40
2014	January	Sun Edison San Andrés	100	2023	January	Biomass VTR 2	20
2014	January	Solar PV SIC 2	50	2023	January	Wind Farm IVR 5	50
2014	March	Hydro Angostura	316	2023	January	Wind Farm XR 2	50
2014	April	Wind Farm Arrayán	115	2023	January	Baker 1	660
2014	April	Wind Farm P. Palmeras	50	2023	January	Hydro IXR 4	20
2015	January	Biomass VTR 1	20	2024	January	Geothermal SIC 7	40
2015	January	Solar PV SIC 3	50	2024	January	Solar PV SIC 8	100
2015	January	Wind Farm IVR 1	50	2024	January	Solar PV SIC 9	100
2015	January	Wind Farm El Pacifico	68	2024	January	Wind Farm IIR 2	50
2015	January	Wind Farm La Cebada	40	2024	January	Pascua 2.2	500
2015	January	Wind Farm San Pedro	36	2025	January	Wind Farm VTR 5	25
2015	January	El Paso	40	2025	January	Geothermal SIC 8	40
2015	January	Hydro VTR 1	20	2025	January	Solar PV SIC 10	50
2015	January	Hydro Aguas Calientes	20	2025	January	Cuervo	546.6
2015	July	Los Guindos TG	130	2025	January	Blanco	369.3
2016	January	Guacolda 5	134	2025	January	Condor	52.6
2016	January	Wind Farm VTR 1	50	2025	January	Hydro XIVR 4	40
2016	January	Hydro XR 1	15	2026	January	Geothermal SIC 9	40
2017	January	Solar PV SIC 4	50	2026	January	Wind Farm VTR 6	100
2017	January	Wind Farm IVR 2	50	2026	January	Solar PV SIC 11	100
2017	January	Hydro VTR 1	40	2026	January	Pascua 1	460
2017	July	Hydro Los Lagos	46.7	2027	January	Wind Farm IVR 6	50
2018	January	Geothermal SIC 1	40	2027	January	Wind Farm XR 3	25
2018	January	Punta Alcalde 1	343	2027	January	Geothermal SIC 10	40
2018	January	Solar PV SIC 5	25	2027	January	Pascua 2.1	770
2018	January	Wind Farm VTR 2	50	2027	January	Hydro VTR 3	20
2018	January	Hydro Nuble	136	2028	January	Wind Farm VTR 7	100
2018	January	Hydro IXR 1	45	2028	January	Wind Farm IVR 7	75
2018	January	Hydro VTR	12.1	2028	January	Wind Farm IIR 3	75
2018	January	Hydro VTR	85	2028	January	Wind Farm XR 4	25
2018	July	Las Lajas	267	2028	January	Baker 2	360
2018	December	Alfalfal 2	264	2029	January	Geothermal SIC 11	40
2019	January	Geothermal SIC 2	320	2029	January	Solar PV SIC 12	50
2019	January	Punta Alcalde 2	320	2029	January	Hydro VTR 4	20
2019	January	Wind Farm IIR 1	50	2030	January	Wind Farm IVR 8	25
2019	January	Hydro Los Condones	150	2030	January	Solar PV SIC 13	50
2019	January	Hydro El Castillo	30	2031	January	Tal Tal CCGT	360
2019	January	Hydro Centinela	105	2031	January	Wind Farm VTR 8	75

35

Synex

Year	Start Date	Project	Capacity MW	Year	Start Date	Project	Capacity MW
2019	January	Hydro Malibue	150	2031	January	Solar PV SIC 14	150
2019	January	Hydro VTR 2	20	2031	January	Hydro VTR 5	20
2019	January	Hydro Osorno	51.3	2032	January	Candalaria CCGT	370
2020	January	Geothermal SIC 3	40	2032	January	Solar PV SIC 15	55
2020	January	Biomass VTR 3	10	2032	January	Wind Farm VTR 9	75
2020	January	Solar PV SIC 6	28	2032	January	Hydro IXR 5	45
2020	January	Wind Farm XR 1	50	2032	January	Hydro XIVR 5	20
2020	January	Hydro Pellafra	108	2033	January	Quintero CCGT	350
2020	January	Hydro VTR 1	60	2033	January	Wind Farm VTR 10	100
2020	January	Hydro XIVR 1	60	2033	January	Wind Farm IVR 9	75
2020	January	Hydro VTR 2	60	2033	January	Wind Farm XR 5	50
2021	January	Biomass VTR 4	10	2033	January	Hydro Maqueo	400
2021	January	Wind Farm VTR 3	50	2033	January	Hydro IXR 6	20
2021	January	Wind Farm IVR 3	50	2033	January	Hydro IXR 7	80
2021	January	Neltume	480.5	2034	January	CCGT IIR 1	450
2021	January	Hydro XIVR 3	60	2034	January	CCGT VR	360
2021	January	Solar PV SIC 7	100	2034	January	CCGT IIR 2	360
2022	January	Wind Farm IVR 4	50	2034	January	Hydro IXR 8	20
2022	January	Wind Farm VTR 4	50	2035	January	Wind Farm IIR 4	100
2022	January	Geothermal SIC 4	40	2035	January	CCGT VTR	360
2022	January	Hydro XR 2	60	2035	January	CCGT IIR 3	720
2022	January	Hydro VTR 2	40	2035	January	Hydro IXR 9	20

Next table presents the generation expansion for the SING.

Table 38: Expansión de la generación SING - Escenario Alternativo

Year	Start Date	Project	Capacity MW	Year	Start Date	Project	Capacity MW
2014	January	Solar PV SING 1	30	2021	January	Coal Pacifico 2	175
2014	January	SolarPack 2	7.5	2021	January	Solar PV SING 7	200
2014	January	SolarPack 3	16	2022	January	Geothermal SING 5	40
2014	January	Solar PV SING	40	2022	January	Geothermal SING 6	40
2014	April	Solar PV SING 2	110	2022	January	Solar PV SING 8	230
2015	January	Wind Farm SING 1	50	2023	January	Geothermal SING 7	40
2015	January	Solar PV SING 3	25	2023	January	Geothermal SING 8	40
2015	January	Wind Farm SING 2	195	2023	January	Solar PV SING 9	100
2016	January	Solar PV SING 4	25	2023	January	Solar PV SING 10	100
2016	July	Coal Cochran 1	236	2024	January	Geothermal SING 9	40
2016	December	Coal Cochran 2	236	2024	January	Geothermal SING 10	40
2017	January	Wind Farm SING 3	50	2024	January	Solar PV SING 11	150
2018	January	Geothermal SING 1	80	2024	January	Solar PV SING 12	100
2018	July	Coal Pacifico 1	175	2026	January	Solar PV SING 13	50
2019	January	Wind Farm SING 4	120	2029	January	Solar PV SING 14	200
2019	January	Solar PV SING 5	100	2030	January	Solar PV SING 15	200
2019	July	Coal Infraestructura Energética 1	375	2031	January	Solar PV SING 16	100
2020	January	Geothermal SING 2	40	2032	January	Solar PV SING 17	100
2020	January	Geothermal SING 3	40	2033	January	Solar PV SING 18	28

36

Synex

Year	Start Date	Project	Capacity MW	Year	Start Date	Project	Capacity MW
2020	January	Solar PV SING 6	180	2034	January	Solar PV SING 19	100
2020	July	Coal Infraestructura Energética 2	375	2035	January	Solar PV SING 20	80
2021	January	Geothermal SING 4	40				

LNG availability for combined cycle gas turbines units is shown in the next table. Green color means LNG availability

Table 39: Disponibilidad de GNL por central – Escenario Alternativo

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Central																							
Tucupilla																							
Edelhor																							
GasAincama1																							
GasAincama2																							
San Isidro1																							
San Isidro2																							
Nueva Renca																							
Nehuenco 1																							
Nehuenco2																							
Candela																							
TaTa1																							
Quinteros																							

6.2.2 Generation by Fuel Type

Next chart and table show the annual generation by energy source for the SING-SIC.

Synex

Graph 8: SING-SIC Generation by fuel type (GWh) – Alternative Scenario

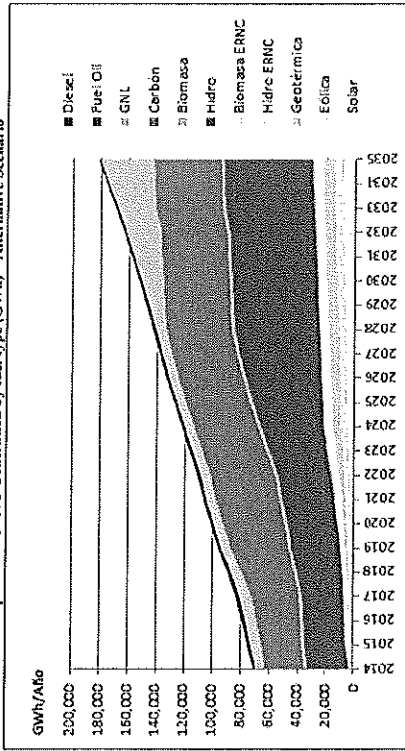


Table 40: Annual Generation by Fuel Type (GWh) SING-SIC – Alternative Scenario

Year	Coal	Diesel	LNG	ERNC Hydro	ERNC Biomasa	Hydro	ERNC Biomasa	Biomasa	Wind	Geo	Fuel Oil	Solar
2014	27,618	723	7,021	1,262	29,737	1,079	1,622	895	0	0	560	388
2015	28,324	1,539	7,635	1,705	29,278	1,184	1,664	2,297	0	0	904	1,321
2016	30,983	1,801	7,792	1,821	29,198	1,226	1,699	2,411	0	0	961	1,392
2017	33,737	2,131	8,341	2,018	29,704	1,250	1,733	2,643	0	0	666	1,524
2018	37,149	2,263	7,297	2,320	31,750	1,261	1,772	2,757	985	985	578	1,589
2019	40,701	1,592	6,968	2,543	34,831	1,269	1,750	3,173	1,320	1,320	424	1,874
2020	43,342	1,530	6,939	3,409	35,337	1,328	1,747	3,334	2,305	2,305	424	2,476
2021	45,064	1,489	6,815	3,698	37,149	1,398	1,742	3,549	2,630	2,630	398	3,060
2022	45,718	1,942	7,030	4,572	37,583	1,412	1,764	3,763	3,615	3,615	466	4,004
2023	45,391	1,674	6,866	4,668	41,011	1,519	1,761	4,026	4,935	4,935	443	4,589
2024	45,260	1,533	6,773	4,669	44,291	1,512	1,749	4,126	5,920	5,920	432	5,855
2025	44,933	1,362	6,675	4,861	49,921	1,505	1,736	4,183	6,256	6,256	414	5,988
2026	45,742	1,593	6,850	4,860	53,399	1,522	1,750	4,410	6,591	6,591	466	6,402
2027	45,774	1,469	6,823	4,958	57,384	1,523	1,743	4,592	6,926	6,926	452	6,400
2028	46,423	1,807	7,086	4,957	60,467	1,546	1,760	5,202	7,262	7,262	512	6,398
2029	46,601	1,522	11,094	5,056	60,363	1,560	1,772	5,202	7,262	7,262	575	7,118
2030	46,643	1,250	15,649	5,056	60,336	1,562	1,778	5,252	7,262	7,262	566	7,838
2031	46,701	963	19,994	5,153	60,580	1,562	1,774	5,423	7,262	7,262	537	8,534
2032	46,761	747	24,709	5,502	60,663	1,569	1,780	6,133	7,262	7,262	490	8,974
2033	47,062	948	27,252	5,983	62,953	1,576	1,780	6,133	7,262	7,262	554	9,036
2034	47,319	722	32,990	6,077	62,787	1,595	1,772	6,133	7,262	7,262	495	9,286
2035	47,611	577	38,586	6,174	62,797	1,613	1,765	6,335	7,262	7,262	433	9,519

Synex

Nexts chart and table shows the annual generation by type of fuel for the SIC:

Graph 9: SIC Generation by Fuel Type (GWh) – Alternative Scenario

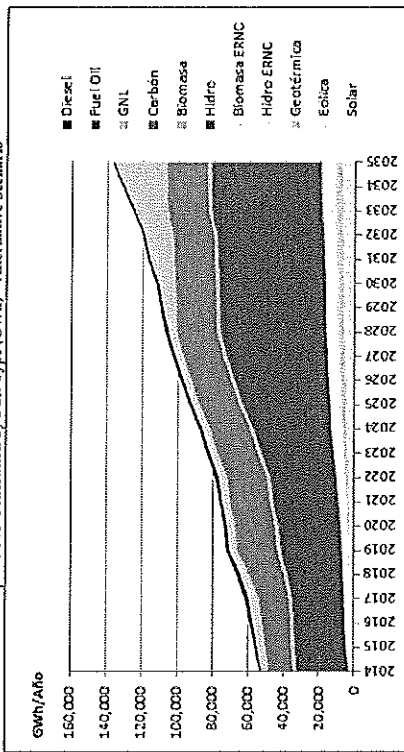


Table 41: SIC Annual Generation by Fuel Type (GWh) – Alternative Scenario

Year	Coal	Diesel	LNG	ERNC Hydro	ERNC Biomass	Hidro	Biomasa	Wind	Geo	Fuel Oil	Solar
2014	13,771	376	4,749	1,262	1,079	29,669	1,622	895	0	122	543
2015	14,452	913	5,305	1,705	1,184	29,189	1,664	1,523	0	218	678
2016	16,250	1,318	5,313	1,821	1,226	29,110	1,699	1,638	0	128	678
2017	16,705	2,131	6,069	2,018	1,250	29,615	1,733	1,738	0	236	813
2018	19,576	2,261	5,075	2,320	1,661	31,661	1,261	1,772	335	109	881
2019	22,549	1,512	4,849	2,543	1,269	34,742	1,750	1,953	671	62	881
2020	22,583	1,466	4,838	3,409	1,328	35,268	1,747	2,114	1,006	66	956
2021	22,428	1,430	4,721	3,698	1,398	37,060	1,742	2,329	1,006	62	956
2022	22,639	1,851	4,895	4,572	1,412	37,494	1,764	2,543	1,341	82	1,227
2023	22,590	1,591	4,778	4,688	1,519	40,922	1,761	2,806	2,012	74	1,227
2024	22,510	1,467	4,730	4,669	1,512	44,202	1,749	2,966	2,347	70	1,769
2025	22,295	1,278	4,647	4,861	1,505	49,833	1,736	2,963	2,683	61	1,903
2026	22,505	1,459	4,789	4,860	1,522	53,310	1,750	3,190	3,018	74	2,174
2027	22,446	1,335	4,756	4,958	1,523	57,495	1,743	3,372	3,353	68	2,174
2028	22,617	1,598	4,959	4,957	1,546	60,378	1,760	3,982	3,353	82	2,174
2029	22,693	1,321	7,503	5,056	1,560	60,275	1,772	3,982	3,689	109	2,309
2030	22,748	1,152	9,771	5,056	1,562	60,248	1,778	4,032	3,689	115	2,443
2031	22,721	825	14,065	5,153	1,562	60,491	1,774	4,203	3,689	104	2,443
2032	22,773	736	16,358	5,502	1,569	60,574	1,767	4,373	3,689	90	2,997
2033	22,829	925	18,718	5,983	1,576	62,865	1,780	4,913	3,689	112	2,997
2034	22,917	707	24,403	6,077	1,595	62,698	1,772	4,913	3,689	89	2,997
2035	23,037	565	29,895	6,174	1,613	62,709	1,765	5,115	3,689	67	2,997

39

Synex

Next chart and table show the generation by fuel type for the SING.

Graph 10: SING Generation by Fuel Type (GWh) – Alternative Scenario

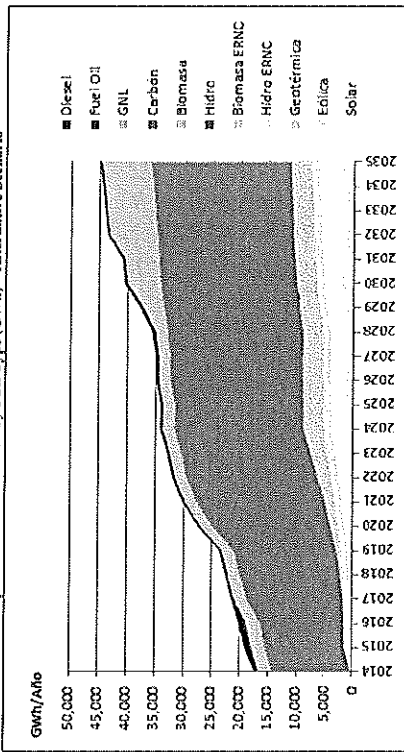


Table 42: SING Annual Generation by Fuel Type (GWh) – Alternative Scenario

Año	Carbon	Diesel	GNL	ERNC Hydro	Hidro	Biomasa ERNC	Biomasa	Wind Farm	Geotermica	Fuel Oil	Solar
2014	13,848	348	2,272	0	88	0	0	0	0	438	344
2015	13,872	626	2,431	0	88	0	0	773	0	686	643
2016	14,733	482	2,479	0	88	0	0	773	0	833	714
2017	17,032	0	2,271	0	88	0	0	905	0	430	711
2018	17,572	2	2,223	0	88	0	0	905	0	469	709
2019	18,152	80	2,119	0	88	0	0	1,220	650	362	993
2020	20,760	64	2,101	0	88	0	0	1,220	1,299	358	1,519
2021	22,636	59	2,093	0	88	0	0	1,220	1,624	336	2,104
2022	23,079	91	2,135	0	88	0	0	1,220	2,274	383	2,777
2023	22,802	84	2,088	0	88	0	0	1,220	2,923	369	3,361
2024	22,750	66	2,043	0	88	0	0	1,220	3,573	362	4,087
2025	22,639	83	2,028	0	88	0	0	1,220	3,573	353	4,229
2026	23,237	133	2,067	0	88	0	0	1,220	3,573	392	4,229
2027	23,328	134	2,067	0	88	0	0	1,220	3,573	384	4,227
2028	23,806	209	2,127	0	88	0	0	1,220	3,573	430	4,227
2029	23,908	202	3,590	0	88	0	0	1,220	3,573	466	4,809
2030	23,894	98	5,878	0	88	0	0	1,220	3,573	451	5,394
2031	23,979	138	5,929	0	88	0	0	1,220	3,573	433	5,685
2032	23,988	11	8,351	0	88	0	0	1,220	3,573	399	5,977
2033	24,233	11	8,535	0	88	0	0	1,220	3,573	442	6,039
2034	24,403	15	8,587	0	88	0	0	1,220	3,573	406	6,289
2035	24,574	11	8,692	0	88	0	0	1,220	3,573	366	6,522

40

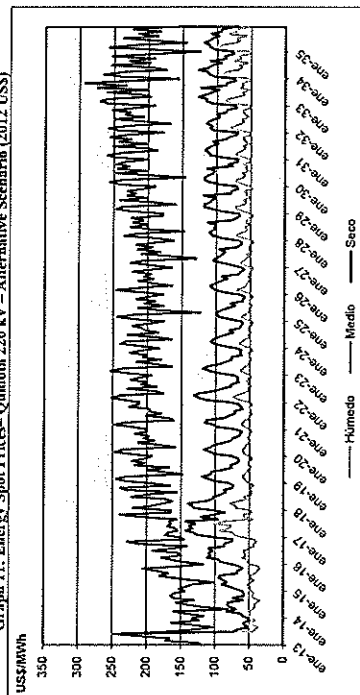


### 6.2.3 Marginal Costs

Next chart shows the average energy monthly short-run marginal costs for Quilota 220kV and Charrúa 220kV substations. Marginal costs are presented considering three classes of probabilities 10% wet (average of the 5 wettest hydro conditions), 10% dry (average of the 5 driest hydro conditions) and 80% (average of the 42 hydro conditions in the middle).

Next graph shows the marginal costs at Quilota for dry, medium and wet hydroconditions.

Graph 11: Energy Spot Prices- Quilota 220 kV - Alternative Scenario (2012 US\$)



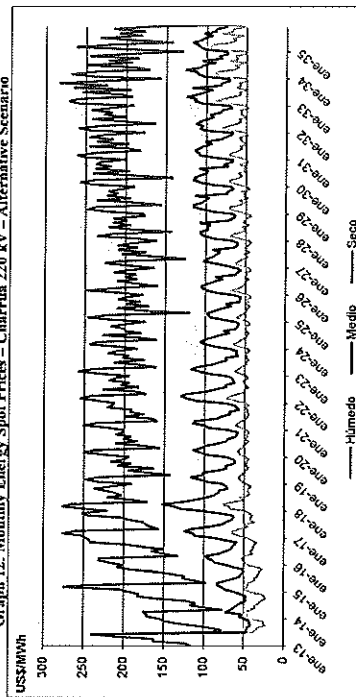
The next table presents the average annual energy short-run marginal costs for wet, medium and dry hydroconditions, capacity price and monomic price (energy + capacity) for a 77% load factor.

Table 43: Spot Price Quilota 220 kV - Alternative Scenario

Year	Wet Price (US\$/MWh)	Medium Price (US\$/MWh)	Dry Price (US\$/MWh)	Average Price (US\$/MWh)	Capacity Price (US\$/kW-mes)	Monomic Price (US\$/MWh)
2013	108.2	116.1	155.2	119.1	8.8	134.8
2014	44.4	67.9	138.6	72.5	8.8	88.1
2015	44.7	76.4	156.1	81.0	8.8	96.6
2016	50.5	94.1	166.1	96.8	8.8	112.5
2017	71.5	121.2	173.3	121.4	8.8	137.1
2018	57.1	103.6	191.9	107.6	8.8	123.3
2019	52.8	88.7	203.1	96.3	8.8	111.9
2020	53.3	86.9	204.9	95.0	8.8	110.7
2021	52.5	83.6	203.6	92.1	8.8	107.8
2022	57.3	93.9	213.1	101.8	8.8	117.5
2023	53.5	86.4	208.2	94.9	8.8	110.6
2024	54.3	83.4	204.8	92.3	8.8	106.0
2025	52.6	78.6	197.2	87.5	8.8	103.2
2026	54.7	86.0	202.1	94.2	8.8	106.8
2027	54.3	83.9	191.2	91.4	8.8	107.0
2028	56.8	93.1	200.1	96.9	8.8	115.6
2029	59.0	97.2	213.9	104.8	8.8	120.4
2030	60.0	98.4	222.2	106.6	8.8	122.2
2031	60.7	97.3	228.6	106.4	8.8	122.1
2032	62.7	96.7	222.9	105.6	8.8	121.2
2033	65.9	102.5	239.8	112.2	8.8	127.8
2034	69.6	100.6	214.5	108.6	8.8	124.2
2035	74.5	101.1	195.2	107.6	8.8	123.3

Next chart presents de energy marginal costs projection for Charrúa 220 kV substation, for dry, medium and wet hydroconditions.

Graph 12: Monthly Energy Spot Prices- Charrúa 220 kV - Alternative Scenario



The next table presents the annual energy short-run marginal costs, capacity price and monomeric price (energy + capacity) for an 7% load factor.

Table 44: Charrúa 220kV Spot Prices- Alternative Scenario

Year	Wet (US\$/MWh)	Medium (US\$/MWh)	Dry (US\$/MWh)	Average Price (US\$/MWh)	Capacity Price (US\$/kW-mes)	Monomeric Price (US\$/MWh)
2013	99.7	106.7	139.5	109.2	7.56	122.6
2014	35.9	55.6	143.2	62.2	7.53	75.6
2015	38.1	63.0	174.0	72.9	7.93	87.0
2016	43.1	76.6	195.2	84.8	8.05	99.1
2017	48.7	89.2	217.1	97.6	8.23	112.2
2018	54.1	104.3	223.9	111.0	8.66	126.4
2019	49.9	84.7	199.4	92.4	8.52	107.6
2020	50.3	83.4	203.3	91.8	8.55	107.0
2021	50.1	81.1	202.6	89.8	8.56	105.0
2022	54.6	90.9	211.8	99.0	8.53	114.2
2023	51.0	83.6	206.9	92.3	8.51	107.5
2024	51.7	80.6	203.3	89.6	8.49	104.7
2025	49.7	73.4	193.9	84.3	8.47	99.4
2026	51.7	82.4	198.8	87.9	8.47	105.7
2027	51.3	80.3	187.8	87.9	8.47	102.9
2028	53.7	89.2	196.2	96.0	8.49	111.1
2029	56.1	93.3	209.9	101.0	8.5	116.1
2030	57.0	94.6	218.0	102.8	8.51	117.9
2031	57.9	93.9	224.7	103.0	8.53	118.2
2032	59.8	93.3	218.9	102.1	8.53	117.3
2033	62.9	98.9	235.9	108.6	8.54	123.8
2034	66.5	97.5	212.6	105.6	8.55	120.8
2035	71.3	97.8	193.4	104.5	8.54	119.7

## LOS GUINDOS PROJECT CHARACTERISTICS

### 7 LOS GUINDOS PROJECT CHARACTERISTICS

Los Guindos project is an open cycle gas turbine of 130 MW installed capacity operating with diesel oil. It will be connected to the Charrúa 220 kV substation and the commissioning will be in July 2015. Next table presents the units parameters used for the evaluation of the project.

Table 45: Los Guindos Power Plant Characteristics

Item	Value
Net capacity(MW)	130
Fuel	Diesel
Fuel consumption(kg/kWh)	0.250
Non-fuel variable cost (US\$/MWh)	4
Forced outage rate(%)	5%
Maintenance(days/year)	13

## LOS GUINDOS PROJECT REVENUES EVALUATION

### 8 LOS GUINDOS PROJECT REVENUES EVALUATION

#### 8.1 General

Los Guindos revenues have been estimated considering that energy generated and firm capacity are sold in the spot market. The energy is sold at energy marginal cost of Charrúa substation and the firm capacity is sold at capacity price set by CNE in its April-2013 Node Price Report (8.8 US\$/kW-month multiplied by the corresponding node factor). The firm capacity has been calculated applying the new methodology that Synex estimate should be implemented by 2015 should be implemented in next

Additionally the following costs have been estimated.

##### 8.1.1 Fuel Costs

Considering the power plant location, fuel cost has been estimated in 1047.2 US\$/ton.

##### 8.1.2 Trunk Systema Charges

The Trunk System charge has been estimated in 3.1 US\$/MWh.

##### 8.1.3 CDEC charge

It has been estimated as 0.2 US\$/MWh.

##### 8.1.4 Ancillary Services

Ancillary services that power plant should pay has been valued at 4 US\$/MWh.

Fixed operation, maintenance and administration cost have not been considered.

### 8.2 Revenues – Base Scenario

#### 8.2.1 Average Revenues

Next tables present the expected energy revenues (average for 52hydroconditions) and firm capacity sold at the spot market.

Table 46: Average revenues Los Guindos in the Spot Market–Base Scenario

Los Guindos	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Production	3	8	12	30	91	96	95	97	101	102	101	101	102	101	103	103	103	104	107	110	110
Firm Capacity	(GW)	86	87	91	96	95	97	99	102	101	101	101	102	101	103	103	103	104	107	110	110
Energy	(GWh)	3	8	12	30	91	96	95	97	101	102	101	102	101	103	103	103	104	107	110	110
Spot Revenues	(US\$)	928	2,900	4,459	8,914	1,908	1,812	2,992	5,029	3,064	3,289	1,656	2,068	1,414	954	3,500	8,495	7,474	9,185	10,891	8,034
Firm Capacity	(US\$)	3,719	7,801	8,689	10,032	9,572	9,751	10,032	10,226	10,154	10,165	10,132	10,298	10,288	10,436	10,719	11,010	11,022	11,035	11,034	11,048
Total Spot Revenues	(US\$)	4,648	10,701	13,148	18,947	11,480	11,563	13,024	15,255	13,218	13,454	11,768	12,366	11,703	13,391	14,019	19,505	18,496	20,220	21,924	19,084
Energy sale price	(US\$/MWh)	337.4	371.9	361.9	294.5	268.8	269.3	269.4	275.9	275.6	274.7	270.4	273.6	266.9	273.5	276.2	292.2	286.3	290.5	296.5	292.2
Capacity Sale price	(US\$/kW-month)	7.2	7.4	7.9	8.7	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.3	8.3	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4
Economic sale price	(US\$/MWh)	1,689.3	1,322.1	1,067.0	626.0	1,617.4	1,717.8	1,172.5	837.0	1,188.6	1,123.6	1,944.6	1,636.3	2,208.5	3,264.1	1,173.5	671.0	708.6	639.4	596.9	694.1
Charges	(US\$)	-731	-2,073	-3,275	-8,045	-1,887	-1,789	-2,952	-4,844	-2,956	-3,183	-1,609	-2,009	-1,468	-928	-3,175	-7,727	-6,938	-8,405	-9,763	-7,508
Fuel Costs	(US\$)	-1	-2	-6	-1	-1	-1	-2	-4	-2	-2	-1	-2	-1	-1	-2	-6	-5	-6	-7	-5
CDEC	(US\$)	-8	-24	-38	-93	-22	-21	-34	-56	-34	-37	-19	-23	-16	-11	-37	-89	-80	-97	-113	-84
Trunk System	(US\$)	-31	-49	-121	-28	-27	-27	-44	-73	-44	-48	-24	-30	-21	-14	-48	-116	-104	-126	-147	-90
Ancillary Services	(US\$)	-11	-31	-49	-121	-28	-27	-44	-73	-44	-48	-24	-30	-21	-14	-48	-116	-104	-126	-147	-90
Net Revenues		3,896	8,572	9,783	10,652	9,542	9,725	9,990	10,278	10,181	10,184	10,115	10,302	10,256	10,438	10,756	11,567	11,368	11,585	11,894	11,576

Synex

## 8.2.2 Generation and Revenues Variability

Los Guindos OCGT has a very low or nil generation in normal and wet hydroconditions and a significant generation only in very dry hydroconditions. This can be appreciated in the next table in which generation under wet (10% probability), medium (80% probability) and dry (10% probability).

Table 47: Los Guindos Generation for Hydrological Classes (GWh) – Base Scenario

Water year	Wet	Medium	Dry	Average
2015	0.0	0.0	6.7	0.6
2016	0.0	0.0	8.9	0.9
2017	0.0	0.2	15.6	1.7
2018	0.0	0.6	11.6	1.6
2019	0.0	0.0	6.6	0.6
2020	0.0	0.0	7.8	0.8
2021	0.0	0.1	13.4	1.3
2022	0.0	0.1	11.5	1.2
2023	0.0	0.0	9.7	0.9
2024	0.0	0.0	5.9	0.6
2025	0.0	0.0	6.5	0.6
2026	0.0	0.0	4.6	0.4
2027	0.0	0.0	3.0	0.3
2028	0.0	0.0	7.1	0.7
2029	0.0	0.6	11.2	1.5
2030	0.0	1.2	10.1	1.9
2031	0.0	1.6	11.1	2.3
2032	0.0	1.6	18.1	3.0
2033	0.0	1.6	17.2	2.9
2034	0.0	1.2	11.4	2.1
2035	0.0	1.8	4.0	1.9

Next table presents the revenues for the 52 simulated hydroconditions (historical inflows 1960-201) for years 2019, 2026 and 2033. Revenues correspond to water years (April to March).

47

Synex

Table 48: Los Guindos Revenues Variability – Base Scenario

LosGuindos revenues (kUS\$) 2019		LosGuindos revenues (kUS\$) 2026		LosGuindos revenues (kUS\$) 2032	
Water year	Revenue	Water year	Revenue	Water year	Revenue
1998	10,135	1998	12,655	1998	39,250
1999	9,792	1999	10,681	1999	18,569
1968	9,613	2011	10,269	2011	13,255
1960	9,563	1960	10,250	1996	11,578
1961	9,563	1961	10,250	2000	11,488
1962	9,563	1962	10,250	2010	11,408
1963	9,563	1963	10,250	1989	11,246
1964	9,563	1964	10,250	1968	11,238
1965	9,563	1965	10,250	1988	10,934
1966	9,563	1966	10,250	1960	10,780
1967	9,563	1967	10,250	1961	10,780
1969	9,563	1968	10,250	1962	10,780
1970	9,563	1969	10,250	1963	10,780
1971	9,563	1970	10,250	1964	10,780
1972	9,563	1971	10,250	1965	10,780
1973	9,563	1972	10,250	1966	10,780
1974	9,563	1973	10,250	1967	10,780
1975	9,563	1974	10,250	1969	10,780
1976	9,563	1975	10,250	1970	10,780
1977	9,563	1976	10,250	1971	10,780
1978	9,563	1977	10,250	1972	10,780
1979	9,563	1978	10,250	1973	10,780
1980	9,563	1979	10,250	1974	10,780
1981	9,563	1980	10,250	1975	10,780
1982	9,563	1981	10,250	1976	10,780
1983	9,563	1982	10,250	1977	10,780
1984	9,563	1983	10,250	1978	10,780
1985	9,563	1984	10,250	1979	10,780
1986	9,563	1985	10,250	1980	10,780
1987	9,563	1986	10,250	1981	10,780
1988	9,563	1987	10,250	1982	10,780
1989	9,563	1988	10,250	1983	10,780
1990	9,563	1989	10,250	1984	10,780
1991	9,563	1990	10,250	1985	10,780

48

Synex

LosGuindos revenues (kUS\$) 2019		LosGuindos revenues (kUS\$) 2026		LosGuindos revenues (kUS\$) 2032	
Water year	Revenue	Water year	Revenue	Water year	Revenue
1992	9,563	1991	10,250	1986	10,780
1993	9,563	1992	10,250	1987	10,780
1994	9,563	1993	10,250	1990	10,780
1995	9,563	1994	10,250	1991	10,780
1997	9,563	1995	10,250	1992	10,780
2000	9,563	1996	10,250	1993	10,780
2001	9,563	1997	10,250	1994	10,780
2002	9,563	2000	10,250	1995	10,780
2003	9,563	2001	10,250	1997	10,780
2004	9,563	2002	10,250	2001	10,780
2005	9,563	2003	10,250	2002	10,780
2006	9,563	2004	10,250	2003	10,780
2007	9,563	2005	10,250	2004	10,780
2008	9,563	2006	10,250	2005	10,780
2009	9,563	2007	10,250	2006	10,780
2010	9,563	2008	10,250	2007	10,780
1996	9,559	2009	10,250	2008	10,780
2011	9,555	2010	10,250	2009	10,780
Average	9,583	Average	10,305	Average	11,587

49

Synex

### 8.3 Revenues – Alternative Scenario

#### 8.3.1 Average Revenues

Next tables present the expected energy revenues (average for 52hydroconditions) and firm capacity sold at the spot market.

Table 49: Average revenues Los Guindos in the Spot Market – Alternative Scenario

LosGuindos		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
<b>Production</b>																						
Energy	(GWh)	1	8	15	21	3	5	6	10	6	4	0	1	0	0	3	13	19	22	37	26	24
Firm Capacity	(MW)	86	87	91	94	93	95	96	98	98	98	98	100	100	101	104	107	107	107	107	107	107
<b>Spot Revenues</b>																						
Energy	(kUS\$)	340	2,795	5,010	5,878	914	1,318	1,617	2,571	1,485	1,074	0	320	0	0	890	3,516	5,229	6,158	11,139	7,605	6,702
Firm Capacity	(kUS\$)	3,636	7,603	8,424	9,485	9,328	9,520	9,611	9,805	9,754	9,787	9,796	9,964	9,963	10,122	10,404	10,696	10,717	10,726	10,733	10,749	10,749
Total Spot Revenues	(kUS\$)	3,976	10,397	13,434	15,364	10,242	10,839	11,228	12,376	11,239	10,862	9,796	10,284	9,963	10,122	11,293	14,213	15,946	16,884	21,872	18,354	17,451
Energy sale price	(US\$ MWh)	271.9	358.3	338.5	283.2	267.6	268.6	269.7	269.3	268.9	268.9	0.0	265.8	0.0	0.0	266.0	269.7	276.7	282.3	304.0	291.5	283.0
Capacity Sale price	(US\$/kW-month)	7.1	7.2	7.7	8.4	8.3	8.4	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4
Monomio sale price	(US\$/MWh)	3179.5	1333.2	907.6	740.2	2998.2	2208.2	1872.3	1296.2	2035.5	2718.6	0.0	8552.6	0.0	0.0	3377.2	1090.1	843.8	774.1	596.9	703.5	736.8
<b>Charges</b>																						
Fuel Costs	(kUS\$)	-332	-2,073	-3,934	-5,517	-908	-1,305	-1,594	-2,538	-1,468	-1,062	0	-320	0	0	-889	-3,465	-5,023	-5,797	-9,740	-6,935	-6,296
CDEC	(kUS\$)	0	-2	-3	-4	-1	-1	-1	-2	-1	-1	0	0	0	0	-1	-3	-4	-4	-7	-5	-5
Trunk System	(kUS\$)	-4	-24	-45	-64	-10	-15	-18	-29	-17	-12	0	-4	0	0	-10	-40	-58	-67	-113	-80	-73
Ancillary Services	(kUS\$)	-5	-31	-59	-83	-14	-20	-24	-38	-22	-16	0	-5	0	0	-13	-52	-76	-87	-147	-104	-95
<b>Net Revenues</b>		<b>3,634</b>	<b>8,168</b>	<b>9,392</b>	<b>9,696</b>	<b>9,309</b>	<b>9,498</b>	<b>9,591</b>	<b>9,769</b>	<b>9,732</b>	<b>9,771</b>	<b>9,796</b>	<b>9,955</b>	<b>9,963</b>	<b>10,122</b>	<b>10,390</b>	<b>10,652</b>	<b>10,786</b>	<b>10,928</b>	<b>11,865</b>	<b>11,230</b>	<b>10,983</b>

50

Synex

## 8.3.2 Revenues Variability

Los Guindos OCGT has a very low or nil generation in normal and wet hydroconditions and a significant generation only in very dry hydroconditions. This can be appreciated in the next table in which generation under wet (10% probability), medium (80% probability) and dry (10% probability).

Table 50: Los Guindos Generation for Hydrological Classes (GWh) – Alternative Scenario

Water year	Wet	Medium	Dry	Average
2015	0.0	0.0	8.9	0.9
2016	0.0	0.3	16.5	1.8
2017	0.0	0.0	7.3	0.7
2018	0.0	0.0	4.3	0.4
2019	0.0	0.0	3.7	0.4
2020	0.0	0.0	8.1	0.8
2021	0.0	0.0	6.2	0.6
2022	0.0	0.0	3.5	0.3
2023	0.0	0.0	1.4	0.1
2024	0.0	0.0	0.1	0.0
2025	0.0	0.0	0.9	0.1
2026	0.0	0.0	0.0	0.0
2027	0.0	0.0	0.3	0.0
2028	0.0	0.0	6.8	0.7
2029	0.0	0.5	7.3	1.1
2030	0.0	0.9	9.6	1.6
2031	0.0	1.1	13.7	2.2
2032	0.0	1.3	18.8	2.9
2033	0.0	1.3	11.8	2.2
2034	0.0	1.9	4.7	2.0
2035	0.0	0.0	0.0	0.0

Next table presents the revenues for the 52 simulated hydroconditions (historical inflows 1960-201) for years 2019, 2026 and 2033. Revenues correspond to water years (April to March).

51

Synex

Table 51: Los Guindos Revenues Variability – Alternative Scenario

LosGuindos revenues (kUS\$) 2019		LosGuindos revenues (kUS\$) 2026		LosGuindos revenues (kUS\$) 2032	
Water year	Revenue	Water year	Revenue	Water year	Revenue
1998	9,646	1960	9,956	1998	24,046
1968	9,533	1961	9,956	1999	14,902
1999	9,459	1962	9,956	2011	12,508
1960	9,341	1963	9,956	1996	11,321
1961	9,341	1964	9,956	2000	11,198
1962	9,341	1965	9,956	1968	11,011
1963	9,341	1966	9,956	2010	10,582
1964	9,341	1967	9,956	1962	10,563
1965	9,341	1968	9,956	1960	10,542
1966	9,341	1969	9,956	1961	10,542
1967	9,341	1970	9,956	1963	10,542
1969	9,341	1971	9,956	1964	10,542
1970	9,341	1972	9,956	1965	10,542
1971	9,341	1973	9,956	1966	10,542
1972	9,341	1974	9,956	1967	10,542
1973	9,341	1975	9,956	1969	10,542
1974	9,341	1976	9,956	1970	10,542
1975	9,341	1977	9,956	1971	10,542
1976	9,341	1978	9,956	1972	10,542
1977	9,341	1979	9,956	1973	10,542
1978	9,341	1980	9,956	1974	10,542
1979	9,341	1981	9,956	1975	10,542
1980	9,341	1982	9,956	1976	10,542
1981	9,341	1983	9,956	1977	10,542
1982	9,341	1984	9,956	1978	10,542
1983	9,341	1985	9,956	1979	10,542
1984	9,341	1986	9,956	1980	10,542
1985	9,341	1987	9,956	1981	10,542
1986	9,341	1988	9,956	1982	10,542
1987	9,341	1989	9,956	1983	10,542
1988	9,341	1990	9,956	1984	10,542
1989	9,341	1991	9,956	1985	10,542

52



## 1. DEMAND PROJECTIONS

### 1.1 Base Scenario

#### 1.1.1 SIC Demand Projection 2013-2021

Considering that several mining projects, mainly in the northern part of the SIC, are under development or in a feasibility stage, the distribution companies and small industries and mining consumers has been estimated separately from large consumers:

- The electricity consumption of distribution companies and small and medium sizes consumers has been correlated with Chilean GDP. The result is expressed through the following linear regression:

$$\text{Electricity consumption growth rate} = 0.017 + 0.770 * \text{GDP growth rate}$$

For 5% GDP growth rate, the electricity consumption growth rate is 5.5%

- For large consumers the demand projection estimation is shown in the next table:

Los Guindos revenues (RUS\$)		Water year		Revenue	
2019		2020		2021	
Average	9,353	Average	9,956	Average	10,961
1996	9,337	1998	9,945	2009	10,542
2011	9,341	2011	9,956	2008	10,542
2010	9,341	2010	9,956	2007	10,542
2009	9,341	2009	9,956	2006	10,542
2008	9,341	2008	9,956	2005	10,542
2007	9,341	2007	9,956	2004	10,542
2006	9,341	2006	9,956	2003	10,542
2005	9,341	2005	9,956	2002	10,542
2004	9,341	2004	9,956	2001	10,542
2003	9,341	2003	9,956	1997	10,542
2002	9,341	2002	9,956	1995	10,542
2001	9,341	2001	9,956	1994	10,542
2000	9,341	2000	9,956	1993	10,542
1997	9,341	1999	9,956	1992	10,542
1995	9,341	1997	9,956	1991	10,542
1994	9,341	1996	9,956	1990	10,542
1993	9,341	1995	9,956	1989	10,542
1992	9,341	1994	9,956	1988	10,542
1991	9,341	1993	9,956	1987	10,542
1990	9,341	1992	9,956	1986	10,542
Los Guindos revenues (RUS\$)		Water year		Revenue	
2026		2027		2028	
Average	9,956	Average	9,956	Average	10,961
1998	9,945	2009	10,542	2009	10,542
2011	9,956	2008	10,542	2008	10,542
2010	9,956	2007	10,542	2007	10,542
2009	9,956	2006	10,542	2006	10,542
2008	9,956	2005	10,542	2005	10,542
2007	9,956	2004	10,542	2004	10,542
2006	9,956	2003	10,542	2003	10,542
2005	9,956	2002	10,542	2002	10,542
2004	9,956	2001	10,542	2001	10,542
2003	9,956	2000	10,542	2000	10,542
2002	9,956	1999	10,542	1999	10,542
2001	9,956	1998	10,542	1998	10,542
2000	9,956	1997	10,542	1997	10,542
1999	9,956	1996	10,542	1996	10,542
1998	9,956	1995	10,542	1995	10,542
1997	9,956	1994	10,542	1994	10,542
1996	9,956	1993	10,542	1993	10,542
1995	9,956	1992	10,542	1992	10,542
1994	9,956	1991	10,542	1991	10,542
1993	9,956	1990	10,542	1990	10,542
1992	9,956	1989	10,542	1989	10,542
1991	9,956	1988	10,542	1988	10,542
1990	9,956	1987	10,542	1987	10,542
1989	9,956	1986	10,542	1986	10,542

Table 52: Large consumers demand projection (GWh)

Consumer	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Min Candelaria	700	700	700	700	700	700	700	700	700
CNPC Laja	600	600	600	600	600	600	600	600	600
CNPC Mañe	440	380	380	380	380	380	380	380	380
Codeco Salvador	540	540	540	540	540	540	540	540	540
Codeco Ventanas	320	320	320	320	320	320	320	320	320
CNP Pelleters	260	260	260	260	260	260	260	260	260
MSA El Soldado	270	270	270	270	270	270	270	270	270
Min. Pelambres	1280	1280	1280	1280	1280	1280	1280	1280	1280
CNP Cordillera	346	367	367	367	367	367	367	367	367
Codeco Teniente	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800
Min. C. de Andacollo	500	500	500	500	500	500	500	500	500
EnapBioBio	309	324	340	357	375	394	414	434	456
MSA Los Bronces	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700
Codeco Andina - P	320	320	320	320	320	320	320	320	320
Min. Valle Central	254	254	254	254	254	254	254	254	254
Codeco Andina - S	250	250	250	254	262	277	277	277	277
Papeles BioBio	250	250	250	254	262	277	277	277	277
CAP Huachipato	582	593	605	617	630	642	655	668	681
Cemento Melón	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Codeco Andina PDAFI	298	298	298	298	298	298	298	298	298
Codeco Andina Huechun	39	39	39	39	39	39	39	39	39
Caserones	350	983	923	923	923	923	923	923	923
Pascua Lama	0	335	923	923	923	923	923	923	923
Cerro Casale mina	0	0	0	0	134	573	1593	1750	1750
Cerro Casale agua	0	0	0	0	0	92	184	184	184
El Morro	0	0	0	0	74	745	745	745	745
El Relincho	0	0	0	0	67	521	1340	1586	1586
Marte Lobo	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Puchón	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CNP Cerro Negro	322	596	596	596	596	596	596	596	596
MMX	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Can Can	0	0	0	0	372	372	372	372	372
Andes Iron	0	0	0	0	0	558	1117	1117	1117

## 1.1.2 SING Demand Projection 2013-2021

Demand projection is based on the announced expansion of the existing mines and announced new projects. It must be pointed out that 90% of consumption in the SING corresponds to large mining facilities. New mining projects are usually announced with 4-5 years in anticipation. Beyond that, no information is available and demand forecasts cannot be performed on that basis. However, considering that the northern region has the world's largest reserves of copper, and that the copper demand is growing, we have assumed that new projects will be developed even not yet identified.

For distribution companies 5.5% annual growth rate has been assumed, slightly, 5.0% annual growth rate has been assumed for small non-regulated consumers.

Table 53: Large consumers demand projection (GWh) - SING

Consumer	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Distribution Companies	296	312	329	348	367	387	408	431	454
Aitonorte	45	45	45	45	45	45	45	45	45
Cerro Colorado	43	43	43	43	43	43	43	43	43
Chiquimalla	282	282	282	282	282	282	282	282	282
Collahuasi	150	170	210	210	210	210	300	500	600
Copaquire	0	0	0	0	0	0	0	0	0
El Ahra	90	90	90	90	90	90	90	90	90
El Pelón (Meridiano)	17	17	14	14	14	14	14	14	14
El Tesoro	40	32	32	32	32	32	32	32	32
Escondida	450	500	500	500	600	600	600	600	700
Esperanza	120	130	140	150	150	150	150	150	150
Gaby	75	75	75	75	75	75	75	75	75
Lomas Bayas	20	60	93	93	93	93	93	93	93
Mina Ministro Hales	29	29	29	29	29	29	29	29	29
Mantos Blancos	21	21	11	11	0	0	0	0	0
Michilla	10	10	10	10	10	10	100	200	200
Quebrada Blanca	112	112	112	112	112	112	112	112	112
Radomiro Tomic	10	39	164	171	202	243	243	243	243
Sierra Gorda (Quadra)	65	65	65	65	65	130	130	130	130
Spenze	34	34	34	34	34	34	34	34	34
SQM El Loa	35	35	35	35	35	35	35	35	35
SQM Salar	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Telesgrafo	68	68	68	68	170	170	170	170	170
Zaldívar	110	116	121	127	134	140	147	155	155
Others	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Future	0	0	0	0	0	0	0	0	0

## 1.1.3 SIC and SING Projection 2022-2030

The former methodology has been applied to the 2013-2021 period. For 2030 the electricity consumption is determined in order to reach by that year the present electricity per-capita consumption of a number of developed countries that have a GDP per-capita close to the Chilean GDP per-capita expected for that year. Next table shows the calculation of the GDP per capita for a 5% GDP growth.

Table 54: GDP Projection

Year	Population Millions	GDP PPP Growth Rate	GDP PPP 10**9 US\$ (dollars year 2000)	GDP PPP US\$/capita
2011	17.2	6.50%	219.7	12,735
2012	17.4	4.50%	229.5	13,190
2013	17.6	5.00%	241.0	13,728
2014	17.7	5.00%	253.1	14,289
2015	17.9	5.00%	265.7	14,874
2016	18.0	5.00%	279.0	15,499
2017	18.1	5.00%	293.0	16,151
2018	18.3	5.00%	307.6	16,831
2019	18.4	5.00%	323.0	17,542
2020	18.5	5.00%	339.1	18,283
2021	18.7	5.00%	356.1	19,078
2022	18.8	5.00%	373.9	19,908
2023	18.9	5.00%	392.6	20,775
2024	19.0	5.00%	412.2	21,681
2025	19.1	5.00%	432.8	22,627
2026	19.2	5.00%	454.5	23,645
2027	19.3	5.00%	477.2	24,710
2028	19.4	5.00%	501.0	25,823
2029	19.5	5.00%	526.1	26,986
2030	19.6	5.00%	552.4	28,203

By using the correlation function established above to a GDP/capita of US\$ 28000, the electricity demand for Chile reaches 7359 kWh/capita, equivalent to a national demand of 144.2 TWh. The demand from self-producers and the Aysen and Magallanes systems are expected to be close to 6.0 TWh by year 2030. Consequently, the SIC-SING demand can be estimated in 138 TWh.

If instead of taking 7359 kWh/capita we take 8000 kWh/capita, a value that can be considered on the upper side of the adjustment curve, the national demand would be 156.8 TWh and the SIC-SING demand would be around 151 TWh.

Given that the total demand in the SIC-SING in 2020 is expected to reach 102.5TWh (76.2TWh and 26.1TWh respectively), the average demand growth rate between 2020 and 2030 would be around 3.1% for the 138 TWh target and 4% for the 151 TWh target. The 3.1% growth rate seems to be too low considering that by 2020 the growth rate would be in the order of 5.5%. Consequently, we have considered an average growth rate of 4% during 2020-2030 and we have assumed that during the first half of that period the demand would have a growth rate of 4.5% while in the second half the growth rate would be 3.5%. From 2030 onward the growth rate would be 3%, which is on line with the lower electricity growth rates observed in developed countries.

Given that the total demand in the SIC-SING in 2021 is expected to reach 101.1 TWh, the demand growth rate between 2021 and 2026 would be 4.5% and 3.5% between 2027 and 2035. Next table shows the SING and SIC demand projection. The peak demand has been calculated considering a 77% system load factor in the SIC and an 87% load factor in the SING.

Table 55: SING Demand Projection – Base Scenario

Year	Sales (GWh)	Growth Rate	Peak Demand (1) (MW)
2013	15,647		2,053
2014	16,883	8.81%	2,215
2015	18,647	10.45%	2,447
2016	19,689	5.59%	2,583
2017	21,006	6.69%	2,756
2018	22,185	5.61%	2,911
2019	23,502	5.93%	3,084
2020	25,793	9.75%	3,384
2021	27,496	6.60%	3,608
2022	28,733	4.50%	3,770
2023	30,026	4.50%	3,940
2024	31,377	4.50%	4,117
2025	32,789	4.50%	4,302
2026	34,264	4.50%	4,496
2027	35,464	3.50%	4,653
2028	36,705	3.50%	4,816
2029	37,990	3.50%	4,985
2030	39,319	3.50%	5,159
2031	40,695	3.50%	5,340
2032	42,120	3.50%	5,527
2033	43,594	3.50%	5,720
2034	45,120	3.50%	5,920
2035	46,699	3.50%	6,128

(1) System Load Factor = 87%

Table 56: SIC Demand Projection – Base Scenario

Year	Sales (GWh)	Growth rate	Peak demand (1) (MW)
2013	49,421		7,327
2014	52,723	6.68%	7,816
2015	55,519	5.30%	8,231
2016	57,909	4.31%	8,585
2017	61,030	5.39%	9,048
2018	65,878	7.94%	9,767
2019	71,118	7.95%	10,543
2020	74,398	4.61%	11,030
2021	77,430	4.08%	11,479
2022	80,915	4.50%	11,996
2023	84,556	4.50%	12,536
2024	88,361	4.50%	13,100
2025	92,337	4.50%	13,689
2026	96,492	4.50%	14,305
2027	99,869	3.50%	14,806
2028	103,365	3.50%	15,324
2029	106,982	3.50%	15,861
2030	110,727	3.50%	16,416
2031	114,602	3.50%	16,990
2032	118,613	3.50%	17,585
2033	122,765	3.50%	18,200
2034	127,062	3.50%	18,837
2035	131,509	3.50%	19,497

(1) System Load Factor= 77%

## ANNEX 2

### ELECTRICITY DEMAND PROJECTION FOR 2020-2030

#### 2. ELECTRICITY DEMAND PROJECTION IN CHILE FOR 2020-2030

##### 2.1 INTRODUCTION

For the short and medium term (2012-2020) the demand projections in the SIC and in the SING have been based on industrial and mining developments that are expected to be carried-out during those years, and on demand growth of residential, commercial and small industrial consumers, linked to an assumption of a GDP growth rate in that period. For the long run (2021-2030) we have applied growth rates to the 2020 demand projection. These growth rates were estimated on the basis of the difference between the expected demand for year 2020 and possible values of the Chilean electricity demand for year 2030. The demand for 2030 was estimated considering that the per capita electricity consumption in Chile would be equivalent to those of developed countries that presently have a GDP/capita (PPP) equivalent to the GDP/capita that Chile expects to have by year 2030.

The methodology for estimating a likely demand for year 2030 has considered the following steps:

1. Establishing a correlation (analytical function) between the per capita electricity consumption and GDP (PPP) per capita for a set of countries. The statistics were taken from the International Energy Agency (IEA). A total of 80 countries have been included in the correlation.
2. Projecting the GDP/capita (PPP) for year 2030 considering an estimation of the GDP growth rate and the population growth rate for year 2030
3. Estimating the level of electricity consumption in Chile for that level of GDP/capita.
4. Determining the electricity consumption for the SIC + SING for year 2030 by discounting the estimated consumption of the Aysén and Magallanes electric system for that year, and discounting the estimated self-generation in the SIC, that is not part of the energy to be supplied by the generators.
5. Determining the growth rates for the total SIC + SING for 2020-2030. The estimated growth rate beyond 2030 onward should be no more than 3%. This because countries with a GDP/capita around US\$ 30000/capita have generally demand growth rates in the 1%-3% range.
6. Adjusting the demand growth rate between 2020 and 2030 in order to smooth the variations between the growth rate in 2020 and the growth rate expected beyond 2030

Synnex

## 2.2 DEVELOPMENT

## a) Correlation between GDP/capita and electricity consumption/capita

The information was taken from the IEA statistics for year 2009, considering data of GDP(PPP) in US\$ of year 2000) and electricity consumption/capita for 137 countries. We have not considered countries with a GDP/capita below US\$ 5000 and of certain countries that have very high electricity consumption/capita, that have a different behavior than the one that can be expected in Chile. These countries are Bahrain, Canada, Finland, Iceland, Kuwait, Luxembourg, Norway, Qatar, Sweden and United Emirates. A total of 80 countries data was used for establishing the correlation.

Table 57: - GDP and Electricity Consumption, year 2009

N°	Country	GDP PPP / capita [US\$]	Electricity Consumption/ capita [kWh]
1	Albania	5,747	1,768
2	Algeria	6,485	973
3	Angola	2,912	203
4	Argentina	15,513	2,744
5	Armenia	5,075	1,551
6	Australia	31,847	11,038
7	Austria	31,486	7,947
8	Azerbaijan	8,702	1,651
9	Bahrain	22,671	13,625
10	Bangladesh	2,037	228
11	Belarus	9,646	3,245
12	Belgium	29,445	7,908
13	Benin	1,128	88
14	Bolivia	2,818	553
15	Bosnia Herzegovina	8,788	2,868
16	Bosnia	9,682	1,528
17	Brazil	8,528	2,201
18	Brunei Darussalam	20,350	8,485
19	Bulgaria	9,860	4,401
20	Cambodia	3,075	123
21	Cameroon	1,923	266
22	Canada	30,263	15,467
23	Chile	11,580	3,288
24	China R. P.	9,159	2,651
25	Chinese Taipei	27,445	9,588
26	Colombia	9,220	1,047
27	Congo	1,437	157
28	Congo D. R.	676	101
29	Costa Rica	10,148	1,817
30	Cote d'Ivoire	1,367	187
31	Croatia	14,253	3,709
32	Cuba	9,844	1,355
33	Cyprus	21,704	6,253
34	Czech R.	19,601	6,103
35	Denmark	29,205	6,248
36	Dominican R.	10,455	1,319
37	Ecuador	4,415	1,168
38	Egypt	4,364	1,487
39	El Salvador	5,643	345

61

Synnex

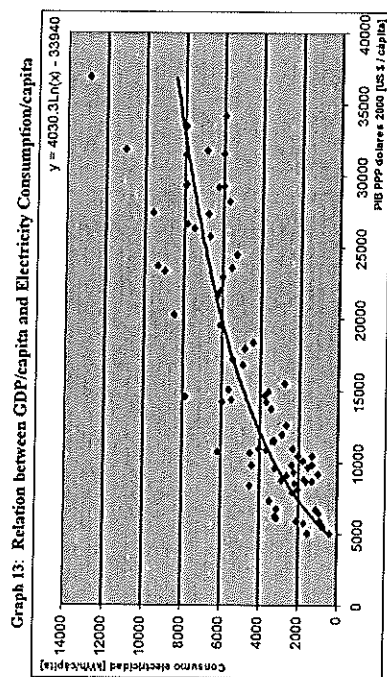
N°	Country	GDP PPP / capita [US\$]	Electricity Consumption/ capita [kWh]
40	Eritrea	957	51
41	Eritrea	14,291	5,951
42	Ethiopia	1,331	45
43	Finland	28,835	15,241
44	France	26,392	7,494
45	Gabon	5,926	924
46	Georgia	3,810	1,641
47	Germany	27,396	6,781
48	Ghana	2,633	265
49	Gibraltar	29,333	6,000
50	Greece	23,571	5,840
51	Guatemala	4,355	548
52	Haiti	1,501	35
53	Honduras	4,273	677
54	Hong Kong	34,216	5,924
55	Hungary	14,722	3,773
56	Iceland	32,688	51,179
57	India	3,953	597
58	Indonesia	4,082	609
59	Iran I. R.	7,914	2,300
60	Iraq	1,087	1,148
61	Ireland	31,579	6,022
62	Israel	23,833	6,648
63	Italy	24,508	5,271
64	Jamaica	4,281	1,899
65	Japan	26,646	7,833
66	Jordan	5,946	2,099
67	Kazakhstan	8,400	4,506
68	Kenya	1,128	146
69	Korea	23,405	8,980
70	Korea D. P. R.	1,696	743
71	Kuwait	25,861	16,673
72	Kyrgyzstan	2,068	1,402
73	Latvia	11,982	2,875
74	Lebanon	6,121	3,110
75	Libyan A. J.	11,012	4,068
76	Lithuania	13,769	3,430
77	Luxembourg	61,100	14,447
78	Macedonia F. Y. R.	7,328	3,467
79	Malaysia	10,897	3,677
80	Malta	18,405	4,405
81	Mexico	10,452	2,026
82	Moldova R.	2,403	1,007
83	Mongolia	2,779	1,432
84	Morocco	5,466	747
85	Mozambique	1,405	453
86	Myanmar	2,407	99
87	Namibia	8,664	1,628
88	Nepal	1,538	91
89	Netherlands	31,811	6,897
90	Netherlands Antilles	14,400	5,505
91	New Zealand	23,758	9,311

62

N°	Country	GDP PPP / capita [US\$]	Electricity Consumption/ capita [kWh]
92	Nicaragua	3,409	457
93	Nigeria	1,163	120
94	Norway	39,114	23,558
95	Oman	17,200	5,457
96	Pakistan	2,327	451
97	Panama	8,812	1,739
98	Paraguay	4,510	1,055
99	Peru	6,700	1,120
100	Philippines	4,889	592
101	Poland	14,951	3,591
102	Portugal	17,998	4,815
103	Qatar	25,865	16,353
104	Romania	9,307	2,267
105	Russian F.	10,783	6,183
106	Saudi Arabia	14,648	7,342
107	Senegal	1,804	189
108	Serbia	4,526	4,225
109	Singapore	29,395	7,948
110	Slovak R.	16,797	4,926
111	Slovenia	22,010	6,096
112	South Africa	10,705	4,552
113	Spain	22,961	6,004
114	Sri Lanka	5,032	416
115	Sudan	2,150	115
116	Sweden	30,869	14,141
117	Switzerland	33,477	7,962
118	Syrian A.R.	3,713	1,485
119	Tajikistan	1,271	1,937
120	Tanzania U.R.	721	85
121	Thailand	8,123	2,073
122	Togo	1,352	99
123	Trinidad and Tobago	15,082	5,650
124	Tunisia	8,665	1,312
125	Turkey	10,975	2,296
126	Turkmenistan	9,859	2,384
127	Ukraine	6,265	3,204
128	United Arab Emirates	25,537	17,296
129	United Kingdom	24,202	5,693
130	United States	36,936	12,884
131	Uruguay	12,642	2,671
132	Uzbekistan	2,395	1,636
133	Venezuela	6,738	3,152
134	Vietnam	3,425	904
135	Yemen	882	216
136	Zambia	1,041	625
137	Zimbabwe	1,580	1,022

Note: values of GDP in US\$ of year 2000

The chart below presents these values. A logarithmic correlation was established. The results are as follows:



As can be observed, the relation between these two variables show a tendency of decoupling GDP and electricity consumption/capita when countries get a higher degree of development. The position of Chile (in red on the graph) is close to the adjustment curve, slightly below.

- 7.6. Manual de la Turbina de Respaldo Los Guindos "Technical Specification for One (1) 9E 50 Hertz Combustion Gas Turbine Packaged Power Plant" Apéndice B, 797179 Rev. 1, 29-08-2013, GE Power and Water, página 3.3



<b>Injection for DeNox</b>		
NOX reduction Water inject pump motor-1X100%-Normal flow	GE	Y
air atomization (AA) & water injection (WI) compartment Cooling air fan motor / DLN-Water inject pump motor / 2x50%	GE	Y
Water injection compartment space heater	GE	N
<b>APU</b>		
APU bleed extractor	GE	N
APU compressor motor	GE	N
<b>Sump Tank</b>		
Waste transfer pump motor	GE	N
Heater	GE	N
<b>Washing skid</b>		
Washing skid	GE	N
<b>Turbine Control Equipment</b>		
MCC subdistribution	GE	Y
Battery charger	GE	Y
PEECC air conditioning	GE	Y
<b>Generator</b>		
Bearing lift oil pump motor	GE	N
Space heater generator compartment	GE	N
Space heater	GE	Y
AC ventilation motor fans redundant set	GE	Y

## 3.2 Emissions Guarantees

Liquid Fuel:

Measurement	Guaranteed Value	Load Range %	Ambient Temperature (°C) range
NOx @ 15% O2 (mg/Nm3)	120	50-100	-3.3 to 30
CO (mg/Nm3)	25	80-100	-3.3 to 30
Particulates, filterable only (mg/Nm3, dry at 15% O2)	30	100	-3.3 to 30

### 3.2.1 Basis for Emissions Guarantees

- A. The customer liquid fuel is in compliance with Seller's Liquid Fuel Specification GEI-41047 last revision and with the design basis of this proposal
- B. Testing and system adjustments are conducted in accordance with Seller's GEK-28172 last revision Standard Field Testing Procedure for Emissions Compliance.
- C. Atmospheric pressure = 993.7 mba
- D. NOx and CO emissions are per gas turbine on a one hour average basis
- E. NOx emissions for liquid fuel are based on a maximum fuel bound nitrogen of 0.015% by weight
- F. Fuel ash content = 0%
- G. GE testing will be conducted with gas turbine firing only, no duct burners

- 7.7. Capítulo 75.19 "Optional SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, and CO<sub>2</sub> emissions calculations for low mass emissions (LME) units" de la parte 75, volumen 40 del CFR US-EPA  
Última actualización 18-03-2015

### \$75.19 Optional SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, and CO<sub>2</sub> emissions calculation for low mass emissions (LME) units.

(a) *Applicability and qualification.* (1) For units that meet the requirements of this paragraph (a)(1) and paragraphs (a)(2) and (b) of this section, the low mass emissions (LME) excepted methodology in paragraph (c) of this section may be used in lieu of continuous emission monitoring systems or, if applicable, in lieu of methods under appendices D, E, and G to this part, for the purpose of determining unit heat input, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, and CO<sub>2</sub> mass emissions, and NO<sub>x</sub> emission rate under this part. If the owner or operator of a qualifying unit elects to use the LME methodology, it must be used for all parameters that are required to be monitored by the applicable program(s). For example, for an Acid Rain Program LME unit, the methodology must be used to estimate SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, and CO<sub>2</sub> mass emissions, NO<sub>x</sub> emission rate, and unit heat input.

(i) A low mass emissions unit is an affected unit that is gas-fired, or oil-fired (as defined in §72.2 of this chapter), and for which:

(A) An initial demonstration is provided, in accordance with paragraph (a)(2) of this section, which shows that the unit emits:

(1) No more than 25 tons of SO<sub>2</sub> annually and less than 100 tons of NO<sub>x</sub> annually, for Acid Rain Program affected units. If the unit is also subject to the provisions of subpart H of this part, no more than 50 of the allowable annual tons of NO<sub>x</sub> may be emitted during the ozone season; or

(2) Less than 100 tons of NO<sub>x</sub> annually and no more than 50 tons of NO<sub>x</sub> during the ozone season, for non-Acid Rain Program units subject to the provisions of subpart H of this part, for which the owner or operator reports emissions data on a year-round basis, in accordance with §75.74(a) or §75.74(b); or

(3) No more than 50 tons of NO<sub>x</sub> per ozone season, for non-Acid Rain Program units subject to the provisions of subpart H of this part, for which the owner or operator reports emissions data only during the ozone season, in accordance with §75.74(b); and

(B) An annual demonstration is provided thereafter, using one of the allowable methodologies in paragraph (c) of this section, showing that the low mass emissions unit continues to emit no more than the applicable number of tons of SO<sub>2</sub> and/or NO<sub>x</sub> specified in paragraph (a)(1)(i)(A) of this section.

(C) This paragraph, (a)(1)(i)(C), applies only to a unit that is subject to an SO<sub>2</sub> emission limitation under the Acid Rain Program, and that combusts a gaseous fuel other than pipeline natural gas or natural gas (as defined in §72.2 of this chapter). The owner or operator of such a unit must quantify the sulfur content and variability of the gaseous fuel by performing the demonstration described in section 2.3.6 of appendix D to this part, in order for the unit to qualify for LME unit status. If the results of that demonstration show that the gaseous fuel qualifies under paragraph (b) of section 2.3.6 to use a default SO<sub>2</sub> emission rate to report SO<sub>2</sub> mass emissions under this part, the unit is eligible for LME unit status.

(ii) Each qualifying LME unit must start using the low mass emissions excepted methodology as follows:

(A) For a unit that reports emission data on a year-round basis, begin using the methodology in the first unit operating hour in the calendar year designated in the certification application as the first year that the methodology will be used; or

(B) For a unit that is subject to Subpart H of this part and that reports only during the ozone season according to §75.74(c), begin using the methodology in the first unit operating hour in the ozone season designated in the certification application as the first ozone season that the methodology will be used.

(C) For a new or newly-affected unit, see paragraph (b)(4) of this section for additional guidance.

(2) A unit may initially qualify as a low mass emissions unit if the designated representative submits a certification application to use the LME methodology (as described in §75.63(a)(1)(i) and in this paragraph, (a)(2)) and the Administrator (or permitting authority, as applicable) certifies the use of such methodology. The certification application shall be submitted no later than 45 days prior to the date on which use of the low mass emissions methodology is expected to commence, and the application must contain:

(i) A statement identifying the projected date on which the LME methodology will first be used. The projected commencement date shall be consistent with paragraphs (a)(1)(ii) and (b)(4) of this section, as applicable; and

(ii) Either:

(A) Actual SO<sub>2</sub> and/or NO<sub>x</sub> mass emissions data (as applicable) for each of the three calendar years (or ozone seasons) prior to the calendar year in which the certification application is submitted demonstrating to the satisfaction of the Administrator or (if applicable) the permitting authority, that the unit emitted less than the applicable number of tons of SO<sub>2</sub> and/or NO<sub>x</sub> specified in paragraph (a)(1)(i)(A) of this section. For the purposes of this paragraph, (a)(2)(ii)(A), the required actual SO<sub>2</sub> or NO<sub>x</sub> mass emissions for each qualifying year or ozone season shall be determined using the SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, and heat input data reported to the Administrator in the electronic quarterly reports required under §75.64 or under the Ozone Transport Commission (OTC) NO<sub>x</sub> Budget Trading Program. Notwithstanding this requirement, in the absence of such electronic reports, an estimate of the actual emissions for each of the previous three years (or ozone seasons) shall be provided, using either the maximum rated heat input methodology described in paragraph (c)(3)(i) of this section or procedures consistent with the long term fuel flow heat input methodology described in paragraph (c)(3)(ii) of this section, in conjunction with the appropriate SO<sub>2</sub> or NO<sub>x</sub> emission rate from paragraph (c)(1)(i) of this section for SO<sub>2</sub>, and paragraph (c)(1)(ii) or (c)(1)(iv) of this section for NO<sub>x</sub>. Alternatively, the initial estimate of the NO<sub>x</sub> emission rate may be based on historical emission test data that is representative of operation at normal load or historical data from a CEMS certified under part 60 of this chapter or under a state CEM program; or

(B) When the three full years (or ozone seasons) of actual SO<sub>2</sub> and NO<sub>x</sub> mass emissions data (or reliable estimates thereof) described under paragraph (a)(2)(i)(A) of this section do not exist, the designated representative may submit an application to use the low mass emissions excepted methodology based upon a combination of actual historical SO<sub>2</sub> and NO<sub>x</sub> mass emissions data and projected SO<sub>2</sub> and NO<sub>x</sub> mass emissions, totaling three years (or ozone seasons). Except as provided in paragraph (a)(3) of this section, actual data must be used for any years (or ozone seasons) in which such data exists and projected data should be used for any remaining future years (or ozone seasons) needed to provide emissions data for three consecutive calendar years (or ozone seasons). For example, if a unit commenced operation two years ago, the designated representative may submit actual, historical data for the previous two years and one year of projected emissions for the current calendar year or, for a new unit, the designated representative may submit three years of projected emissions, beginning with the current calendar year. Any actual or projected annual emissions must demonstrate to the satisfaction of the Administrator that the unit will emit less than the applicable number of tons of SO<sub>2</sub> and/or NO<sub>x</sub> specified in paragraph (a)(1)(i)(A) of this section. Projected emissions shall be calculated using either the appropriate default emission rates from paragraphs (c)(1)(i) and (c)(1)(ii) of this section (or, alternatively for NO<sub>x</sub>, a conservative estimate of the NO<sub>x</sub> emission rate, as described in paragraph (a)(4) of this section), in conjunction with projections of unit operating hours or fuel type and fuel usage, according to one of the allowable calculation methodologies in paragraph (c) of this section; and

(iii) A description of the methodology from paragraph (c) of this section that will be used to demonstrate on-going compliance under paragraph (b) of this section; and

(iv) Appropriate documentation demonstrating that the unit is eligible to use projected emissions to qualify for LME status under paragraph (a)(3) of this section (if applicable).

(3) In the following circumstances, projected emissions for a future year (or years) may be used in lieu of the actual emissions data from one (or more) of the three years (or ozone seasons) preceding the year of the certification application:

(i) If the owner or operator takes an enforceable permit restriction on the number of annual or ozone season unit operating hours for the future year (or years), such that the unit will emit no more than the applicable number of tons of SO<sub>2</sub> and/or NO<sub>x</sub> specified in paragraph (a)(1)(i)(A) of this section; or

(ii) If the actual emissions for one (or more) of the three years (or ozone seasons) prior to the year of the certification application is not representative of the present and expected future emissions from the unit, because the owner or operator has recently installed emission controls on the unit.

(4) When the owner or operator elects to demonstrate initial LME qualification and on-going compliance using a fuel-and-unit-specific NO<sub>x</sub> emission rate in accordance with paragraph (c)(1)(iv) of this section, there will be instances (e.g., for a new or newly-affected unit) where it is not possible to determine that NO<sub>x</sub> emission rate prior to submitting the certification application. In such cases, if the generic default NO<sub>x</sub> emission rates in Table LM-2 of this section are inappropriately high for the unit, the owner or operator may use a more representative, but conservatively high estimate of the expected NO<sub>x</sub> emission rate, for the purposes of the initial monitoring plan submittal and to calculate the unit's projected annual or ozone season emissions under paragraph (a)(2)(ii)(B) of this section. For example, the NO<sub>x</sub> emission rate could, as described in paragraph (a)(2)(iii)(A) of this section, be estimated using historical CEM data or historical emission test data that is representative of operation at normal load. The NO<sub>x</sub> emission limit specified in the operating permit for the unit could also be used to estimate the NO<sub>x</sub> emission rate (except for units equipped with SCR or SNCR), or, consistent with paragraph (c)(1)(iv)(C)(4) of this section, for a unit that uses SCR or SNCR to control NO<sub>x</sub> emissions, an estimated default NO<sub>x</sub> emission rate of 0.15 lb/mmBtu could be used. However, these estimated NO<sub>x</sub> emission rates may not be used for reporting purposes in the time period extending from the first hour in which the LME methodology is used to the date and hour on which the fuel-and-unit-specific NO<sub>x</sub> emission rate testing is completed. Rather, in that interval, the owner or operator shall either report the appropriate default NO<sub>x</sub> emission rate from Table LM-2, or shall report the maximum potential NO<sub>x</sub> emission rate, calculated in accordance with §72.2 of this chapter and section 2.1.2.1 of appendix A to this part. Then, beginning with the first unit operating hour after completion of the tests, the appropriate default NO<sub>x</sub> emission rate(s) obtained from the fuel-and-unit-specific testing shall be used for emissions reporting.

(b) *On-going qualification and disqualification.* (1) Once a low mass emissions unit has qualified for and has started using the low mass emissions excepted methodology, an annual demonstration is required, showing that the unit continues to emit no more than the applicable number of tons of SO<sub>2</sub> and/or NO<sub>x</sub> specified in paragraph (a)(1)(i)(A) of this section. The calculation methodology used for the annual demonstration shall be the methodology described in the certification application under paragraph (a)(2)(iii) of this section.

(2) If any low mass emissions unit fails to provide the required annual demonstration under paragraph (b)(1) of this section, such that the calculated cumulative emissions for the unit exceed the applicable number of tons of SO<sub>2</sub> and/or NO<sub>x</sub> specified in paragraph (a)(1)(i)(A) of this section at the end of any calendar year or ozone season, then:

(i) The low mass emissions unit shall be disqualified from using the low mass emissions excepted methodology; and

(ii) The owner or operator of the low mass emissions unit shall install and certify monitoring systems that meet the requirements of §§75.11, 75.12, and 75.13, and shall report SO<sub>2</sub>, (Acid Rain Program units, only), NO<sub>x</sub>, and CO<sub>2</sub>, (Acid Rain Program units, only) emissions data and heat input data from such monitoring systems by December 31 of the calendar year following the year in which the unit exceeded the number of tons of SO<sub>2</sub> and/or NO<sub>x</sub> specified in paragraph (a)(1)(i)(A) of this section; and

(iii) If the required monitoring systems have not been installed and certified by the applicable deadline in paragraph (b)(2)(ii) of this section, the owner or operator shall report the following values for each unit operating hour, beginning with the first operating hour after the deadline and continuing until the monitoring systems have been provisionally certified: the maximum potential hourly heat input for the unit, as defined in §72.2 of this chapter; the SO<sub>2</sub> emissions, in lb/hr, calculated using the applicable default SO<sub>2</sub> emission rate from paragraph (c)(1)(i) of this section and the maximum potential hourly unit heat input; the CO<sub>2</sub> emissions, in tons/hr, calculated using the applicable default CO<sub>2</sub> emission rate from paragraph (c)(1)(iii) of this section and the maximum potential hourly unit heat input; and the maximum potential NO<sub>x</sub> emission rate, as defined in §72.2 of this chapter.

(3) If a low mass emissions unit that initially qualifies to use the low mass emissions excepted methodology under this section changes fuels, such that a fuel other than those allowed for use in the low mass emissions methodology is combusted in the unit, the unit shall be disqualified from using the low mass emissions excepted methodology as of the first hour that the new fuel is combusted in the unit. The owner or operator shall install and certify SO<sub>2</sub>, (Acid Rain Program units, only), NO<sub>x</sub>, and CO<sub>2</sub>, (Acid Rain Program units, only) and flow (if necessary) monitoring systems that meet the requirements of §§75.11, 75.12, and 75.13 prior to a change to such fuel, and shall report emissions data from such monitoring systems beginning with the date and hour on which the new fuel is first combusted in the unit. If the required monitoring systems are not installed and certified prior to the fuel switch, the owner or operator shall report (as applicable) the maximum potential concentration of SO<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, and NO<sub>x</sub>, the maximum potential NO<sub>x</sub> emission rate, the maximum potential flowrate, the maximum potential hourly heat input and the maximum (or minimum, if appropriate) potential moisture percentage, from the date and hour of the fuel switch until the monitoring systems are certified or until probationary calibration error tests of the monitors are passed and the conditional data validation procedures in §75.20(b)(3) begin to be used. All maximum and minimum potential values shall be specific to the new fuel and shall be determined in a manner consistent with section 2 of appendix A to this part and §72.2 of this chapter. The owner or operator must notify the Administrator (or the permitting authority) in the case where a unit switches fuels without previously having installed and certified a SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, and CO<sub>2</sub> monitoring system meeting the requirements of §§75.11, 75.12, and 75.13.

(4) If a new or newly-affected unit initially qualifies to use the low mass emissions excepted methodology under this section and the owner or operator wants to use the low mass emissions methodology for the unit, he or she must:

(i) Keep the records specified in paragraph (c)(2) of this section, beginning with the date and hour of commencement of commercial operation, for a new unit subject to an Acid Rain emission limitation, and beginning with the date and hour of the commencement of operation, for a new unit subject to a NO<sub>x</sub> mass reduction program under subpart H of this part. For newly-affected units, the records in paragraph (c)(2) of this section shall be kept as follows:

(A) For Acid Rain Program units, begin keeping the records as of the first hour of commercial operation of the unit following the date on which the unit becomes affected; or

(B) For units subject to a NO<sub>x</sub> mass reduction program under subpart H of this part, begin keeping the records as of the first hour of unit operation following the date on which the unit becomes an affected unit;

(ii) Use these records to determine the cumulative heat input and SO<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, and/or NO<sub>x</sub> mass emissions in order to continue to qualify as a low mass emissions unit; and

(iii) Determine the cumulative SO<sub>2</sub> and/or NO<sub>x</sub> mass emissions according to paragraph (c) of this section using the same procedures used after the certification deadline for the unit, for purposes of demonstrating eligibility to use the excepted methodology set forth in this section. For example, use the default emission rates in Tables LM-1, LM-2, and LM-3 of this section or use the fuel-and-unit-specific NO<sub>x</sub> emission rate determined according to paragraph (c)(1)(iv) of this section. For Acid Rain Program LME units, the Administrator will not count SO<sub>2</sub> mass emissions calculated for the period between commencement of

commercial operation and the certification deadline for the unit under §75.4 against SO<sub>2</sub> allowances to be held in the unit account.

(5) A low mass emissions unit that has been disqualified from using the low mass emissions excepted methodology may subsequently submit an application to qualify again to use the low mass emissions methodology under paragraph (a)(2) of this section only if, following the non-compliant year (or ozone season), at least three full years (or ozone seasons) of actual, monitored emissions data is obtained showing that the unit emitted no more than the applicable number of tons of SO<sub>2</sub> and/or NO<sub>x</sub> specified in paragraph (a)(1)(i)(A) of this section. Further, the designated representative or authorized account representative must certify in the application that the unit operation for the years or ozone seasons for which the emissions were monitored are representative of the projected future operation of the unit.

(c) Low mass emissions excepted methodology, calculations, and values—(1) *Determination of SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, and CO<sub>2</sub> emission rates.*

(i) If the unit combusts only natural gas and/or fuel oil, use Table LM-1 of this section to determine the appropriate SO<sub>2</sub> emission rate for use in calculating hourly SO<sub>2</sub> mass emissions under this section.

Alternatively, for fuel oil combustion, a lower, fuel-specific SO<sub>2</sub> emission factor may be used in lieu of the applicable emission factor from Table LM-1, if a federally enforceable permit condition is in place that limits the sulfur content of the oil. If this alternative is chosen, the fuel-specific SO<sub>2</sub> emission rate in lb/mmBtu shall be calculated by multiplying the fuel sulfur content limit (weight percent sulfur) by 1.01. In addition, the owner or operator shall periodically determine the sulfur content of the oil combusted in the unit, using one of the oil sampling and analysis options described in section 2.2 of appendix D to this part, and shall keep records of these fuel sampling results in a format suitable for inspection and auditing. Alternatively, the required oil sampling and associated recordkeeping may be performed using a consensus standard (e.g., ASTM, API, etc.) that is prescribed in the unit's Federally-enforceable operating permit, in an applicable State regulation, or in another applicable Federal regulation. If the unit combusts gaseous fuel(s) other than natural gas, the owner or operator shall use the procedures in section 2.3.6 of appendix D to this part to document the total sulfur content of each such fuel and to determine the appropriate default SO<sub>2</sub> emission rate for each such fuel.

(ii) If the unit combusts only natural gas and/or fuel oil, use either the appropriate NO<sub>x</sub> emission factor from Table LM-2 of this section, or a fuel-and-unit-specific NO<sub>x</sub> emission rate determined according to paragraph (c)(1)(iv) of this section, to calculate hourly NO<sub>x</sub> mass emissions under this section, if the unit combusts a gaseous fuel other than pipeline natural gas or natural gas, the owner or operator shall determine a fuel-and-unit-specific NO<sub>x</sub> emission rate according to paragraph (c)(1)(iv) of this section.

(iii) If the unit combusts only natural gas and/or fuel oil, use Table LM-3 of this section to determine the appropriate CO<sub>2</sub> emission rate for use in calculating hourly CO<sub>2</sub> mass emissions under this section (Acid Rain Program units, only). If the unit combusts a gaseous fuel other than pipeline natural gas or natural gas, the owner or operator shall determine a fuel-and-unit-specific CO<sub>2</sub> emission rate for the fuel, as follows:

(A) Derive a carbon-based F-factor for the fuel, using fuel sampling and analysis, as described in section 3.3.6 of appendix F to this part; and

(B) Use Equation G-4 in appendix G to this part to derive the default CO<sub>2</sub> emission rate. Rearrange the equation, solving it for the ratio of  $W_{CO_2}/H$  (this ratio will yield an emission rate, in units of tons/mmBtu). Then, substitute the carbon-based F-factor determined in paragraph (c)(1)(iii)(A) of this section into the rearranged equation to determine the default CO<sub>2</sub> emission rate for the unit.

(iv) In lieu of using the default NO<sub>x</sub> emission rate from Table LM-2 of this section, the owner or operator may, for each fuel combusted by a low mass emissions unit, determine a fuel-and-unit-specific NO<sub>x</sub> emission rate for the purpose of calculating NO<sub>x</sub> mass emissions under this section. This option may be used by any unit which qualifies to use the low mass emission excepted methodology under paragraph (a) of this section,

and also by groups of units which combust fuel from a common source of supply and which use the long term fuel flow methodology under paragraph (c)(3)(ii) of this section to determine heat input. The testing must be completed in a timely manner, such that the test results are reported electronically no later than the end of the calendar year or ozone season in which the LME methodology is first used. If this option is chosen, the following procedures shall be used.

(A) Except as otherwise provided in paragraphs (c)(1)(iv)(F), (c)(1)(iv)(G), and (c)(1)(iv)(I) of this section, determine a fuel-and-unit-specific NO<sub>x</sub> emission rate by conducting a four load NO<sub>x</sub> emission rate test procedure as specified in section 2.1 of appendix E to this part, for each type of fuel combusted in the unit. For a group of units sharing a common fuel supply, the appendix E testing must be performed on each individual unit in the group, unless some or all of the units in the group belong to an identical group of units, as defined in paragraph (c)(1)(iv)(B) of this section, in which case, representative testing may be conducted on units in the identical group of units, as described in paragraph (c)(1)(iv)(B) of this section. For the purposes of this section, make the following modifications to the appendix E test procedures:

(1) Do not measure the heat input as required under 2.1.3 of appendix E to this part.

(2) Do not plot the test results as specified under 2.1.6 of appendix E to this part.

(3) Do not correct the NO<sub>x</sub> concentration to 15% O<sub>2</sub>.

(4) If the testing is performed on an uncontrolled diffusion flame turbine, a correction to the observed average NO<sub>x</sub> concentration from each run of the test must be applied using the following Equation LM-1a.

$$NO_{x_{corr}} = NO_{x_{obs}} \left( \frac{P}{P_s} \right)^{0.5} e^{20(U_s - U_r) \left( \frac{T_r}{T_s} \right)^{1.5}} \quad (Eq. LM-1a)$$

View or download PDF

Where:

NO<sub>x<sub>corr</sub></sub> = Corrected NO<sub>x</sub> concentration (ppm).

NO<sub>x<sub>obs</sub></sub> = Average measured NO<sub>x</sub> concentration for each run of the test (ppm).

P<sub>r</sub> = Average annual atmospheric pressure (or average ozone season atmospheric pressure for a Subpart H unit that reports data only during the ozone season) at the nearest weather station (e.g., a standardized NOAA weather station located at the airport) for the year (or ozone season) prior to the year of the test (mm Hg).

P<sub>s</sub> = Observed atmospheric pressure during the test run (mm Hg).

H<sub>r</sub> = Average annual atmospheric humidity ratio (or average ozone season humidity ratio for a Subpart H unit that reports data only during the ozone season) at the nearest weather station, for the year (or ozone season) prior to the year of the test (g H<sub>2</sub>O/g air).

H<sub>s</sub> = Observed humidity ratio during the test run (g H<sub>2</sub>O/g air).

T<sub>r</sub> = Average annual atmospheric temperature (or average ozone season atmospheric temperature for a Subpart H unit that reports data only during the ozone season) at the nearest weather station, for the year (or ozone season) prior to the year of the test (°K).

T<sub>s</sub> = Observed atmospheric temperature during the test run (°K).

(B) Representative appendix E testing may be done on low mass emission units in a group of identical units. All of the units in a group of identical units must combust the same fuel type but do not have to share a common fuel supply.

(1) To be considered identical, all low mass emission units must be of the same size (based on maximum rated hourly heat input), manufacturer and model, and must have the same history of modifications (e.g., have the same controls installed, the same types of burners and have undergone major overhauls at the same frequency (based on hours of operation)). Also, under similar operating conditions, the stack or turbine outlet temperature of each unit must be within  $\pm 50$  degrees Fahrenheit of the average stack or turbine outlet temperature for all of the units.

(2) If all of the low mass emission units in the group qualify as identical, then representative testing of the units in the group may be performed according to Table LM-4 of this section.

(3) [Reserved]

(4) If the acceptance criteria in paragraph (c)(1)(iv)(B)(7) of this section are not met then the group of low mass emission units is not considered an identical group of units and individual appendix E testing of each unit is required.

(5) Fuel and unit specific  $\text{NO}_x$  emission rates determined according to paragraphs (c)(1)(iv)(F) and (c)(1)(iv)(G) of this section may be used in lieu of appendix E testing for one or more low mass emission units in a group of identical units.

(C) Based on the results of the part 75 appendix E testing, determine the fuel-and-unit-specific  $\text{NO}_x$  emission rate as follows:

(1) Except for LME units that use selective catalytic reduction (SCR) or selective non-catalytic reduction (SNCR) to control  $\text{NO}_x$  emissions, the highest three-run average  $\text{NO}_x$  emission rate obtained at any load in the appendix E test for a particular type of fuel shall be the fuel-and-unit-specific  $\text{NO}_x$  emission rate, for that type of fuel.

(2) [Reserved]

(3) For a group of identical low mass emissions units (except for units that use SCR or SNCR to control  $\text{NO}_x$  emissions), the fuel-and-unit-specific  $\text{NO}_x$  emission rate for all units in the group, for a particular type of fuel, shall be the highest three-run average  $\text{NO}_x$  emission rate obtained at any tested load from any unit tested in the group, for that type of fuel.

(4) Except as provided in paragraphs (c)(1)(iv)(C)(7) and (c)(1)(iv)(C)(8) of this section, for an individual low mass emissions unit which uses SCR or SNCR to control  $\text{NO}_x$  emissions, the fuel-and-unit-specific  $\text{NO}_x$  emission rate for each type of fuel combusted in the unit shall be the higher of:

(i) The highest three-run average emission rate from any load of the appendix E test for that type of fuel;

or

(ii) 0.15 lb/mmBtu.

(5) [Reserved]

(6) Except as provided in paragraphs (c)(1)(iv)(C)(7) and (c)(1)(iv)(C)(8) of this section, for a group of identical low mass emissions units that are all equipped with SCR or SNCR to control  $\text{NO}_x$  emissions, the

fuel-and-unit-specific  $\text{NO}_x$  emission rate for each unit in the group of units, for a particular type of fuel, shall be the higher of:

(i) The highest three-run average  $\text{NO}_x$  emission rate at any load from all appendix E tests of all tested units in the group, for that type of fuel; or

(ii) 0.15 lb/mmBtu.

(7) Notwithstanding the requirements of paragraphs (c)(1)(iv)(C)(4) and (c)(1)(iv)(C)(6) of this section, for a unit (or group of identical units) equipped with SCR (or SNCR) and water (or steam) injection to control  $\text{NO}_x$  emissions:

(i) If the appendix E testing is performed when the water (or steam) injection is in use and either upstream of the SCR or SNCR or during a time period when the SCR or SNCR is out of service; then

(ii) The highest three-run average emission rate from the appendix E testing may be used as the fuel-and-unit-specific  $\text{NO}_x$  emission rate for the unit (or, if applicable, for each unit in the group), for each unit operating hour in which the water-to-fuel ratio is within the acceptable range established during the appendix E testing.

(8) Notwithstanding the requirements of paragraphs (c)(1)(iv)(C)(4) and (c)(1)(iv)(C)(6) of this section, for a unit (or group of identical units) equipped with SCR (or SNCR) and uses dry low- $\text{NO}_x$  technology to control  $\text{NO}_x$  emissions:

(i) If the appendix E testing is performed during a time period when the dry low- $\text{NO}_x$  controls are in use, but the SCR or SNCR is out of service; then

(ii) The highest three-run average emission rate from the appendix E testing may be used as the fuel-and-unit-specific  $\text{NO}_x$  emission rate for the unit (or, if applicable, for each unit in the group), for each unit operating hour in which the parametric data described in paragraph (c)(1)(iv)(H)(2) of this section demonstrate that the dry low- $\text{NO}_x$  controls are operating in the premixed or low- $\text{NO}_x$  mode.

(9) For an individual combustion turbine (or a group of identical turbines) that operate principally at base load (or at a set point temperature), but are capable of operating at a higher peak load (or higher internal operating temperature), the fuel-and-unit-specific  $\text{NO}_x$  emission rate for the unit (or for each unit in the group) shall be as follows:

(i) If the testing is done only at base load, use the three-run average  $\text{NO}_x$  emission rate for base load operating hours and 1.15 times that emission rate for peak load operating hours; or

(ii) If the testing is done at both base load and peak load, use the three-run average  $\text{NO}_x$  emission rate from the base load testing for base load operating hours and the three-run average  $\text{NO}_x$  emission rate from the peak load testing for peak load operating hours.

(D) For each low mass emissions unit, or group of identical units for which the provisions of paragraph (c)(1)(iv) of this section are used to account for  $\text{NO}_x$  emission rate, the owner or operator shall determine a new fuel-and-unit-specific  $\text{NO}_x$  emission rate every five years (20 calendar quarters), unless changes in the fuel supply, physical changes to the unit, changes in the manner of unit operation, or changes to the emission controls occur which may cause a significant increase in the unit's actual  $\text{NO}_x$  emission rate. If such changes occur, the fuel-and-unit-specific  $\text{NO}_x$  emission rate(s) shall be re-determined according to paragraph (c)(1)(iv) of this section. Testing shall be done at the number of loads specified in paragraph (c)(1)(iv)(A) or (c)(1)(iv)(I) of this section, as applicable. If a low mass emissions unit belongs to a group of identical units and it is required to retest to determine a new fuel-and-unit-specific  $\text{NO}_x$  emission rate because of changes in the fuel

supply, physical changes to the unit, changes in the manner of unit operation or changes to the emission controls occur which may cause a significant increase in the unit's actual NO<sub>x</sub> emission rate, any other unit in that group of identical units is not required to re-determine the fuel-and-unit-specific NO<sub>x</sub> emission rate unless such unit also undergoes changes in the fuel supply, physical changes to the unit, changes in the manner of unit operation or changes to the emission controls occur which may cause a significant increase in the unit's actual NO<sub>x</sub> emission rates.

(E) Each low mass emissions unit or each low mass emissions unit in a group of identical units for which a fuel-and-unit-specific NO<sub>x</sub> emission rate(s) are determined shall meet the quality assurance and quality control provisions of paragraph (e) of this section.

(F) Low mass emissions units may use the results of appendix E testing, if such test results are available from a test conducted no more than five years prior to the time of initial certification, to determine the appropriate fuel-and-unit-specific NO<sub>x</sub> emission rate(s). However, fuel-and-unit-specific NO<sub>x</sub> emission rates from historical testing may not be used longer than five years after the appendix E testing was conducted.

(G) Low mass emissions units for which at least 3 years of quality-assured NO<sub>x</sub> emission rate data from a NO<sub>x</sub>-diluent CEMS that meets the quality assurance requirements of either this part, or appendix F to part 60 of this chapter, or a comparable State CEM program, and corresponding fuel usage data are available may determine fuel-and-unit-specific NO<sub>x</sub> emission rates from the actual data using the following procedure. Separate the actual NO<sub>x</sub> emission rate data into groups, according to the type of fuel combusted. Discard data from periods when multiple fuels were combusted. Each fuel-specific data set must contain at least 168 hours of data and must represent all normal operating ranges of the unit when combusting the fuel. Sort the data in each fuel-specific data set in ascending order according to NO<sub>x</sub> emission rate. Determine the 95th percentile NO<sub>x</sub> emission rate for each data set as defined in §72.2 of this chapter. Use the 95th percentile value for each data set as the fuel-and-unit-specific NO<sub>x</sub> emission rate, except that for a unit that uses SCR or SNCR for NO<sub>x</sub> emission control, if the 95th percentile value is less than 0.15 lb/mmBtu, a value of 0.15 lb/mmBtu shall be used as the fuel-and-unit-specific NO<sub>x</sub> emission rate.

(H) For low mass emissions units with add-on NO<sub>x</sub> emission controls, and for units that use dry low-NO<sub>x</sub> technology, the owner or operator shall, during every hour of unit operation during the test period, monitor and record parameters, as required under paragraph (e)(5) of this section, which indicate that the NO<sub>x</sub> emission controls are operating properly. After the test period, these same parameters shall be monitored and recorded and kept for all operating hours in order to determine whether the NO<sub>x</sub> controls are operating properly and to allow the determination of the correct NO<sub>x</sub> emission rate as required under paragraph (c)(1)(iv) of this section.

(1) For low mass emissions units with steam or water injection, the steam-to-fuel or water-to-fuel ratio used during the testing must be documented. The water-to-fuel or steam-to-fuel ratio must be maintained during unit operations for a unit to use the fuel and unit specific NO<sub>x</sub> emission rate determined during the test. Owners or operators must include in the monitoring plan the acceptable range of the water-to-fuel or steam-to-fuel ratio, which will be used to indicate hourly, proper operation of the NO<sub>x</sub> controls for each unit. The water-to-fuel or steam-to-fuel ratio shall be monitored and recorded during each hour of unit operation. If the water-to-fuel or steam-to-fuel ratio is not within the acceptable range in a given hour the fuel and unit specific NO<sub>x</sub> emission rate may not be used for that hour, and the appropriate default NO<sub>x</sub> emission rate from Table LM-2 shall be reported instead.

(2) For a low mass emissions unit that uses dry low-NO<sub>x</sub> premix technology to control NO<sub>x</sub> emissions, proper operation of the emission controls means that the unit is in the low-NO<sub>x</sub> or premixed combustion mode, and fired with natural gas. Evidence of operation in the low-NO<sub>x</sub> or premixed mode shall be provided by monitoring the appropriate turbine operating parameters. These parameters may include percentage of full load, turbine exhaust temperature, combustion reference temperature, compressor discharge pressure, fuel and air valve positions, dynamic pressure pulsations, internal guide vane (IGV) position, and flame detection or flame scanner condition. The acceptable values and ranges for all parameters monitored shall be specified in the monitoring plan for the unit, and the parameters shall be monitored during each subsequent operating

hour. If one or more of these parameters is not within the acceptable range or at an acceptable value in a given operating hour, the fuel-and-unit-specific NO<sub>x</sub> emission rate may not be used for that hour, and the appropriate default NO<sub>x</sub> emission rate from Table LM-2 shall be reported instead. When the unit is fired with oil the appropriate default value from Table LM-2 shall be reported.

(3) For low mass emissions units with other types of add-on NO<sub>x</sub> controls, appropriate parameters and the acceptable range of the parameters which indicate hourly proper operation of the NO<sub>x</sub> controls must be specified in the monitoring plan. These parameters shall be monitored during each subsequent operating hour. If any of these parameters are not within the acceptable range in a given operating hour, the fuel and unit specific NO<sub>x</sub> emission rates may not be used in that hour, and the appropriate default NO<sub>x</sub> emission rate from Table LM-2 shall be reported instead.

(I) Notwithstanding the requirements in paragraph (c)(1)(iv)(A) of this section, the appendix E testing to determine (or re-determine) the fuel-specific, unit-specific NO<sub>x</sub> emission rate for a unit (or for each unit in a group of identical units) may be performed at fewer than four loads, under the following circumstances:

(1) Testing may be done at one load level if the data analysis described in paragraph (c)(1)(iv)(2) of this section is performed and the results show that the unit has operated (or all units in the group of identical units have operated) at a single load level for at least 85.0 percent of all operating hours in the previous three years (12 calendar quarters) prior to the calendar quarter of the appendix E testing. For combustion turbines that are operated to produce approximately constant output (in MW) but which use internal operating and exhaust temperatures and not the actual output in MW to control the operation of the turbine, the internal operating temperature set point may be used as a surrogate for load in demonstrating that the unit qualifies for single-load testing. If the data analysis shows that the unit does not qualify for single-load testing, testing may be done at two (or three) load levels if the unit has operated (or if all units in the group of identical units have operated) cumulatively at two (or three) load levels for at least 85.0 percent of all operating hours in the previous three years; or

(2) If a multiple-load appendix E test was initially performed for a unit (or group of identical units) to determine the fuel-and-unit specific NO<sub>x</sub> emission rate, then the periodic retests required under paragraph (c)(1)(iv)(D) of this section may be single-load tests, performed at the load level for which the highest average NO<sub>x</sub> emission rate was obtained in the initial test.

(3) The initial appendix E testing may be performed at a single load, between 75 and 100 percent of the maximum sustainable load defined in the monitoring plan for the unit, if the average annual capacity factor of the LME unit, when calculated according to the definition of "capacity factor" in §72.2 of this chapter, is 2.5 percent or less for the three calendar years immediately preceding the year of the testing, and that the annual capacity factor does not exceed 4.0 percent in any of those three years. Similarly, for a LME unit that reports emissions data on an ozone season-only basis, the initial appendix E testing may be performed at a single load between 75 and 100 percent of the maximum sustainable load if the 2.5 and 4.0 percent capacity factor requirements are met for the three ozone seasons immediately preceding the date of the emission testing (see §75.74(c)(11)). For a group of identical LME units, any unit(s) in the group that meet the 2.5 and 4.0 percent capacity factor requirements may perform the initial appendix E testing at a single load between 75 and 100 percent of the maximum sustainable load.

(4) The retest of any LME unit may be performed at a single load between 75 and 100 percent of the maximum sustainable load if, for the three calendar years immediately preceding the year of the retest (or, if applicable, the three ozone seasons immediately preceding the date of the retest), the applicable capacity factor requirements described in paragraph (c)(1)(iv)(3) of this section are met.

(5) Alternatively, for combustion turbines, the single-load testing described in paragraphs (c)(1)(iv)(3) and (c)(1)(iv)(4) of this section may be performed at the highest attainable load level corresponding to the season of the year in which the testing is conducted.



- (6) In all cases where the alternative single-load testing option described in paragraphs (c)(1)(iv)(i)(3) through (c)(1)(iv)(i)(5) of this section is used, the owner or operator shall keep records documenting that the required capacity factor requirements were met.
- (4) To determine whether a unit qualifies for testing at fewer than four loads under paragraph (c)(1)(iv)(i) of this section, follow the procedures in paragraph (c)(1)(iv)(j)(1) or (c)(1)(iv)(j)(2) of this section, as applicable.
- (1) Determine the range of operation of the unit, according to section 6.5.2.1 of appendix A to this part. Divide the range of operation into four equal load bands. For example, if the range of operation extends from 20 MW to 100 MW, the four equal load bands would be: band #1: from 20 MW to 40 MW; band #2: from 41 MW to 60 MW; band #3: from 61 MW to 80 MW; and band #4: from 81 to 100 MW. Then, perform a historical load analysis for all unit operating hours in the 12 calendar quarters preceding the quarter of the test. Alternatively, for sources that report emissions data only during the ozone season, the historical load analysis may be based on unit operation in the previous three ozone seasons, rather than unit operation in the previous 12 calendar quarters. Determine the percentage of the data that fall into each load band. For a unit that is not part of a group of identical units, if 85.0% or more of the data fall into one load band, single-load testing may be performed at any point within that load band. For a group of identical units, if each unit in the group meets the 85.0% criterion, then representative single-load testing within the load band may be performed. If the 85.0% criterion cannot be met to qualify for single-load testing but this criterion can be met cumulatively for two (or three) load levels, then testing may be performed at two (or three) loads instead of four.
- (2) For a combustion turbine that uses exhaust temperature and not the actual output in megawatts to control the operation of the turbine (or for a group of identical units of this type), the owner or operator must document that the unit (or each unit in the group) has operated within  $\pm 10\%$  of the set point temperature for 85.0% of the operating hours in the previous 12 calendar quarters to qualify for single-load testing. Alternatively, for sources that report emissions data only during the ozone season, the historical set point temperature analysis may be based on unit operation in the previous three ozone seasons, rather than unit operation in the previous 12 calendar quarters. When the set point temperature is used rather than unit load to justify single-load testing, the designated representative shall certify in the monitoring plan for the unit that this is the normal manner of unit operation and shall document the setpoint temperature.
- (2) Records of operating time, fuel usage, unit output and NO<sub>x</sub> emission control operating status. The owner or operator shall keep the following records on-site, for three years, in a form suitable for inspection, except that for unmanned facilities, the records may be kept at a central location, rather than on-site:
- For each low mass emissions unit, the owner or operator shall keep hourly records which indicate whether or not the unit operated during each clock hour of each calendar year. The owner or operator may report partial operating hours or may assume that for each hour the unit operated the operating time is a whole hour. Units using partial operating hours and the maximum rated hourly heat input to calculate heat input for each hour must report partial operating hours.
  - For each low mass emissions unit, the owner or operator shall keep hourly records indicating the type(s) of fuel(s) combusted in the unit during each hour of unit operation.
  - For each low mass emissions unit using the long term fuel flow methodology under paragraph (c)(3)(ii) of this section to determine hourly heat input, the owner or operator shall keep hourly records of unit load (in megawatts or thousands of pounds of steam per hour), for the purpose of apportioning heat input to the individual unit operating hours.
  - For each low mass emissions unit with add-on NO<sub>x</sub> emission controls of any kind and each unit that uses dry low-NO<sub>x</sub> technology, the owner or operator shall keep hourly records of the hourly value of the

parameter(s) specified in (c)(1)(iv)(H) of this section used to indicate proper operation of the unit's NO<sub>x</sub> controls.

(3) Heat input. Hourly, quarterly and annual heat input for a low mass emissions unit shall be determined using either the maximum rated hourly heat input method under paragraph (c)(3)(i) of this section or the long term fuel flow method under paragraph (c)(3)(ii) of this section.

(i) Maximum rated hourly heat input method. (A) For the purposes of the mass emission calculation methodology of paragraph (c)(3) of this section,  $HI_{mr}$ , the hourly heat input (mmBtu) to a low mass emissions unit shall be deemed to equal the maximum rated hourly heat input, as defined in §72.2 of this chapter, multiplied by the operating time of the unit for each hour. The owner or operator may choose to record and report partial operating hours or may assume that a unit operated for a whole hour for each hour the unit operated. However, the owner or operator of a unit may petition the Administrator under §75.66 for a lower value for maximum rated hourly heat input than that defined in §72.2 of this chapter. The Administrator may approve such lower value if the owner or operator demonstrates that either the maximum hourly heat input specified by the manufacturer or the highest observed hourly heat input, or both, are not representative, and such a lower value is representative, of the unit's current capabilities because modifications have been made to the unit, limiting its capacity permanently.

(B) The quarterly heat input,  $HI_{qr}$ , in mmBtu, shall be determined using Equation LM-1:

$$HI_{qr} = \sum_{i=1}^n HI_{iqr} \quad (\text{Eq. LM-1})$$

View or download PDF

Where:

$n$  = Number of unit operating hours in the quarter.

$HI_{iqr}$  = Hourly heat input under paragraph (c)(3)(i)(A) of this section (mmBtu).

(C) The year-to-date cumulative heat input (mmBtu) shall be the sum of the quarterly heat input values for all of the calendar quarters in the year to date.

(D) For a unit subject to the provisions of subpart H of this part, which is not required to report emission data on a year-round basis and elects to report only during the ozone season, the quarterly heat input for the second calendar quarter of the year shall, for compliance purposes, include only the heat input for the months of May and June, and the cumulative ozone season heat input shall be the sum of the heat input values for May, June and the third calendar quarter of the year.

(ii) Long term fuel flow heat input method. The owner or operator may, for the purpose of demonstrating that a low mass emissions unit or group of low mass emissions units sharing a common fuel supply meets the requirements of this section, use records of long-term fuel flow, to calculate hourly heat input to a low mass emissions unit.

(A) This option may be used for a group of low mass emissions units only if:

(1) The low mass emissions units combust fuel from a common source of supply; and

(2) Records are kept of the total amount of fuel combusted by the group of low mass emission units and the hourly output (in megawatts or pounds of steam) from each unit in the group; and

(3) All of the units in the group are low mass emission units.

(B) For each fuel used during the quarter, the volume in standard cubic feet (for gas) or gallons (for oil) may be determined using any of the following methods:

(1) Fuel billing records (for low mass emission units, or groups of low mass emission units, which purchase fuel from non-affiliated sources);

(2) American Petroleum Institute (API) Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 3-Tank Gauging, Section 1A, Standard Practice for the Manual Gauging of Petroleum and Petroleum Products, Second Edition, August 2005; Section 1B-Standard Practice for Level Measurement of Liquid Hydrocarbons in Stationary Tanks by Automatic Tank Gauging, Second Edition June 2001; Section 2-Standard Practice for Gauging Petroleum and Petroleum Products in Tank Cars, First Edition, August 1995 (Reaffirmed March 2006); Section 3-Standard Practice for Level Measurement of Liquid Hydrocarbons in Stationary Pressurized Storage Tanks by Automatic Tank Gauging, First Edition June 1996 (Reaffirmed, March 2001); Section 4-Standard Practice for Level Measurement of Liquid Hydrocarbons on Marine Vessels by Automatic Tank Gauging, First Edition April 1995 (Reaffirmed, September 2000); and Section 5-Standard Practice for Level Measurement of Light Hydrocarbon Liquids Onboard Marine Vessels by Automatic Tank Gauging, First Edition March 1997 (Reaffirmed, March 2003); for \$75.19; Shop Testing of Automatic Liquid Level Gauges, Bulletin 2509 B, December 1981 (Reaffirmed August 1987, October 1992) (all incorporated by reference under \$75.6 of this part); or

(3) A fuel flow meter certified and maintained according to appendix D to this part.

(C) Except as provided in paragraph (c)(3)(ii)(C)(3) of this section, for each fuel combusted during a quarter, the gross calorific value of the fuel shall be determined by either:

(1) Using the applicable procedures for gas and oil analysis in sections 2.2 and 2.3 of appendix D to this part. If this option is chosen the highest gross calorific value recorded during the previous calendar year shall be used (or, for a new or newly-affected unit, if there are no sample results from the previous year, use the highest GCV from the samples taken in the current year); or

(2) Using the appropriate default gross calorific value listed in Table LM-5 of this section.

(3) For gaseous fuels other than pipeline natural gas or natural gas, the GCV sampling frequency shall be daily unless the results of a demonstration under section 2.3.5 of appendix D to this part show that the fuel has a low GCV variability and qualifies for monthly sampling. If daily GCV sampling is required, use the highest GCV obtained in the calendar quarter as GCV<sub>max</sub> in Equation LM-3, of this section.

(D) If Eq. LM-2 is used for heat input determination, the specific gravity of each type of fuel oil combusted during the quarter shall be determined either by:

(1) Using the procedures in section 2.2.6 of appendix D to this part. If this option is chosen, use the highest specific gravity value recorded during the previous calendar year (or, for a new or newly-affected unit, if there are no sample results from the previous year, use the highest specific gravity from the samples taken in the current year); or

(2) Using the appropriate default specific gravity value in Table LM-6 of this section.

(E) The quarterly heat input from each type of fuel combusted during the quarter by a low mass emissions unit or group of low mass emissions units sharing a common fuel supply shall be determined using either Equation LM-2 or Equation LM-3 for oil (as applicable to the method used to quantify oil usage) and Equation LM-3 for gaseous fuels. For a unit subject to the provisions of subpart H of this part, which is not

required to report emission data on a year-round basis and elects to report only during the ozone season, the quarterly heat input for the second calendar quarter of the year shall include only the heat input for the months of May and June.

$$HI_{fuel,q} = M_{fuel,q} \frac{GCV_{fuel}}{10^6} \quad \text{Eq. LM-2 (for fuel oil)}$$

[View or download PDF](#)

Where:

$HI_{fuel,q}$  = Quarterly total heat input from oil (mmBtu).

$M_{fuel,q}$  = Mass of oil consumed during the quarter, determined as the product of the volume of oil under paragraph (c)(3)(ii)(B) of this section and the specific gravity under paragraph (c)(3)(ii)(D) of this section (lb).

$GCV_{fuel}$  = Gross calorific value of oil, as determined under paragraph (c)(3)(ii)(C) of this section (Btu/lb)

10<sup>6</sup> = Conversion of Btu to mmBtu.

$$HI_{fuel,q} = Q_{fuel,q} \frac{GCV_{fuel}}{10^6} \quad \text{Eq. LM-3 (for gaseous fuel or fuel oil)}$$

[View or download PDF](#)

Where:

$HI_{fuel,q}$  = Quarterly heat input from gaseous fuel or fuel oil (mmBtu).

$Q_{fuel,q}$  = Volume of gaseous fuel or fuel oil combusted during the quarter, as determined under paragraph (c)(3)(ii)(B) of this section standard cubic feet (scf) or (gal), as applicable.

$GCV_{fuel}$  = Gross calorific value of the gaseous fuel or fuel oil combusted during the quarter, as determined under paragraph (c)(3)(ii)(C) of this section (Btu/scf) or (Btu/gal), as applicable.

10<sup>6</sup> = Conversion of Btu to mmBtu.

(F) Use Eq. LM-4 to calculate  $HI_{fuel,q}$ , the quarterly heat input (mmBtu) for all fuels.  $HI_{fuel,q}$  shall be the sum of the  $HI_{fuel,q}$  values determined using Equations LM-2 and LM-3.

$$HI_{fuel,q} = \sum_{all\ fuels} HI_{fuel,q} \quad (\text{Eq. LM-4})$$

[View or download PDF](#)

(G) The year-to-date cumulative heat input (mmBtu) for all fuels shall be the sum of all quarterly total heat input ( $HI_{fuel,q}$ ) values for all calendar quarters in the year to date. For a unit subject to the provisions of subpart H of this part, which is not required to report emission data on a year-round basis and elects to report only during the ozone season, the cumulative ozone season heat input shall be the sum of the quarterly heat input values for the second and third calendar quarters of the year.

(H) For each low mass emissions unit or each low mass emissions unit in a group of identical units, the owner or operator shall determine the cumulative quarterly unit load in megawatt hours or thousands of pounds of steam. The quarterly cumulative unit load shall be the sum of the hourly unit load values recorded under paragraph (c)(2) of this section and shall be determined using Equations LM-5 or LM-6. For a unit

subject to the provisions of subpart H of this part, which is not required to report emission data on a year-round basis and elects to report only during the ozone season, the quarterly cumulative load for the second calendar quarter of the year shall include only the unit loads for the months of May and June.

$$MW_{qr} = \sum_{all\ units} MW \quad \text{Eq. LM-5 (for MW output)}$$

[View or download PDF](#)

$$ST_{qr} = \sum_{all\ units} ST \quad \text{Eq. LM-6 (for steam output)}$$

[View or download PDF](#)

Where:

$MW_{qr}$  = Sum of all unit operating loads recorded during the quarter by the unit (MWh).

$ST_{qr}$  = Sum of all hourly steam loads recorded during the quarter by the unit (klb of steam/hr).

$MW$  = Unit operating load for a particular unit operating hour (MWh).

$ST$  = Unit steam load for a particular unit operating hour (klb of steam).

(1) For a low mass emissions unit that is not included in a group of low mass emission units sharing a common fuel supply, apportion the total heat input for the quarter,  $HI_{quarter}$  to each hour of unit operation using either Equation LM-7 or LM-8:

$$HI_{hr} = HI_{quarter} \frac{MW_{hr}}{MW_{qr}}$$

[View or download PDF](#)

(Eq. LM-7 for MW output)

$$HI_{hr} = HI_{quarter} \frac{ST_{hr}}{ST_{qr}}$$

[View or download PDF](#)

(Eq. LM-8 for steam output)

Where:

$HI_{hr}$  = Hourly heat input to the unit (mmBtu).

$MW_{hr}$  = Hourly operating load for the unit (MWh).

$ST_{hr}$  = Hourly steam load for the unit (klb of steam/hr).

(2) For each low mass emissions unit that is included in a group of units sharing a common fuel supply, apportion the total heat input for the quarter,  $HI_{quarter}$  to each hour of operation using either Equation LM-7a or LM-8a:

$$HI_{hr} = HI_{quarter} \frac{MW_{hr}}{\sum_{all\ units} MW_{qr}}$$

[View or download PDF](#)

(Eq. LM-7a for MW output)

$$HI_{hr} = HI_{quarter} \frac{ST_{hr}}{\sum_{all\ units} ST_{qr}}$$

[View or download PDF](#)

(Eq. LM-8a for steam output)

Where:

$HI_{hr}$  = Hourly heat input to the individual unit (mmBtu).

$MW_{hr}$  = Hourly operating load for the individual unit (MWh).

$ST_{hr}$  = Hourly steam load for the individual unit (klb of steam/hr).

$\Sigma MW_{qr}$  = Sum of the quarterly operating

all-units loads (from Eq. LM-5) for all units in the group (MWh).

$\Sigma ST_{qr}$  = Sum of the quarterly steam

all-units loads (from Eq. LM-6) for all units in the group (klb of steam/hr)

(4) *Calculation of SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> and CO<sub>2</sub> mass emissions.* The owner or operator shall, for the purpose of demonstrating that a low mass emissions unit meets the requirements of this section, calculate SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> and CO<sub>2</sub> mass emissions in accordance with the following.

(i) *SO<sub>2</sub> mass emissions.* (A) The hourly SO<sub>2</sub> mass emissions (lbs) for a low mass emissions unit (Acid Rain Program units, only) shall be determined using Equation LM-9 and the appropriate fuel-based SO<sub>2</sub> emission factor for the fuels combusted in that hour. If more than one fuel is combusted in the hour, use the highest emission factor for all of the fuels combusted in the hour. If records are missing as to which fuel was combusted in the hour, use the highest emission factor for all of the fuels capable of being combusted in the unit.

$$W_{so2} = EF_{so2} \times HI_{hr} \quad \text{(Eq. LM-9)}$$

Where:

$W_{so2}$  = Hourly SO<sub>2</sub> mass emissions (lbs.)

$EF_{so2}$  = Either the SO<sub>2</sub> emission factor from Table LM-1 of this section or the fuel-and-unit-specific SO<sub>2</sub> emission rate from paragraph (c)(1)(i) of this section (lb/mmBtu).

$HI_{hr}$  = Either the maximum rated hourly heat input under paragraph (c)(3)(i)(A) of this section or the hourly heat input under paragraph (c)(3)(i) of this section (mmBtu).

(B) The quarterly SO<sub>2</sub> mass emissions (tons) for the low mass emissions unit shall be the sum of all the hourly SO<sub>2</sub> mass emissions in the quarter, as determined under paragraph (c)(4)(i)(A) of this section, divided by 2000 lb/ton.

(C) The year-to-date cumulative SO<sub>2</sub> mass emissions (tons) for the low mass emissions unit shall be the sum of the quarterly SO<sub>2</sub> mass emissions, as determined under paragraph (c)(4)(i)(B) of this section, for all of the calendar quarters in the year to date.

(ii)(A) The hourly NO<sub>x</sub> mass emissions for the low mass emissions unit (lbs) shall be determined using Equation LM-10. If more than one fuel is combusted in the hour, use the highest emission rate for all of the fuels combusted in the hour. If records are missing as to which fuel was combusted in the hour, use the highest emission factor for all of the fuels capable of being combusted in the unit. For low mass emission units with NO<sub>x</sub> emission controls of any kind and for which a fuel-and-unit-specific NO<sub>x</sub> emission rate is determined under paragraph (c)(1)(iv) of this section, for any hour in which the parameters under paragraph (c)(1)(iv)(A) of this section do not show that the NO<sub>x</sub> emission controls are operating properly, use the NO<sub>x</sub> emission rate from Table LM-2 of this section for the fuel combusted during the hour with the highest NO<sub>x</sub> emission rate.

$$W_{\text{low}} = EF_{\text{low}} \cdot H_{\text{low}} \quad (\text{Eq. LM-10})$$

Where:

$W_{\text{low}}$  = Hourly NO<sub>x</sub> mass emissions (lbs).

$EF_{\text{low}}$  = Either the NO<sub>x</sub> emission factor from Table LM-2 of this section or the fuel-and-unit-specific NO<sub>x</sub> emission rate determined under paragraph (c)(1)(iv) of this section (lb/mmBtu).

$H_{\text{low}}$  = Either the maximum rated hourly heat input from paragraph (c)(3)(i)(A) of this section or the hourly heat input as determined under paragraph (c)(3)(ii) of this section (mmBtu).

(B) The quarterly NO<sub>x</sub> mass emissions (tons) for the low mass emissions unit shall be the sum of all of the hourly NO<sub>x</sub> mass emissions in the quarter, as determined under paragraph (c)(4)(i)(A) of this section, divided by 2000 lb/ton.

(C) The year-to-date cumulative NO<sub>x</sub> mass emissions (tons) for the low mass emissions unit shall be the sum of the quarterly NO<sub>x</sub> mass emissions, as determined under paragraph (c)(4)(i)(B) of this section, for all of the calendar quarters in the year to date. For a unit subject to the provisions of subpart H of this part, which is not required to report emission data on a year-round basis and elects to report only during the ozone season, the ozone season NO<sub>x</sub> mass emissions for the unit shall be the sum of the quarterly NO<sub>x</sub> mass emissions, as determined under paragraph (c)(4)(i)(B) of this section, for the second and third calendar quarters of the year, and the second quarter report shall include emissions data only for May and June.

(D) The quarterly and cumulative NO<sub>x</sub> emission rate in lb/mmBtu (if required by the applicable program(s)) shall be determined as follows. Calculate the quarterly NO<sub>x</sub> emission rate by taking the arithmetic average of all of the hourly  $EF_{\text{low}}$  values. Calculate the cumulative (year-to-date) NO<sub>x</sub> emission rate by taking the arithmetic average of the quarterly NO<sub>x</sub> emission rates.

(iii) CO<sub>2</sub> Mass Emissions. (A) The hourly CO<sub>2</sub> mass emissions (tons) for the affected low mass emissions unit (Acid Rain Program units, only) shall be determined using Equation LM-11 and the appropriate fuel-based CO<sub>2</sub> emission factor from Table LM-3 of this section for the fuel being combusted in that hour. If more than one fuel is combusted in the hour, use the highest emission factor for all of the fuels combusted in the hour. If records are missing as to which fuel was combusted in the hour, use the highest emission factor for all of the fuels capable of being combusted in the unit.

$$W_{\text{CO}_2} = EF_{\text{CO}_2} \times H_{\text{low}} \quad (\text{Eq. LM-11})$$

Where:

$W_{\text{CO}_2}$  = Hourly CO<sub>2</sub> mass emissions (tons).

$EF_{\text{low}}$  = Either the fuel-based CO<sub>2</sub> emission factor from Table LM-3 of this section or the fuel-and-unit-specific CO<sub>2</sub> emission rate from paragraph (c)(1)(ii) of this section (tons/mmBtu).

$H_{\text{low}}$  = Either the maximum rated hourly heat input from paragraph (c)(3)(i)(A) of this section or the hourly heat input as determined under paragraph (c)(3)(ii) of this section (mmBtu).

(B) The quarterly CO<sub>2</sub> mass emissions (tons) for the low mass emissions unit shall be the sum of all of the hourly CO<sub>2</sub> mass emissions in the quarter, as determined under paragraph (c)(4)(i)(A) of this section.

(C) The year-to-date cumulative CO<sub>2</sub> mass emissions (tons) for the low mass emissions unit shall be the sum of all of the quarterly CO<sub>2</sub> mass emissions, as determined under paragraph (c)(4)(i)(B) of this section, for all of the calendar quarters in the year to date.

(d) Each unit that qualifies under this section to use the low mass emissions methodology must follow the recordkeeping and reporting requirements pertaining to low mass emissions units in subparts F and G of this part.

(e) The quality control and quality assurance requirements in §75.21 are not applicable to a low mass emissions unit for which the low mass emissions excepted methodology under paragraph (c) of this section is being used in lieu of a continuous emission monitoring system or an excepted monitoring system under appendix D or E to this part, except for fuel flowmeters used to meet the provisions in paragraph (c)(3)(ii) of this section. However, the owner or operator of a low mass emissions unit shall implement the following quality assurance and quality control provisions:

(1) For low mass emission units or groups of units which use the long term fuel flow methodology under paragraph (c)(3)(ii) of this section and which use fuel billing records to determine fuel usage, the owner or operator shall keep, at the facility, for three years, the records of the fuel billing statements used for long term fuel flow determinations.

(2) For low mass emissions units or groups of units which use the long term fuel flow methodology under paragraph (c)(3)(i) of this section and which use one of the methods specified in paragraph (c)(3)(ii)(B)(2) of this section to determine fuel usage, the owner or operator shall keep, at the facility, a copy of the standard used and shall keep records, for three years, of all measurements obtained for each quarter using the methodology.

(3) For low mass emission units or groups of units which use the long term fuel flow methodology under paragraph (c)(3)(i) of this section and which use a certified fuel flow meter to determine fuel usage, the owner or operator shall comply with the quality control quality assurance requirements for a fuel flow meter under section 2.1.6 of appendix D of this part.

(4) For each low mass emissions unit for which fuel-and-unit-specific NO<sub>x</sub> emission rates are determined in accordance with paragraph (c)(1)(iv) of this section, the owner or operator shall keep, at the facility, records which document the results of all NO<sub>x</sub> emission rate tests conducted according to appendix E to this part. If CEMS data are used to determine the fuel-and-unit-specific NO<sub>x</sub> emission rates under paragraph (c)(1)(iv)(G) of this section, the owner or operator shall keep, at the facility, records of the CEMS data and the data analysis performed to determine a fuel-and-unit-specific NO<sub>x</sub> emission rate. The appendix E test records and historical CEMS data records shall be kept until the fuel and unit specific NO<sub>x</sub> emission rates are re-determined.

(5) For each low mass emissions unit for which fuel-and-unit-specific NO<sub>x</sub> emission rates are determined in accordance with paragraph (c)(1)(iv) of this section and which has add-on NO<sub>x</sub> emission

TABLE LM-4—IDENTICAL UNIT TESTING REQUIREMENTS

Number of identical units in the group	Number of appendix E tests required
2	1
3 to 6	2
7	3
>7	n tests; where n = number of units divided by 3 and rounded to nearest integer.

TABLE LM-5—DEFAULT GROSS CALORIFIC VALUES (GCVs) FOR VARIOUS FUELS

Fuel	GCV for use in equation LM-2 or LM-3
Pipeline Natural Gas	1050 Btu/scf
Other Natural Gas	1100 Btu/scf
Residual Oil	19,700 Btu/lb or 167,500 Btu/gallon.
Diesel Fuel	20,500 Btu/lb or 151,700 Btu/gallon.

TABLE LM-6—DEFAULT SPECIFIC GRAVITY VALUES FOR FUEL OIL

Fuel	Specific gravity (lb/gal)
Residual Oil	8.5
Diesel Fuel	7.4

[63 FR 57500, Oct. 27, 1998, as amended at 64 FR 28592, May 26, 1999; 64 FR 37582, July 12, 1999; 67 FR 40424, 40425, June 12, 2002; 67 FR 53504, Aug. 16, 2002; 73 FR 4344, Jan. 24, 2008]

controls of any kind or uses dry low-NO<sub>x</sub> technology, the owner or operator shall develop and keep on-site a quality assurance plan which explains the procedures used to document proper operation of the NO<sub>x</sub> emission controls. The plan shall include the parameters monitored (e.g., water-to-fuel ratio) and the acceptable ranges for each parameter used to determine proper operation of the unit's NO<sub>x</sub> controls.

(6) For unmanned facilities, the records required by paragraphs (e)(1), (e)(2) and (e)(4) of this section may be kept at a central location, rather than at the facility.

TABLE LM-1—SO<sub>2</sub> EMISSION FACTORS (LB/MMBTU) FOR VARIOUS FUEL TYPES

Fuel type	SO <sub>2</sub> emission factors
Pipeline Natural Gas	0.0006 lb/mmBtu.
Other Natural Gas	0.06 lb/mmBtu.
Residual Oil	2.1 lb/mmBtu.
Diesel Fuel	0.5 lb/mmBtu.

TABLE LM-2—NO<sub>x</sub> EMISSION RATES (LB/MMBTU) FOR VARIOUS BOILER/FUEL TYPES

Unit type	Fuel type	NO <sub>x</sub> emission rate
Turbine	Gas	0.7
Turbine	Oil	1.2
Boiler	Gas	1.5
Boiler	Oil	2

TABLE LM-3—CO<sub>2</sub> EMISSION FACTORS (TON/MMBTU) FOR GAS AND OIL

Fuel type	CO <sub>2</sub> emission factors
Pipeline (or other) Natural Gas	0.059 ton/mmBtu.
Oil	0.081 ton/mmBtu.

## 7.8. Certificación de Fluómetro

Product Code	Serial ID	Order ID	Line	Item	Customer Tag
F300S355CCAMSZZZZ	14417534	10168421	1.1	2	1040-FQI-403
2700I111DBMSZZZ	3285157	10168421	1.47	2	1040-FQI-403
PUCK700	33066208				

## Process

Process ID : 1.30962760

Process Time : 2014.05.14 7:20:11

Process Stand : SSCB-CONFIG1@SSCB

## Sensor

## Units

D1 : 0

D2 : 1

DFQ1 : 0

DFQ2 : 0

DT : 4.7

DTG : 0

Density Meter Factor : 1

Density Press Comp Factor : 0

FCF : 7818.2

FD : 30000

FFQ : 0

FT : 4.52

FTG : 0

Flow PCP : 0

Flow PCF : 0

K1 : 2139.461

K2 : 2573.325

Mass Flow Meter Factor : 1

Temperature Cal Factor : 1.00000T.00000

Volume Flow Meter Factor : 1

## Units

Density Unit : LB/CUFT

Mass Flow Unit : LB/HR

Pressure Unit : PSI

Special Mass Base Unit : GRAM

Special Mass Conv Factor : 1

Special Mass Flow Text : NONE

Special Mass Time Unit : SEC

Special Mass Total Text : NONE

Special Volume Base Unit : LITER

Special Volume Conv Factor : 1

Special Volume Flow Text : NONE

Special Volume Time Unit : SEC

Special Volume Total Text : NONE

Temperature Unit : DEGF

Volume Flow Unit : L/MIN

## MVD Channel Assignments

Channel B Assignment : FREQUENCY 1

## Assignments

Discrete Output 1 Assignment : FAULT

Event 1 Variable : DENSITY

Event 2 Variable : DENSITY

Frequency Scaling Method : FREQUENCY/FLOW

Frequency Variable : MASS FLOW RATE

mA1 Variable : VOLUME FLOW RATE

mA2 Variable : DENSITY

## Ranges

Event 1 Setpoint : 0

Event 1 Type : LOW ALARM

Event 2 Setpoint : 0

Event 2 Type : LOW ALARM

Frequency Active State : ACTIVE HIGH

Frequency Hertz : 1000

Frequency Pulses/Unit : 1587.302

Frequency Rate : 2268

Frequency Units/Pulse : 0.00063

mA1 LRV : 0

mA1 URV : 3000



Ranges

mA2 LRV : 0  
mA2 URV : 5

Faults

Frequency Fault Behavior : DOWNSCALE  
Frequency Fault Value : 15000  
mA1 Fault Behavior : DOWNSCALE  
mA1 Fault Value : 3.2  
mA2 Fault Behavior : DOWNSCALE  
mA2 Fault Value : 3.2

Other

Calibration Process ID : 7.19628834  
Core Software Rev : 34  
Density Cutoff : 12.48559  
Density Damping : 1.6  
Density High Limit : 5  
Density Low Limit : 0  
Direction : FORWARD  
Fault Dwell Time : 0  
Feature Key : 0  
Flow Damping : 0.8  
HART Device ID : 5583627  
LD Coil : 0  
LD Type : 0  
Mass Flow Cutoff : 388.8954  
Pressure Comp Line Pressure : 0  
Pressure Compensation State : OFF  
Slug Duration : 0  
Tag : 1040-FQI  
Temperature Damping : 4.8  
Transmitter Software Rev : 66  
Volume Flow Cutoff : 2.94

# Micro Motion, Inc.

## Mass Flowmeter Calibration Certificate

14417534

Product Code	Serial ID	Order ID	Line	Item	Customer Tag
F300S355CCAMSZZZZ	14417534	10168421	1.1	2	1040-FQI-403

### Process

Process ID : 7.19628834  
 Process Time : 2014.05.04 6:22:33  
 Process Stand : TSM2C@SSCC  
 Stand Uncertainty : +/-0.030%  
 Fluid : H2O  
 100% Rate : 2268 KG/MIN  
 Pickoff : 1  
 Max Rate P/T : 38.46 PSIG/22.5 C

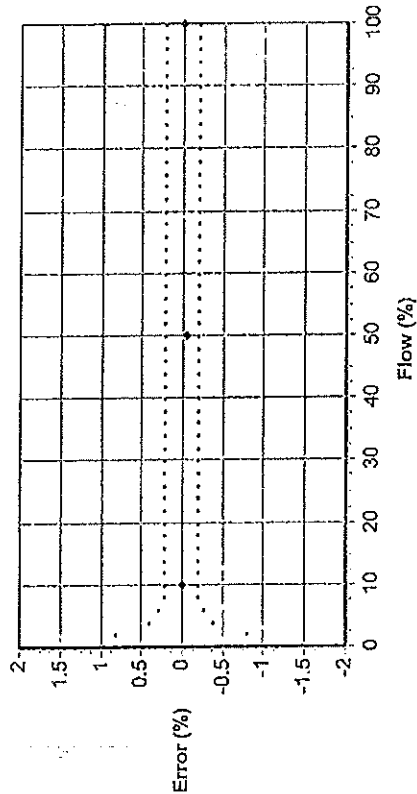
### Results

Status : PASS



D1 : 0  
 D2 : 1  
 K1 : 2139.461  
 K2 : 2573.325  
 DT : 4.7  
 FD : 30000  
 DTG : 0  
 DFQ1 : 0  
 DFQ2 : 0  
 FlowCal : 7818.24.52  
 FFQ : 0  
 FTG : 0

DensCal : 02139025734.70  
 FCF : 7818.2  
 FT : 4.52

By: *W. J. R. / Paul M. M. /*  
 A. GONZALEZ  
 Technician



Flow (%)	Flow Rate (kg/min)	Meter Total (kg)	Reference Total (kg)	Error (%)	Specification (±%)
100.0	2268	2261.99	2262.245	-0.011	0.200
10.0	226.8	168.0777	168.0724	0.003	0.200
50.0	1134	851.8041	852.169	-0.043	0.200
100.0	2268	2263.842	2263.685	0.007	0.200

Product Code	Serial ID	Order ID	Line	Item	Customer Tag
F300S355CCAMS2Z22	14417530	10168421	1.1	1	1040-FQI-401
2700I11DMS2Z22	3284127	10168421	1.47	1	1040-FQI-401
PUCK700	33066574				
					
<b>Process</b>					
Process ID : 1.30945699					
Process Time : 2014.05.08 21:33:30					
Process Stand : SSCB-CONFIG1@SSCB					
					
<b>Sensor</b>					
			Units		
D1 : 0			Special Volume Base Unit : LITER		
D2 : 1			Special Volume Conv Factor : 1		
DFQ1 : 0			Special Volume Flow Text : NONE		
DFQ2 : 0			Special Volume Time Unit : SEC		
DT : 4.7			Special Volume Total Text : NONE		
DTG : 0			Temperature Unit : DEGF		
Density Meter Factor : 1			Volume Flow Unit : L/MIN		
Density Press Comp Factor : 0			MVD Channel Assignments		
FCF : 7995.7			Channel B Assignment : FREQUENCY 1		
FD : 30000			Assignments		
FFQ : 0			Discrete Output 1 Assignment : FAULT		
FT : 4.52			Event 1 Variable : DENSITY		
FTG : 0			Event 2 Variable : DENSITY		
Flow PCP : 0			Frequency Scaling Method : FREQUENCY/FLOW		
Flow PCF : 0			Frequency Variable : MASS FLOW RATE		
K1 : 2129.801			mA1 Variable : VOLUME FLOW RATE		
K2 : 2554.344			mA2 Variable : DENSITY		
Mass Flow Meter Factor : 1			Ranges		
Temperature Cal Factor : 1.00000T.00000			Event 1 Setpoint : 0		
Volume Flow Meter Factor : 1			Event 1 Type : LOW ALARM		
			Event 2 Setpoint : 0		
			Event 2 Type : LOW ALARM		
			Frequency Active State : ACTIVE HIGH		
			Frequency Hertz : 1000		
			Frequency Pulses/Unit : 1587.302		
			Frequency Rate : 2268		
			Frequency Units/Pulse : 0.00063		
			mA1 LRV : 0		
			mA1 URV : 3000		
<b>Units</b>					
Density Unit : LB/CUFT					
Mass Flow Unit : LB/HR					
Pressure Unit : PSI					
Special Mass Base Unit : GRAM					
Special Mass Conv Factor : 1					
Special Mass Flow Text : NONE					
Special Mass Time Unit : SEC					
Special Mass Total Text : NONE					

Ranges

mA2 LRV : 0  
mA2 URV : 5

Faults

Frequency Fault Behavior : DOWNSCALE  
Frequency Fault Value : 15000  
mA1 Fault Behavior : DOWNSCALE  
mA1 Fault Value : 3.2  
mA2 Fault Behavior : DOWNSCALE  
mA2 Fault Value : 3.2

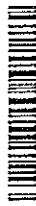
Other

Calibration Process ID : 7.19628117  
Core Software Rev : 34  
Density Cutoff : 12.48559  
Density Damping : 1.6  
Density High Limit : 5  
Density Low Limit : 0  
Direction : FORWARD  
Fault Dwell Time : 0  
Feature Key : 0  
Flow Damping : 0.8  
HART Device ID : 5583565  
LD Coil : 0  
LD Type : 0  
Mass Flow Cutoff : 388.8954  
Pressure Comp Line Pressure : 0  
Pressure Compensation State : OFF  
Slug Duration : 0  
Tag : 1040-FQI  
Temperature Damping : 4.8  
Transmitter Software Rev : 66  
Volume Flow Cutoff : 2.94

Product Code	Serial ID	Order ID	Line	Item	Customer Tag
F300S355CCAMSZZZ	14417530	10168421	1.1	1	1040-FQI-401

## Process

## Detail



Process ID : 7.19628117  
 Process Time : 2014.05.02 4:25:54  
 Process Stand : TSM2C@SSCC  
 Stand Uncertainty : +/- 0.030%  
 Fluid : H2O  
 100% Rate : 2268 KG/MIN  
 Pickoff : 1  
 Max Rate P/T : 38.25 PSIG/22.6 C

## Results

Status : PASS

D1 : 0

D2 : 1

K1 : 2129.801

K2 : 2554.344

DT : 4.7

FD : 30000

DTG : 0

DFQ1 : 0

DFQ2 : 0

FlowCal : 7995.74.52

FFQ : 0

FTG : 0

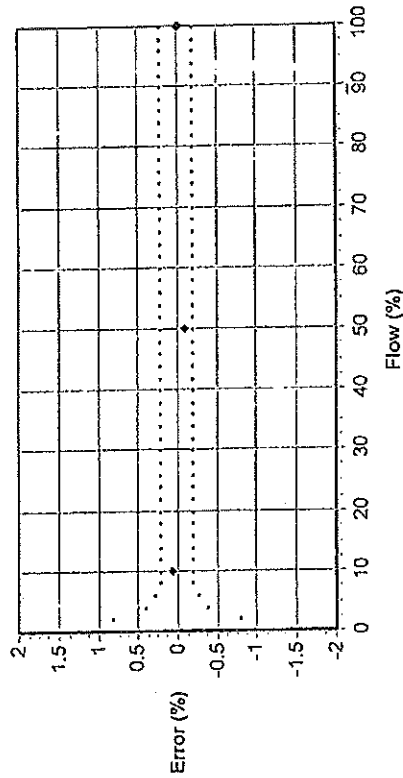
DensCal : 02130025544.70

FCF : 7995.7

FT : 4.52

Francisco Veloz

Technician



Flow (%)	Flow Rate (kg/min)	Meter		Reference		Error (%)	Specification (±%)
		Total (kg)	Total (kg)	Total (kg)	Total (kg)		
100.0	2268	2255.715	2255.928	2255.928	2255.928	-0.009	0.200
10.0	226.8	167.953	167.8468	167.8468	167.8468	0.063	0.200
50.0	1134	855.6975	856.5405	856.5405	856.5405	-0.098	0.200
100.0	2268	2264.144	2264.513	2264.513	2264.513	-0.016	0.200

## 7.9. Ficha de Protocolo de Calibración Transmisor Eléctrico



**PROTOCOLO DE CALIBRACION**  
**TRANSMISOR ELECTRONICO**

CODIGO:  
RG-CTLG-7.5.4.2.36.3  
Página 1 DE 1  
Versión: 0

FECHA:

**DATOS DEL INSTRUMENTO**

TAG N°:	_____	SERIE:	_____	AREA:	_____	REV: _____
FABRICANTE:	_____	MODELO:	_____	SISTEMA:	_____	
RANGO:	_____	LARGO DEL DESPLAZADOR:	_____	P & ID:	_____	
CALIBRACION:	_____	GRAVEDAD ESPECIFICA:	_____			
TIPO:	_____	DATA SHEETS:	_____			
SERVICIO:	_____					

**DATOS DE CALIBRACION**

TEMPERATURA AMBIENTAL: \_\_\_\_\_

HUMEDAD RELATIVA: \_\_\_\_\_

CALIBRACION		DISPLAY DE INDICADOR
PATRÓN	SALIDA mA	

**DATOS DE EQUIPO PATRON**

EQUIPO DE CALIBRACION	MARCA	MODELO	SERIE	N° CERTIFICADO	FECHA DURACION

OBSERVACIONES:

Elaborado Por:  
INPROLEC S.A.

Revisado Por:  
INPROLEC S.A.

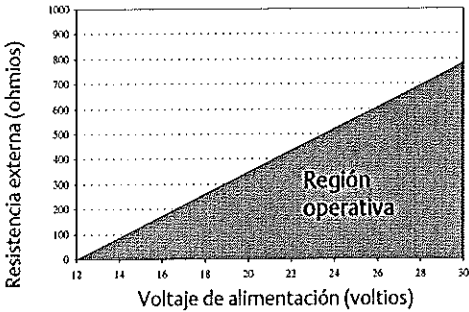
Aprobado Por:  
INPROLEC S.A.

VºBº  
CLIENTE



7.10. Hoja de datos del producto "Transmisores MicroMotion series 1000 y 2000 con tecnología MVDTM", PS 00460, Rev. Q, Febrero 2014, Página 9

## Detalle de señales de entrada/salida (continuación)

Código de salida	Salidas y descripciones
<b>Salida códigos D y 4</b> Transmisores modelos 1700 y 2700 intrínsecamente seguros	<p><b>Una salida pasiva de 4–20 mA intrínsecamente segura (dos con el modelo 2700)</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Voltaje de entrada máximo: 30 VCC, 1 vatio máximo</li> <li>■ Límite máximo de carga: vea la siguiente gráfica</li> <li>■ El modelo 1700 puede transmitir caudal másico o caudal volumétrico; el modelo 2700 puede transmitir caudal másico, caudal volumétrico, densidad, temperatura o ganancia de la bobina impulsora</li> <li>■ Parámetros de entidad: <math>U_i = 30 \text{ VCC}</math>, <math>I_i = 300 \text{ mA}</math>, <math>P_i = 1 \text{ W}</math>, <math>C_i = 0,0005 \mu\text{F}</math>, <math>L_i = \text{menor que } 0,05 \text{ mH}</math></li> <li>■ La salida es lineal con el proceso desde 3,8 a 20,5 mA, según NAMUR NE43 (junio de 1994)</li> </ul> <p>Valor de resistencia de carga de la salida de mA  <math>R_{\text{máx}} = (V_{\text{fuente}} - 12)/0,023^*</math>                      * Si se comunica con HART, se necesita mínimo 250 ohmios y 17,75 V</p>  <p>Una salida de frecuencia/pulsos intrínsecamente segura o salida de frecuencia/pulsos/discreta configurable</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Voltaje de entrada máximo: 30 VCC, 0,75 vatios máximo</li> <li>■ Límite máximo de carga: vea la siguiente gráfica</li> <li>■ Puede transmitir caudal másico o caudal volumétrico, que puede utilizarse para indicar caudal o totalización</li> <li>■ Para el modelo 1700, la salida de frecuencia transmite la misma variable de caudal que la salida de mA</li> <li>■ Para el modelo 2700, la salida de frecuencia es independiente de la salida de mA</li> <li>■ Escalable a 10.000 Hz</li> <li>■ Parámetros de entidad: <math>U_i = 30 \text{ VCC}</math>, <math>I_i = 100 \text{ mA}</math>, <math>P_i = 0,75 \text{ W}</math>, <math>C_i = 0,0005 \mu\text{F}</math>, <math>L_i = \text{menor que } 0,05 \text{ mH}</math></li> <li>■ La salida es lineal con el caudal a 12.500 Hz</li> </ul> <p>Valor de resistencia de carga de la salida de frecuencia  <math>R_{\text{máx}} = (V_{\text{fuente}} - 4)/0,003</math>  <math>R_{\text{mín}} = (V_{\text{fuente}} - 25)/0,006</math>                      * Mínimo absoluto = 100 ohmios para <math>V_{\text{fuente}} &lt; 25,6 \text{ voltios}</math></p> 