



GOBIERNO DE PUERTO RICO

DEPARTAMENTO DE RECURSOS NATURALES Y AMBIENTALES

Área de Calidad de Aire

03 OCT 2019

ING DANIEL HERNÁNDEZ

DIRECTOR GENERACIÓN
AUTORIDAD DE ENERGIA ELÉCTRICA DE PUERTO RICO
PO BOX 364267
SAN JUAN PR 00936-4267

Estimado ingeniero Hernández:

Re: MODIFICACIÓN PERMISO DE CONSTRUCCIÓN
DE FUENTE DE EMISIÓN
PREPA SAN JUAN POWER PLANT
PROYECTO GAS NATURAL: UNIDADES 5 Y 6
SAN JUAN, PUERTO RICO
PFE-65-0499-0365-I-II-C

El Departamento de Recursos Naturales y Ambientales (DRNA) le incluye la **modificación** al permiso en referencia. La modificación se autoriza con el propósito de autorizar el uso de gas natural en las unidades 5 (SJCC5) y 6 (SJCC6). Le informamos que los demás términos y condiciones no incluidos en esta autorización permanecen vigentes.

Si necesitan más información puede comunicarse al 787-767-8181.

Cordialmente,

Luis R. Sierra Torres, P.E.
Gerente Interino
Área de Calidad de Aire

LRST/LDM





GOBIERNO DE PUERTO RICO

DEPARTAMENTO DE RECURSOS NATURALES Y AMBIENTALES

Área de Calidad de Aire

MODIFICACIÓN PERMISO DE CONSTRUCCIÓN DE FUENTE DE EMISIÓN ÁREA DE CALIDAD DE AIRE DIVISIÓN DE PERMISOS E INGENIERÍA

03 OCT 2019

Sección I - Información General

Nombre de la Fuente: PREPA SAN JUAN POWER PLANT

Número de Permiso: PFE-65-0499-0365-I-II-C

Dirección Física: AVE. MERCADO CENTRAL LOTE 28
ZONA PORTUARIA PUERTO NUEVO
SAN JUAN, PUERTO RICO 00936

Dirección Postal: PO BOX 364267
SAN JUAN P.R. 00936-4267

Oficial Responsable: ING. DANIEL HERNÁNDEZ
DIRECTOR GENERACIÓN
AUTORIDAD DE ENERGIA ELÉCTRICA DE PUERTO RICO

Teléfono: (787)521-6421

Sección II - Fuentes de Emisión Incluidas en el Permiso

Se sustituyen las siguientes fuentes de emisión:

Unidad de Emisión	Equipo de Control	Descripción
Unidad SJCC5 (unidad 5 o CT5)	Sistema de inyección de vapor Implementación de buenas prácticas de combustión	La unidad de ciclo combinado consiste de una turbina de combustión Westinghouse 501FC y un <i>Heat Recovery Steam Generator (unfired)</i> ² . Heat Input LNG: 1,748 MMBtu/hr, Heat Input Diésel: 1,694 MMBtu/hr Razón máxima de consumo diésel: 12,548 gal/hr Razón máxima de consumo LNG: 1.714E ⁶ scf/hr
Unidad SJCC6 (unidad 6 o CT6)	Sistema de Reducción Catalítica Selectiva (SCR, en inglés) y Oxidador Catalítico (OxCat) en una de las dos unidades. ¹ Eficiencia mínima de remoción SCR: NOx: 80% Eficiencia mínima de remoción OxCat: CO: 95%	La unidad de ciclo combinado consiste de una turbina de combustión Westinghouse 501FC y un <i>Heat Recovery Steam Generator (unfired)</i> ² . Heat Input LNG: 1,748 MMBtu/hr, Heat Input Diésel: 1,694 MMBtu/hr Razón máxima de consumo diésel: 12,548 gal/hr Razón máxima de consumo LNG: 1.714E ⁶ scf/hr

¹ Este equipo se instalará no más tarde de 6 meses luego de comenzar a quemar ambos combustibles.

² El *Heat Recovery Steam Generator* (HRSG) no posee quemadores suplementarios. No aplica el 40 CFR Parte 60 Subparte Da ya que sólo las emisiones resultantes de la quema de combustible en las unidades están sujetas a la Subparte Da. [40 CFR §60.40a(b)]



Sección XXII - Contaminantes Atmosféricos Peligrosos

Se añade la siguiente condición de permiso que lee como sigue:

11. Las emisiones permisibles para las dos unidades SJCC5 y SJCC6 se describen en la tabla a continuación:

Contaminantes Atmosféricos Peligrosos³	Emisiones Permisibles (ton/año)
Acetaldehido	0.61
Benceno	0.71
1-3 butadiene	0.21
Etilbenceno	0.49
Formaldehido	3.35
Toluene	1.99
Xilenos	0.98
PAH (total)	0.52
Arsénico	0.32
Berilio	0.03
Cadmio	0.03
Cromo	0.03
Manganeso	0.03
Mercurio	0.32
Níquel	0.06
Selenio	0.32
Acrolein	0.10
Antimonio	0.32
Cobalto	0.06
TOTAL	10.50

³ Sin incluir plomo.

03 OCT 2019

Se añaden las siguientes secciones del permiso:

Sección XIV – Condiciones adicionales para el escenario de quema de combustible dual para las unidades SJCC5 y SJCC6

Condiciones del PSD *Non Applicability Analysis* del 19 de julio de 2019:

1. Las unidades SJCC5 y SJCC6 de la PREPA⁴ San Juan deberán modificarse para permitir la capacidad de combustible dual (*dual fuel capacity*) para quemar gas natural o *diesel fuel oil*⁵.
2. PREPA instalará, operará y mantendrá un sistema catalítico de reducción selectiva que utilizará amonía acuosa al 19% (*aqueous ammonia selective catalytic reduction system*) (SCR, en inglés) diseñado con una eficiencia del 80% de control para NO_x y un sistema de oxidación catalítica (OxCat, en inglés) con una garantía de las emisiones de CO de al menos de 10 ppmvd corregido al 15% de oxígeno, en la unidad SJCC5 o SJCC6 para reducir las emisiones atmosféricas. La instalación del sistema SCR/OxCat combinado será instalado en solo una turbina y ocurrirá dentro de los **seis (6) meses posteriores al inicio de la operación de la capacidad combustible dual (*dual fuel capability*)**. Este sistema SCR/OxCat combinado será optimizado, operado y mantenido de acuerdo con las instrucciones del manufacturero.
3. PREPA instalará, si no lo ha hecho ya, y mantendrá, metros de flujo de combustible para tanto gas natural y *fuel oil* en las unidades SJCC5 y SJCC6 (por separado) para que se pueda mantener registros del consumo actual de combustible para cada unidad.
4. PREPA realizará pruebas de chimeneas en las unidades SJCC5 y SJCC6 para verificar las emisiones dentro de 180 días después de que se haya comenzado ambas operaciones, el proyecto de cambio de combustible y se haya completado la instalación del sistema SCR/OxCat combinado.
5. No hay restricciones en las horas de operación para las unidades SJCC5 y SJCC6, siempre que estas unidades cumplan con los límites de emisiones anuales descrito en la condición 6 de esta sección del permiso.
6. A partir de la combustión inicial de gas natural en la unidad SJCC5 o SJCC6, PREPA administrará de manera diligente las emisiones actuales de estas dos unidades para que las emisiones combinadas se mantengan por debajo de los límites anuales que se indican a continuación en una base rotativa de 365 días, según la base de contaminantes regulados, y en cualquier momento durante los primeros 364 días. Las emisiones actuales asociadas al comienzo (*startups*), apagado (*shutdowns*) y malfuncionamientos, también se incluirán en los límites a continuación⁶:

⁴ Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico

⁵ En adelante Diésel.

⁶ SJCC5 es la Unidad 5, SJCC6 es la Unidad 6 del PSD, Tons es la abreviatura de toneladas, CEMS es un sistema continuo de monitoreo de emisiones, Avg es la abreviatura de *average* (promedio, en español), NG es natural gas (gas natural, en español), lbs es libras y MMBtU es la abreviatura de *one million British Thermal Units (BTU)*. VOC (*Volatile Organic Compounds*, en inglés) es la abreviatura para compuestos orgánicos volátiles (COV, en español).

03 OCT 2019

a. NO_x:

U5 NO_x ton/día + U6 NO_x ton/día + NO_xTotal (364 días previos) < 1,016.7 ton de NO_x (365 días rotativos)

Donde:

U5 NO_x ton/día = [(U5CEMS Avg NG NO_x lb/MMBtu X U5NG MMBtu/día) + (U5CEMS Avg diésel NO_x lb/MMBtu X U5diésel MMBtu/día)] ÷ 2,000 lb/ton

U6 NO_x ton/día = [(U6CEMS Avg NG NO_x lb/MMBtu X U6NG MMBtu/día) + (U6CEMS Avg diésel NO_x lb/MMBtu X U6diésel MMBtu/día)] ÷ 2,000 lb/ton

b. CO:

U5 CO ton/día + U6 CO ton/día + CO Total (364 días previos) < 179.6 ton de CO (365 días rotativos)

Donde:

U5 CO ton/día = [(U5CEMS Avg NG CO lb/MMBtu X U5 NG MMBtu/día) + (U5CEMS Avg diésel CO lbs/MMBtu X U5diésel MMBtu/día)] ÷ 2,000 lb/ton.

U6 CO ton/día = [(U6CEMS Avg NG CO lb/MMBtu X U6 NG MMBtu/día) + (U6CEMS Avg diésel CO lbs/MMBtu X U6diésel MMBtu/día)] ÷ 2,000 lb/ton.

c. VOC:

U5 VOCs ton/día + U6 VOCs ton/día + VOCs Total (364 días previos) < 119.6 ton de VOCs (365 días rotativos)

Donde:

U5 VOC ton/día = [(0.0021 lb/MMBtu X U5 NG MMBtu/día) + (0.0083 lb/MMBtu X U5 diésel MMBtu/día)] ÷ 2,000 lb/ton

U6 VOC ton/día = [(0.0021 lb/MMBtu X U6 NG MMBtu/día) + (0.0083 lb/MMBtu X U6 diésel MMBtu/día)] ÷ 2,000 lb/ton

d. SO₂:

U5 SO₂ ton/día + U6 SO₂ ton/día + SO₂ Total (364 días previos) < 229.0 ton de SO₂ (365 días rotativos)

03 OCT 2019

Donde:

U5 SO₂ ton/día = [(NG sulfur gr/100dscf ÷ 7000 gr/lb + 1020 Btu/dscf X 1,000,000 Btu/MMBtu X U5NG MMBtu/día X 2 SO₂-lb/S-lb) + (Diésel %S (por peso) X U5 Diésel (gal) X 7.05 lb/gal X 2 SO₂ - lbs/S-lbs)] ÷ 2,000 lb/ton

U6 SO₂ ton/día = [(NG sulfur gr/100dscf ÷ 7000gr/lb ÷ 1020 Btu/dscf X 1,000,000 Btu/MMBtu X U6NG MMBtu/día) X 2 SO₂-lbs/S-lbs) + (Diésel %S (por peso) X U6 Diésel (gal) X 7.05 lb/gal X 2 SO₂-lbs/S-lb)] ÷ 2,000 lb/ton

El contenido de azufre (S) del combustible *fuel oil* no será mayor que 0.050% por peso. PREPA utilizará el contenido de azufre(S) actual del fuel oil muestreado para calcular las emisiones de SO₂ al suponer una conversión del 100% de azufre en SO₂. Para el gas natural, PREPA requerirá que el suplidor de combustible proporcione los resultados de las pruebas para cada embarque (*shipment*) de LNG (*liquefied natural gas*) para demostrar que el contenido de azufre del gas natural no es mayor que 1.0 granos por cada 100 pies cúbicos estándar [*grains per 100 dry standard cubic feet*] (*1.0 gr/100dscf*). PREPA mantendrá estos registros.

Al calcular las emisiones, PREPA asumirá que el *fuel oil* tiene un contenido de calor (*heat content*) de 138,000 Btu/gal (HHV) y una densidad de 7.05 lb/gal y que el gas natural tiene un contenido de calor de 1,020 Btu/dscf.

e. H₂SO₄:

U5 H₂SO₄ ton/día + U6 H₂SO₄ tons/día + H₂SO₄ Total (364 días previos) < 36.1 ton de H₂SO₄ (365 días rotativos)

Donde:

U5 H₂SO₄ ton/día = (U5 SO₂ ton/día X 98 lb H₂SO₄ ÷ 64 lb SO₂) X 10%

U6 H₂SO₄ ton/día = (U6 SO₂ ton/día X 98 lb H₂SO₄ ÷ 64 lb SO₂) X 10%

PREPA asumirá una conversión de emisiones del 10% de las emisiones de SO₂ a H₂SO₄ para ambos combustibles.

f. PM:

U5 PM ton/día + U6 PM ton/día + PM Total (364 días previos) < 297.4 ton de PM (365 días rotativos)

03 OCT 2019

Donde:

$$\text{U5 PM ton/día} = [(0.0066 \text{ lb/MMBtu} \times \text{U5 NG MMBtu/día}) + (0.0284 \text{ lb/MMBtu} \times \text{U5 diésel MMBtu/día})] \div 2,000 \text{ lb/ton}$$

$$\text{U6 PM ton/día} = [(0.0066 \text{ lb/MMBtu} \times \text{U6 NG MMBtu/día}) + (0.0284 \text{ lb/MMBtu} \times \text{U6 diésel MMBtu/día})] \div 2,000 \text{ lb/ton}$$

g. PM₁₀:

$$\text{U5 PM}_{10} \text{ ton/día} + \text{U6 PM}_{10} \text{ ton/día} + \text{PM}_{10} \text{ Total (364 días previos)} < 357.4 \text{ ton de PM}_{10} \text{ (365 días rotativos)}$$

Donde:

$$\text{U5 PM}_{10} \text{ ton/día} = [(0.0066 \text{ lb/MMBtu} \times \text{U5 NG MMBtu/día}) + (0.0357 \text{ lb/MMBtu} \times \text{U5 diésel MMBtu/día})] \div 2,000 \text{ lb/ton}$$

$$\text{U6 PM}_{10} \text{ ton/día} = [(0.0066 \text{ lb/MMBtu} \times \text{U6 NG MMBtu/día}) + (0.0357 \text{ lb/MMBtu} \times \text{U6 diésel MMBtu/día})] \div 2,000 \text{ lb/ton}$$

h. PM_{2.5}:

$$\text{U5 PM}_{2.5} \text{ ton/día} + \text{U6 PM}_{2.5} \text{ ton/día} + \text{PM}_{2.5} \text{ Total (364 días previos)} < 352.4 \text{ ton de PM}_{2.5} \text{ (365 días rotativos)}$$

Donde:

$$\text{U5 PM}_{2.5} \text{ ton/día} = [(0.0066 \text{ lb/MMBtu} \times \text{U5 NG MMBtu/día}) + (0.0357 \text{ lb/MMBtu} \times \text{U5 diésel MMBtu/día})] \div 2,000 \text{ lb/ton}$$

$$\text{U6 PM}_{2.5} \text{ ton/día} = [(0.0066 \text{ lb/MMBtu} \times \text{U6 NG MMBtu/día}) + (0.0357 \text{ lb/MMBtu} \times \text{U6 diésel MMBtu/día})] \div 2,000 \text{ lb/ton}$$

i. Plomo:

$$\text{U5 Pb ton/día} + \text{U6 Pb ton/día} + \text{Pb Total (364 días previos)} < 0.686 \text{ ton of Pb (365 días rotativos)}$$

Donde:

$$\text{U5 Pb ton/día} = [(0.000009 \text{ lb/MMBtu} \times \text{U5 diésel MMBtu/día})] \div 2,000 \text{ lb/ton}$$

$$\text{U6 Pb ton/día} = [(0.000009 \text{ lb/MMBtu} \times \text{U6 diésel MMBtu/día})] \div 2,000 \text{ lb/ton}$$

03 OCT 2019

7. PREPA mantendrá todos los registros utilizados para determinar el cumplimiento de los límites anuales antes mencionados, incluyendo los registros de todos los *inputs* para los cálculos en el punto 6(a)-(i), por un período de al menos cinco (5) años. Las copias de estos registros deben estar disponibles según solicitados para la EPA o el Departamento de Recursos Naturales y Ambientales (DRNA)⁷.

Condiciones adicionales

8. De acuerdo con el Análisis de No Aplicabilidad de Prevención de Deterioro Significativo (PSD, en inglés) de la EPA del 1 de julio de 2019, las emisiones procedentes de las unidades SJCC5 y SJCC6 deberán ser **menores** a las cantidades establecidas en la siguiente tabla en una base rotativa de 365 días y en cualquier momento durante los primeros 364 días para evitar la aplicabilidad de una revisión de PSD. De igualar o exceder las cantidades establecidas, deberá someter no más tarde de 10 días una notificación a la EPA con copia al DRNA.

Contaminante	Cantidades (ton/año)
NOx	1,016.7
CO	179.6
VOC	119.6
SO ₂	229.0
H ₂ SO ₄	36.1
PM	297.4
PM ₁₀	357.4
PM _{2.5}	352.4
Pb	0.686

9. El tenedor del permiso notificará al DRNA la fecha exacta en que haya comenzado la combustión inicial de gas natural en cada unidad (SJCC5 y SJCC6). Dicha notificación deberá realizarse no más tarde de 10 días de comenzada la combustión inicial de gas natural en cada unidad.
10. El tenedor del permiso notificará al DRNA la fecha exacta en que haya completado la instalación del sistema SCR/OxCat combinado. Dicha notificación deberá realizarse no más tarde de 10 días de completada la instalación de dicho sistema.
11. Las pruebas de funcionamiento requeridas en la **condición 4** de esta sección de permiso es para cada contaminante incluido en la **condición 6** de esta sección de permiso e incluidos en la tabla de la **condición**

⁷ De acuerdo con el Plan de Reorganización del Departamento de Recursos Naturales y Ambientales de 2018, Ley 171 del 2 de agosto de 2018, Sección 28, se transfiere al Departamento de Recursos Naturales y Ambientales, para su ejecución por el Secretario, los poderes y funciones previamente delegadas a la Junta de Calidad Ambiental, su Presidente y/o su Junta de Gobierno mediante la Ley 416-2004, según enmendada, conocida como, "Ley sobre Política Pública Ambiental". Es por esto, que donde quiera que el permiso establezca JCA, Junta, Junta de Calidad Ambiental o agencia, se entenderá que se refiere actualmente al Departamento de Recursos Naturales y Ambientales (DRNA).

03 OCT 2019

8 de esta sección. De los resultados de dichas pruebas, se determinarán los parámetros de operación y el monitoreo de las unidades y su equipo de control, de ser necesario, para asegurar que se cumplen con los límites de emisión aplicables. El tenedor del permiso deberá someter al DRNA los parámetros específicos a ser monitoreados como resultado de las pruebas, no más tarde de 60 días de entregados los resultados de las pruebas a la EPA y al DRNA para que formen parte de este permiso de construcción.

12. Todas las pruebas de funcionamiento requeridas en la **condición 4** de esta sección de permiso, deberán cumplir con los métodos de pruebas de la EPA aplicables y **todas las notificaciones y requisitos establecidos en la Regla 106 del RCCA**. Adicionalmente, de acuerdo con la Regla 106(D) del RCCA, el tenedor del permiso deberá proveerle al DRNA una notificación por escrito de la fecha del muestreo con 15 días de anticipo, para permitirle al DRNA tener un observador presente.
13. Todas las pruebas de funcionamiento requeridas en la **condición 4** de esta sección de permiso, deberán ser conducidas en condiciones de carga base (100%) y 60% de la carga base y/o a otra carga autorizada por el DRNA, la EPA o ambas. El tenedor del permiso deberá conducir tres corridas para cada condición de carga y el cumplimiento deberá basarse en la razón de emisión promedio de las tres corridas.
14. El DRNA se reserva el derecho de requerir pruebas adicionales con el fin de demostrar cumplimiento con las condiciones incluidas en este permiso y los límites aplicables.
15. El tenedor del permiso no podrá utilizar el resultado de las pruebas de una unidad para determinar cumplimiento de la otra unidad sin una solicitud y aprobación escrita de la EPA, el DRNA o de ambas.
16. El tenedor del permiso deberá actualizar los registros requeridos en la Sección XVIII (Requisitos de Mantenimiento de Registros) de este permiso para incluir, pero sin limitarse al, registro de consumo de gas natural quemado por hora por unidad, resultados de muestras de combustible del suplidor, etc. En dicho registro deberá indicar bajo cuál escenario operacional se encuentra operando cada unidad, esto es, la identificación del combustible quemado en cada unidad.
17. Deberá continuar en cumplimiento con los requisitos de informes de la Sección XX del permiso.
18. Operación del Sistema de Reducción Catalítica Selectiva (SCR, en inglés)
 - a. El tenedor del permiso operará y mantendrá un sistema de Reducción Catalítica Selectiva (SCR, en inglés), en una de las dos unidades, de acuerdo con las especificaciones de diseño del fabricante. El sistema SCR utilizará continuamente un catalítico de tecnología comprobada en la reducción de emisiones de NOx.
 - b. Límite de deslizamiento de amoníaco: El deslizamiento de amoniaco⁸ no podrá exceder de 5 ppmvd corregido al 15% de O₂.
 - i. El límite de deslizamiento de amoníaco se cumplirá manteniendo la razón optima de flujo máximo de amoniaco a varias cargas de operación. La razón máxima de amoníaco deberá

⁸ Establecido en la solicitud de permiso.

03 OCT 2019

determinarse durante las pruebas de funcionamiento. El tenedor del permiso deberá someter al DRNA los parámetros específicos a ser monitoreados para el SCR como resultado de las pruebas, no más tarde de 60 días de entregados los resultados de las pruebas a la EPA y al DRNA para que formen parte de este permiso de construcción.

- ii. El tenedor del permiso instalará y operará un medidor de flujo para el SCR para medir y registrar el flujo de amoníaco. El metro de flujo de amoniaco deberá ser instalado, calibrado, operado y mantenido de acuerdo con las especificaciones del fabricante.
 - iii. El tenedor del permiso deberá realizar una prueba de chimenea anualmente para verificar el cumplimiento con el límite de deslizamiento de amoníaco.
19. Sistema de Inyección de Vapor: El tenedor del permiso deberá operar continuamente el sistema de inyección de vapor en cada unidad y deberá establecer durante las pruebas de funcionamiento, una curva demostrando las variaciones de la razón de vapor a combustible por cada unidad. El tenedor del permiso deberá someter al DRNA dicha información, no más tarde de 60 días de entregados los resultados de las pruebas a la EPA y al DRNA para que formen parte de este permiso de construcción.
20. De ocurrir un fallo en los sistemas de monitoreo continuo de NOx y CO, el tenedor del permiso deberá utilizar los siguientes valores en las fórmulas de la condición 6 de esta sección del permiso para calcular las emisiones, siempre y cuando, estos valores hayan sido validados en las pruebas de funcionamiento.



Parámetro	(lb/MMBtu)	Combustible
NOx (60% - 100% carga base)	0.131	Diésel
CO (carga base)	0.06	Diésel
CO (60% de carga)	0.14	Diésel
NOx (75% - 100% carga base)	0.0921	Gas natural
CO (75% - 100% carga base)	0.0224	Gas natural

21. **Plan de Emergencia:** De acuerdo con la Regla 107 del RCCA:

- a. El tenedor del permiso tendrá disponible un Plan de Emergencia, el cual será consistente con las prácticas adecuadas de seguridad y proveerá para la reducción o detención de las emisiones de la instalación durante períodos clasificados por la Junta como alertas, avisos o emergencia de contaminación atmosférica. Dichos planes deberán identificar la fuente de contaminación, indicará la reducción a obtenerse y la forma en que se obtendrá dicha reducción. Estos planes estarán disponibles a cualquier representante de la Junta en todo momento. [Regla 107(C)(1) del RCCA]
- b. El tenedor del permiso preparará y someterá a la Junta conjuntamente con la enmienda a la solicitud de su permiso de operación Título V un plan de reacción a emergencia de acuerdo con las disposiciones establecidas en la Sección 2 de la Regla 107(C) del RCCA. [Regla 107(C)(1) del RCCA]

03 OCT 2019

- c. Luego de su aprobación por la Junta, el tenedor del permiso deberá mantener el plan de reacción a emergencia al día y todo personal involucrado deberá estar adiestrado y con conocimientos y tareas y funciones de reacción de emergencia. [Regla 107(C)(3) del RCCA]
- d. El tenedor del permiso deberá mantener el plan de reacción a emergencia accesible a todos los involucrados y deberá presentarlo a los representantes de la Junta cuando le sea requerido. [Regla 107(C)(4) del RCCA]
22. **Plan de Manejo de Riesgo:** Si durante la vigencia de este permiso, el tenedor del permiso estuviera sujeto al 40 CFR parte 68 deberá someter las notificaciones y un Plan de Manejo de Riesgo de acuerdo con el itinerario de cumplimiento en el 40 CFR parte 68.10 y deberá incluir una certificación de cumplimiento con los requisitos de la Parte 68, incluyendo el registro y el Plan de Manejo de Riesgo como parte de la certificación anual de cumplimiento requerida en el 40 CFR parte 70.
23. **Obligación General:** El dueño u operador de una fuente estacionaria que produce, procesa, maneja o almacena cualquier sustancia reglamentada bajo la sección 112(r) de la Ley Federal de Aire Limpio, o cualquier otra sustancia extremadamente peligrosa, tiene la obligación general de identificar peligros que resulten del escape de contaminantes peligrosos mediante el uso de técnicas generalmente aceptables de evaluación y debe tomar los pasos apropiados para prevenir las descargas y reducir al mínimo las consecuencias del escape accidental. Aquellas fuentes que tengan sustancias en cantidades mayores a las cantidades de umbral, como se especifica en la Parte 68 del Volumen 40, deberán registrarse con la Junta o la APA⁹ y deberán someter un Plan de Manejo de Riesgo según lo requiere la Regla 604 (e) del RCCA.
24. Las emisiones permisibles de GHG's para las dos unidades SJCC5 y SJCC6 se describen en la tabla a continuación:

GHG's	Emisiones Permisibles Por unidad (ton/año)
CO ₂ e	1,240,927

⁹ Agencia de Protección Ambiental federal (EPA, en inglés) o el Administrador conforme se define en la Reglamentación Federal.

03 OCT 2019

Sección XV - Condiciones Específicas 40 CFR Parte 60 Subparte GG

1. Las unidades de emisión SJCC5 y SJCC6 están afectadas por el 40 CFR Parte 60 Subparte GG: *Standards of Performance for Stationary Gas Turbines*. Deberá cumplir con todos los requisitos aplicables de esta reglamentación de acuerdo, pero sin limitarse a, estándares de emisión, muestreo (*testing*), monitoreo (*monitoring*), cumplimiento continuo, registros e informes.¹⁰
2. Una vez completadas las pruebas de rendimiento requeridas en la sección 60.8 del 40 CFR, el tenedor del permiso deberá cumplir con las disposiciones aplicables del 40 CFR 60.332(a). Según el 40 CFR 60.332(a)(2), no causará la descarga a la atmósfera de cualquier gas de combustión que contenga óxidos de nitrógeno (NOx) en exceso de:

$$STD = [0.0150 (14.4/Y)] + F \text{ donde,}^{11}$$

STD = emisiones de NOx permitidas (en por ciento por volumen a 15 por ciento de oxígeno en base seca)

Y= razón de calor establecida por el fabricante a la razón de carga máxima suplida por el fabricante (kilojulios por vatio hora), o la razón de calor actual medido, basado en el valor calórico más bajo del combustible medido a la carga máxima actual para la instalación. El valor de Y no deberá exceder 14.4 kilojulios por vatio hora.

F= emisión de NOx permitida debido al enlace de nitrógeno fijado en el combustible, según definido en la Sección 60.332(a)(3) del 40 CFR Parte 60 Subparte GG. En el caso de las turbinas contempladas en este permiso, el valor de F será 0, basado en la opción provista en la Sección 60.332(a)(3) del 40 CFR.

3. De acuerdo con el 40 CFR 60.333, una vez completadas las pruebas de rendimiento requeridas en el 40 CFR 60.8, el dueño u operador sujeto a la Subparte GG no quemará ningún combustible con un contenido total de azufre en exceso de 0.8 por ciento por peso (8,000 ppmv).¹²
4. De acuerdo con el 40 CFR 60.334(a), excepto por lo dispuesto en el párrafo (b) de esta sección 60.334, el propietario u operador de cualquier turbina de gas estacionaria sujeta a las disposiciones de esta Subparte GG y que use inyección de agua o vapor para controlar las emisiones de NOx deberá instalar, calibrar,

¹⁰ El tenedor del permiso deberá cumplir con cada requisito aplicable de esta regulación independientemente este citado o no en el permiso.

¹¹ El tenedor del permiso establece un valor de 75% por volumen al 15% O₂ en base seca, que es igual a 75 ppmvd usando E igual a 14.4 y F igual a 0 (contenido de nitrógeno en el combustible ≤ 0.015% por peso). El permiso PSD y este permiso de construcción ya establece un límite de NOx de 34.2 ppmvd mientras se queme diésel en las turbinas y el fabricante de las turbinas certifica emisiones de 25 ppmvd cuando queme gas natural.

¹² Opción de cumplimiento escogida por PREPA. El permiso PSD y este permiso de construcción ya limita el contenido de azufre en las turbinas están limitadas a 0.05% por peso en diésel.

03 OCT 2019

mantener y operar un sistema de monitoreo continuo para monitorear y registrar el consumo de combustible y la proporción de agua o vapor a combustible que se dispara en cada turbina.¹³

5. De acuerdo con el 40 CFR 60.334(b), el propietario u operador de cualquier turbina de gas estacionaria que comenzó la construcción, reconstrucción o modificación después del 3 de octubre de 1977, pero antes del 8 de julio de 2004, y que utiliza inyección de agua o vapor para controlar las emisiones de NO_x puede, como alternativa a operar el sistema de monitoreo continuo descrito en el párrafo (a) de esta sección 60.334 (ver condición anterior), instalar, certificar, mantener, operar y asegurar la calidad de un sistema de monitoreo continuo de emisiones (CEMS, en inglés) que consiste en monitores NO_x y O₂. Como alternativa, puede usar un monitor de CO₂ para ajustar las concentraciones de NO_x medidas al 15 por ciento de O₂ mediante la conversión de los promedios de CO₂ por hora a concentraciones equivalentes de O₂ utilizando la Ecuación F-14a o F-14b en el apéndice F de la parte 75 del 40 CFR y haciendo los ajustes al 15 por ciento de O₂, o usando las lecturas de CO₂ directamente para hacer los ajustes, como se describe en el Método 20. Si se elige la opción de usar un CEMS, el CEMS se instalará, certificará, mantendrá y operará según se requiere en el 40 CFR 60.334(b)(1) – (3).¹⁴
6. De acuerdo con el 40 CFR 60.334(h), el tenedor del permiso:
 - a. Controlará el contenido total de azufre del combustible que se queme en cada turbina, excepto lo dispuesto en el párrafo (h)(3) de esta sección 60.334. El contenido de azufre del combustible debe determinarse utilizando los métodos de azufre total descritos en el 40 CFR 60.335(b)(10). Alternativamente, si el contenido total de azufre del combustible gaseoso durante la prueba de funcionamiento más reciente fue inferior al 0.4 por ciento en peso (4000 ppm en peso), se podrá utilizar el ASTM D4084-82, 94, D5504-01, D6228-98, o el Estándar de Asociación de Procesadores de Gas 2377-86 (todos los cuales se incorporan por referencia en el 40 CFR 60.17), que miden los principales compuestos de azufre; y
 - b. Deberá monitorear el contenido de nitrógeno del combustible quemado en la turbina, tenedor del permiso reclama una asignación para el nitrógeno ligado al combustible (es decir, si el tenedor del permiso utiliza o utilizará un valor F mayor que cero) calcular STD en el 40 CFR 60.332). El contenido de nitrógeno del combustible se determinará utilizando los métodos descritos en el 40 CFR 60.335(b)(9) o una alternativa aprobada.
 - c. No obstante lo dispuesto en el párrafo (h)(1) de esta sección 60.334, el tenedor del permiso puede optar por no controlar el contenido total de azufre del combustible gaseoso quemado en la turbina, si se demuestra que el combustible gaseoso cumple con la definición de gas natural en el 40 CFR 60.331(u), independientemente de si un programa personalizado existente aprobado por el Administrador para la Subparte GG requiere dicho monitoreo. El tenedor del permiso deberá utilizar una de las siguientes fuentes de información para hacer la demostración requerida:
 - i. Las características de calidad del gas en un contrato de compra, hoja de tarifas o contrato de transporte vigente y válido para el combustible gaseoso, especificando que el contenido máximo de azufre total del combustible es 20.0 granos/100 scf o menos; o

¹³ El permiso PSD le requiere la instalación y operación de CEMS.

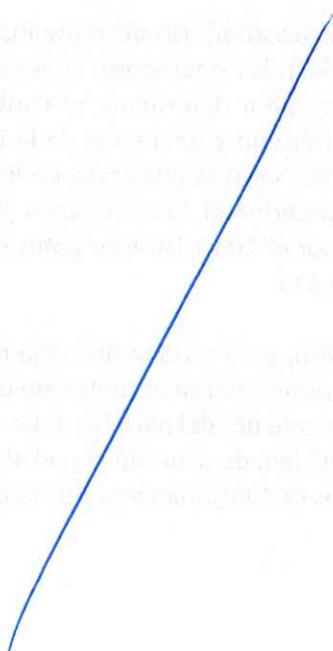
03 OCT 2019

- ii. Datos representativos de muestreo de combustible que muestran que el contenido de azufre del combustible gaseoso no excede de 20 granos/100 scf. Como mínimo, se requiere la cantidad de datos de muestreo de combustible especificados en la sección 2.3.1.4 o 2.3.2.4 del apéndice D de la parte 75 del 40 CFR.
 - d. Para cualquier turbina que comenzó la construcción, reconstrucción o modificación después del 3 de octubre de 1977, pero antes del 8 de julio de 2004, y para la cual se haya aprobado previamente un itinerario de monitoreo de combustible personalizado, el propietario u operador puede, sin presentar una petición especial al Administrador, continuar monitoreando en este itinerario.
7. De acuerdo con el 40 CFR 60.334(i), la frecuencia para determinar el contenido de azufre y nitrógeno del combustible será la siguiente:
- a. Aceite combustible (diésel). Para fuel oil, use una de las opciones de muestreo de azufre total y la frecuencia de muestreo asociada descrita en las secciones 2.2.3, 2.2.4.1, 2.2.4.2 y 2.2.4.3 del apéndice D de la parte 75 del 40 CFR (es decir, flujo proporcional muestreo, muestreo diario, muestreo del tanque de almacenamiento de la unidad después de cada adición de combustible al tanque, o muestreo de cada entrega antes de combinarlo con aceite combustible ya en el tanque de almacenamiento previsto). Si se reclama un margen de emisión para nitrógeno unido al combustible, el contenido de nitrógeno del aceite se determinará y registrará una vez día de operación de la unidad.
 - b. Combustible gaseoso (LNG). Cualquier valor de contenido de nitrógeno aplicable del combustible gaseoso se determinará y registrará una vez por día de operación de la unidad. Para los propietarios y operadores que eligen no demostrar el contenido de azufre utilizando las opciones del párrafo (h) (3) de esta sección 63.334 (**Ver condición 6 arriba**), y para los cuales el combustible se suministra sin almacenamiento intermedio a granel, se determinará y registrará el valor del contenido de azufre del combustible gaseoso una vez por día de operación de la unidad.
 - c. Itinerarios personalizados (*custom*). No obstante los requisitos del párrafo (i)(2) de esta sección 63.334 (**ver inciso anterior**), los operadores o vendedores de combustible pueden desarrollar programas personalizados para determinar el contenido total de azufre de los combustibles gaseosos, en función del diseño y operación de la instalación afectada y las características del suministro de combustible. Salvo lo dispuesto en los párrafos (i)(3)(i) e (i)(3)(ii) de esta sección 63.334 (**ver dos incisos anteriores**), los itinerarios personalizados se justificarán con los datos y deberán ser aprobados por el Administrador antes de que puedan utilizarse para cumplir con el estándar en el 40 CFR 60.333.
8. De acuerdo con el 40 CFR 60.334(j), para turbina que elija monitorear continuamente los parámetros o emisiones, o para determinar periódicamente el contenido de azufre en el combustible o el contenido de nitrógeno en esta Subparte GG, el tenedor del permiso deberá presentar informes de exceso de emisiones y monitorear el tiempo de inactividad, de acuerdo con el 40 CFR 60.7(c). Deberá informar las emisiones en exceso para todos los períodos de funcionamiento de la unidad, incluidos el arranque, el apagado y el

03 OCT 2019

mal funcionamiento. Para propósitos de los informes requeridos según el 40 CFR 60.7(c), los períodos de exceso de emisiones que deben reportarse y el tiempo de inactividad (*downtime*) del monitor se definen en el 40 CFR 60.334(j)(1) al (5).

9. De acuerdo con el 40 CFR 60.335(a), el tenedor del permiso deberá realizar las pruebas de funcionamiento requeridas en el 40 CFR 61.8, utilizando cualquiera de los métodos especificados en la misma sección (40 CFR 60.335(a)).
10. De acuerdo con el 40 CFR 60.335(b), el tenedor del permiso deberá determinar cumplimiento con el límite aplicable de NOx en el 40 CFR 60.332 (**ver condición 2 de esta sección de permiso**) y deberá cumplir con los requisitos de pruebas de funcionamiento requeridas en el 40 CFR 60.8, según se establece en la misma sección (40 CFR 60.335(b)).
11. De acuerdo con los resultados de las pruebas se determinarán los parámetros de operación y el monitoreo de las turbinas y su equipo de control, de ser necesario, para asegurar que se cumplen con los límites de emisión aplicables.
12. Todas las pruebas de eficiencia deberán cumplir con los métodos de pruebas de la EPA aplicables y **todas las notificaciones y requisitos establecidos en la Regla 106 del RCCA**. Adicional a lo que se dispone en las **condiciones 9 y 10 de esta sección de permiso**, y de acuerdo con la Regla 106(D) del RCCA, el tenedor del permiso deberá proveerle al DRNA una notificación por escrito de la fecha del muestreo con 15 días de anticipo, para permitirle al DRNA tener un observador presente.
13. El DRNA se reserva el derecho de requerir pruebas adicionales con el fin de demostrar cumplimiento con las condiciones incluidas en este permiso y los límites aplicables.
14. El tenedor del permiso no podrá utilizar el resultado de las pruebas de una turbina para determinar cumplimiento de la otra turbina sin una solicitud y aprobación escrita de la EPA, el DRNA o ambas.



03 OCT 2019

Sección XVI - Condiciones Específicas 40 CFR Parte 63 Subparte YYYY

1. Las turbinas SJCC5 y SJCC6 están afectadas por el 40 CFR Parte 63 Subparte YYYY: *National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants for Stationary Combustion Turbines*. El tenedor del permiso deberá cumplir con todos los requisitos aplicables de esta reglamentación de acuerdo, pero sin limitarse a, estándares de emisión, muestreo (*testing*), monitoreo (*monitoring*), cumplimiento continuo, registros e informes.¹⁴
2. Fechas de Cumplimiento: El tenedor del permiso deberá demostrar cumplimiento con esta Subparte de acuerdo con el 40 CFR 63.6095.
3. Límites de emisión y operacionales: De acuerdo con el 40 CFR 63.6100, para cada unidad, el tenedor del permiso deberá cumplir con los límites de emisión y de operación en la Tabla 1 y 2 de esta Subparte YYYY. [40 CFR 63.6100]
 - a. **Límite de emisiones:** De acuerdo con la Tabla 1 del 40 CFR Subparte YYYY, cada unidad deberá cumplir con el límite de concentración de formaldehído de **91 ppbvd** o menor a 15 por ciento O₂.
 - b. **Límites operacionales:** De acuerdo con la Tabla 2 del 40 CFR Subparte YYYY, cada unidad deberá mantener los límites operacionales aprobados por el Administrador.¹⁵
4. Requisitos Generales: De acuerdo con el 40 CFR 63.6105, el tenedor del permiso:
 - a. Debe cumplir con las limitaciones de emisión y las limitaciones operativas que se aplican en todo momento, excepto durante el arranque, el apagado y el mal funcionamiento.
 - b. Si debe cumplir con las limitaciones de emisión y operación, debe operar y mantener su turbina de combustión estacionaria, equipo de control de emisiones de oxidación catalítica u otro equipo de control de contaminación del aire, y equipo de monitoreo de manera consistente con las buenas prácticas de control de contaminación del aire para minimizar emisiones en todo momento, incluso durante el arranque, el apagado y el mal funcionamiento.
5. Fechas de Cumplimiento Prueba inicial o Demostración inicial: El tenedor del permiso deberá demostrar cumplimiento con las fechas establecidas de acuerdo con el 40 CFR 63.6110, según aplique.
6. Pruebas de funcionamiento subsiguientes: De acuerdo con el 40 CFR 63.6115, el tenedor del permiso deberá realizar pruebas de funcionamiento subsiguientes en una base anual según se especifica en la Tabla 3 de la Subparte YYYY.

¹⁴ El tenedor del permiso deberá cumplir con cada requisito aplicable de esta regulación independientemente este citado o no en el permiso.

¹⁵ Para turbinas que se le requiere cumplir con el límite de emisión de formaldehído y no utiliza oxidador catalítico.

03 OCT 2019

7. De acuerdo con el 40 CFR 63.6120, el tenedor del permiso deberá cumplir con todos los requisitos de pruebas de funcionamiento y demostración de cumplimiento inicial establecidas en la Tabla 3 del 40 CFR Subparte YYYYY.
 - a. El tenedor del permiso deberá demostrar que las emisiones de formaldehído cumplan con los límites de emisión establecidos en la Tabla 1, y la condición 2.a. de esta sección mediante la realización de prueba de funcionamiento inicial y anualmente.
 - b. Deberá utilizar el Método de Prueba 320 del 40 CFR parte 63, Apéndice A; ASTM D6348-03 siempre que el %R como se determina en el Anexo A5 de ASTM D6348-03 sea igual o mayor que 70% y menor o igual que 130%; u otros métodos aprobados por el Administrador.
8. De acuerdo con el 40 CFR 63.6125, el tenedor del permiso deberá cumplir con los requisitos de instalación, operación y mantenimiento de un monitor:
 - a. Si está operando una turbina de combustión estacionaria que debe cumplir con la limitación de emisión de formaldehído y no está utilizando un oxidador catalítico, deberá monitorear continuamente cualquier parámetro especificado en su petición aprobada al Administrador, para cumplir con las limitaciones operativas en la Tabla 2 de la Subparte YYYYY y como se especifica en la Tabla 5 de la misma subparte.¹⁴
 - b. Si está operando una turbina de combustión estacionaria de gas premezclada (*lean premix*) o una turbina de combustión estacionaria de gas de llama de difusión como se define en esta Subparte YYYYY, y utiliza cualquier cantidad de aceite destilado para encender cualquier turbina de combustión estacionaria nueva o existente que está ubicado en la misma fuente principal, debe monitorear y registrar su uso de aceite destilado diariamente para todas las turbinas de combustión estacionarias nuevas y existentes ubicadas en la fuente principal con un medidor de horas no reinicial para medir la cantidad de horas que se quema el aceite destilado.
9. De acuerdo con el 40 CFR 63.6130, el tenedor del permiso deberá demostrar el cumplimiento inicial de las limitaciones de emisión y operación:
 - a. Debe demostrar el cumplimiento inicial de cada emisión y limitación operativa que se aplique a usted de acuerdo con la Tabla 4 de la Subparte YYYYY.
 - b. Debe enviar la Notificación del estado de cumplimiento que contiene los resultados de la demostración inicial de cumplimiento de acuerdo con los requisitos del 40 CFR 63.6145(f).
10. Monitoreo y recolección de datos: El tenedor del permiso deberá demostrar el cumplimiento con el monitoreo y recolección de datos para demostrar el cumplimiento continuo inicial de las limitaciones de emisión y operación de acuerdo con el 40 CFR 63.6135.



03 OCT 2019

11. De acuerdo con el 40 CFR 63.6140, el tenedor del permiso:
- a. Deberá demostrar el cumplimiento continuo de cada limitación de emisión y limitación operativa en la Tabla 1 y la Tabla 2 de esta Subparte YYYY de acuerdo con los métodos especificados en la Tabla 5 de esta Subparte YYYY.
 - b. Deberá informar cada instancia en la que no cumplió con cada limitación de emisión o limitación operativa. También deberá informar cada instancia en la que no cumplió con los requisitos de la Tabla 7 de esta Subparte YYYY aplicables. Estas instancias son desviaciones de las emisiones y limitaciones operativas en esta Subparte YYYY. Estas desviaciones deben informarse de acuerdo con los requisitos del 40 CFR 63.6150.
 - c. De conformidad con el 40 CFR 63.6(e) y 63.7(e)(1), las desviaciones que se producen durante un período de arranque, apagado y mal funcionamiento no son violaciones si ha operado su turbina de combustión estacionaria de acuerdo con el 40 CFR 63.6(e)(1)(i).
12. El tenedor del permiso deberá demostrar cumplimiento con los requisitos de notificación aplicables de acuerdo con el 40 CFR 63.6155:
- a. Deberá enviar todas las notificaciones en el 40 CFR 63.7(b) y (c), 63.8(e), 63.8(f)(4) y 63.9(b) y (h) que le correspondan en las fechas especificadas.
 - b. Como se especifica en el 40 CFR 63.9(b)(2), si enciende su turbina de combustión estacionaria nueva o reconstruida antes del 5 de marzo de 2004, deberá enviar una Notificación inicial a más tardar 120 días calendario después del 5 de marzo de 2004.
 - c. Como se especifica en el 40 CFR §63.9(b), si enciende su turbina de combustión estacionaria nueva o reconstruida el 5 de marzo de 2004 o después, deberá enviar una Notificación inicial a más tardar 120 días calendario después de estar sujeto a esta Subparte YYYY.
 - d. Si debe enviar una Notificación Inicial pero no se ve afectado por los requisitos de limitación de emisiones de esta Subparte YYYY, de acuerdo con el 40 CFR 63.6090(b), su notificación debe incluir la información en el 40 CFR 63.9(b)(2)(i) a (v) y una declaración de que su turbina de combustión estacionaria nueva o reconstruida no tiene requisitos adicionales de limitación de emisiones y debe explicar la base de la exclusión (por ejemplo, que funciona exclusivamente como una turbina de combustión estacionaria de emergencia).
 - e. Si debe realizar una prueba de rendimiento inicial, debe enviar una notificación de intención de realizar una prueba de rendimiento inicial al menos 60 días calendario antes de que la prueba de rendimiento inicial esté programada para comenzar como se requiere en el 40 CFR 63.7(b)(1).
 - f. Si debe cumplir con la limitación de emisiones de formaldehído, deberá enviar una Notificación de estado de cumplimiento de acuerdo con en el 40 CFR 63.9(h)(2)(ii). Para cada prueba de rendimiento requerida para demostrar el cumplimiento de la limitación de emisiones de formaldehído, deberá enviar la Notificación de estado de cumplimiento, incluidos los resultados

03 OCT 2019

de la prueba de funcionamiento, antes del cierre del negocio en el 60^{vo} día calendario siguiente a la finalización de la prueba de funcionamiento.

13. De acuerdo con el 40 CFR 63.6150,

a. Cualquier persona que posea u opere una turbina de combustión estacionaria que debe cumplir con la limitación de emisiones de formaldehído deberá presentar un informe de cumplimiento semestral de acuerdo con la Tabla 6 de esta Subparte YYYY. El informe de cumplimiento semestral debe contener la información descrita en los párrafos (a)(1) a (a)(4) de esta sección 63.6150. El informe de cumplimiento semestral debe presentarse en las fechas especificadas en los párrafos (b)(1) a (b)(5) de esta sección 63.6150, a menos que el Administrador haya aprobado un itinerario diferente.

1. Nombre y dirección de la empresa.
2. Declaración de un funcionario responsable, con el nombre, título y firma de ese funcionario, que certifique la exactitud del contenido del informe.
3. Fecha del informe y fechas de inicio y finalización del período del informe.
4. Para cada desviación de una limitación de emisiones, el informe de cumplimiento debe contener la información en los párrafos (a)(4)(i) a (a)(4)(iii) de esta sección 63.6150.
 - i. El total de operación de cada turbina de combustión estacionaria durante el periodo de informe.
 - ii. Información sobre el número, la duración y la causa de las desviaciones (incluida la causa desconocida, si corresponde), según corresponda, y las medidas correctivas adoptadas
 - iii. Información sobre el número, la duración y la causa de los incidentes de tiempo de inactividad del monitor (incluida la causa desconocida, si corresponde, que no sea el tiempo de inactividad asociado con cero y rango y otras comprobaciones de calibración diarias).

b. Las fechas de presentación del informe de cumplimiento semestral se proporcionan en (b)(1) a (b)(5) de esta sección 63.6150.

1. El primer informe de cumplimiento semestral debe cubrir el período que comienza en la fecha de cumplimiento especificada en el 40 CFR 63.6095 y termina el 30 de junio o el 31 de diciembre, la fecha que sea la primera fecha después del final del primer semestre calendario después de la fecha de cumplimiento especificada en el 40 CFR 63.6095.

03 OCT 2019

2. El primer informe semestral de cumplimiento debe tener matasellos o entregarse a más tardar el 31 de julio o el 31 de enero, la fecha que siga al final del primer semestre calendario después de la fecha de cumplimiento que se especifica en el 40 CFR 63.6095.
3. Cada informe de cumplimiento semestral posterior debe cubrir el período de informe semestral del 1 de enero al 30 de junio o el período de informe semestral del 1 de julio al 31 de diciembre.
4. Cada informe de cumplimiento semestral subsiguiente debe ser matasellado o entregado a más tardar el 31 de julio o el 31 de enero, la fecha que sea la primera fecha después del final del período de informe semestral.
5. Para cada turbina de combustión estacionaria que esté sujeta a las regulaciones de permisos de conformidad con 40 CFR parte 70 o 71, y si la autoridad de permisos¹⁶ ha establecido la fecha para presentar informes anuales de conformidad con 40 CFR 70.6(a)(3)(iii)(A) o 40 CFR 71.6(a)(3)(iii)(A), puede presentar el primer informe de cumplimiento y el posterior, de acuerdo con las fechas establecidas por la autoridad de permisos en lugar de las fechas de los párrafos (b)(1) a (4) de esta sección 63.6150.

c. [Reservada]

d. Las fechas de presentación del informe anual se proporcionan en (d)(1) a (d)(5) de esta sección 63.6150.

- 
1. El primer informe anual debe cubrir el período que comienza en la fecha de cumplimiento especificada en el 40 CFR 63.6095 y termina el 31 de diciembre.
 2. El primer informe anual debe enviarse por correo o entregarse a más tardar el 31 de enero.
 3. Cada informe anual posterior debe cubrir el período de informe anual desde el 1 de enero hasta el 31 de diciembre.
 4. Cada informe anual posterior debe ser matasellado o entregado a más tardar el 31 de enero.
 5. Para cada turbina de combustión estacionaria que esté sujeta a las regulaciones de permisos de conformidad con 40 CFR parte 70 o 71, y si la autoridad de permisos ha establecido la fecha para presentar informes anuales de conformidad con 40 CFR 70.6(a)(3)(iii)(A) o 40 CFR 71.6(a)(3)(iii)(A), puede presentar el primer informe de cumplimiento y el posterior de acuerdo con las fechas establecidas por la autoridad de permisos en lugar de las fechas de los párrafos (d)(1) a (4) de esta sección 63.6150.

¹⁶ En este caso se refiere a las fechas establecidas en el permiso Título V por el DRNA.

03 OCT 2019

e. Si está operando una turbina de combustión estacionaria de gas premezclada pobre o una turbina de combustión estacionaria de gas de llama de difusión como se define en esta Subparte YYYY, y utiliza cualquier cantidad de aceite destilado para encender cualquier turbina de combustión estacionaria nueva o existente que se encuentra en la misma fuente principal, debe enviar un informe anual de acuerdo con la Tabla 6 de esta Subparte YYYY en la fecha especificada a menos que el Administrador haya aprobado un itinerario diferente, de acuerdo con la información descrita en los párrafos (d)(1) a (5) de esta sección 63.6150. Deberá informar los datos especificados en (e)(1) a (e)(3) de esta sección 63.6150.

1. El número de horas que se disparó el aceite destilado por cada turbina de combustión estacionaria nueva o existente durante el período del informe.
2. Los límites operativos provistos en su permiso federalmente exigible, y cualquier desviación de estos límites.
3. Cualquier problema o error sospechado con los medidores.

14. De acuerdo con el 40 CFR 63.6155,

a. Deberá mantener los registros como se describe en los párrafos (a)(1) a (5) del 40 CFR 63.6155.

1. Una copia de cada notificación e informe que envió para cumplir con esta Subparte YYYY, incluida toda la documentación que respalda cualquier Notificación inicial o Notificación de estado de cumplimiento que envió, de acuerdo con los requisitos del 40 CFR 63.10 (b)(2)(xiv).
2. Registros de pruebas de funcionamiento y evaluaciones de desempeño como se requiere en el 40 CFR 63.10 (b)(2)(viii).
3. Registros de la ocurrencia y duración de cada arranque, apagado o mal funcionamiento, como se requiere en el 40 CFR 63.10(b)(2)(i).
4. Registros de la ocurrencia y duración de cada mal funcionamiento del equipo de control de contaminación del aire, si es aplicable, como se requiere en el 40 CFR 63.10 (b)(2)(ii).
5. Registros de todo el mantenimiento en el equipo de control de contaminación del aire como se requiere en el 40 CFR 63.10(b)(iii).

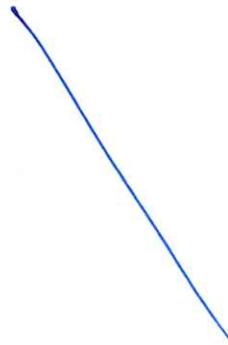
b. Si está operando una turbina de combustión estacionaria que dispara gas de relleno sanitario, gas digestor o RSU gasificado equivalente al 10 por ciento o más de la entrada de calor bruto sobre una base anual, o si está operando una turbina de combustión estacionaria a gas de premezcla (*lean premix*), una turbina de combustión estacionaria de combustión de gas de llama de difusión, tal como se define en la Subparte YYYY, y utiliza cualquier cantidad de aceite destilado en

03 OCT 2019

cualquier turbina de combustión estacionaria nueva o existente que se encuentre en la misma fuente principal, debe mantener los registros de su monitores diarios de uso de combustible.

- c. Debe mantener los registros requeridos en la Tabla 5 de la Subparte YYYY para mostrar el cumplimiento continuo de cada limitación operativa que aplique a cada turbina.

15. De acuerdo con el 40 CFR 63.6160,
 - a. Deberá mantener todos los registros aplicables de tal manera que puedan accederse fácilmente y sean adecuados para la inspección de acuerdo con el 40 CFR 63.10(b)(1).
 - b. Como se especifica en el 40 CFR 63.10(b)(1), deberá mantener cada registro durante 5 años después de la fecha de cada ocurrencia, medición, mantenimiento, acción correctiva, informe o registro.
 - c. Deberá conservar sus registros de los 2 años más recientes en la instalación o sus registros deberán estar accesibles en la instalación. Sus registros de los 3 años restantes pueden conservarse fuera de la instalación.
16. De acuerdo con el 40 CFR 63.6165, el tenedor del permiso deberá cumplir con las Disposiciones Generales del 40 CFR 63.1 a 63.15 aplicables establecidas en la Tabla 7 de la Subparte YYYY del 40 CFR.
17. De acuerdo con los resultados de la prueba se determinarán los parámetros de operación y el monitoreo de las turbinas y su equipo de control, de ser necesario, para asegurar que se cumplen con los límites de emisión aplicables.
18. Todas las pruebas de eficiencia deberán cumplir con los métodos de pruebas de la EPA aplicables y **todas las notificaciones y requisitos establecidos en la Regla 106 del RCCA**. Adicional a lo que se dispone en las **condiciones 6 y 16** de esta sección de permiso, y de acuerdo con la Regla 106(D) del RCCA, el tenedor del permiso deberá proveerle al DRNA una notificación por escrito de la fecha del muestreo con 15 días de anticipo, para permitirle al DRNA tener un observador presente.
19. El DRNA se reserva el derecho de requerir pruebas adicionales con el fin de demostrar cumplimiento con las condiciones incluidas en este permiso y los límites aplicables.
20. El tenedor del permiso no podrá utilizar el resultado de las pruebas de una turbina para determinar cumplimiento de la otra turbina sin una solicitud y aprobación escrita de la EPA, el DRNA o ambas.



03 OCT 2019

Apercibimiento de esta Modificación

De conformidad con la Sección 5.4 de la Ley Núm. 38-2017, conocida como, Ley de Procedimiento Administrativo Uniforme del Gobierno de Puerto Rico, se le apercibe que: "Toda persona a la que la agencia deniegue la concesión de una licencia, franquicia, permiso, endoso, autorización o gestión similar, tendrá derecho a impugnar la determinación de la agencia por medio de un procedimiento adjudicativo, según se establezca en la ley especial de que se trate y en el Capítulo III de dicha Ley." Para esto, se concede un término de veinte (20) días a partir de la notificación del mismo.

Aprobación de esta Modificación

Esta modificación tiene el propósito de autorizar el uso de gas natural en las unidades 5 y 6 y vencerá tres (3) años luego de la fecha de emisión de esta autorización, a menos que la construcción autorizada por este permiso haya comenzado. Le informamos que los demás términos y condiciones no incluidos en esta revisión permanecen vigentes. La información y condiciones sometidas en su solicitud de permiso forman parte de esta autorización.

La agencia podrá revocar esta autorización en cualquier momento si se suspenden los trabajos por un período de un año o más, o si los mismos no se prosiguen diligentemente hasta su terminación o si se violan las condiciones del mismo o reglamentos y regulaciones aplicables. La agencia, además, podrá emitir una Orden de Cese y Desistimiento y Mostrar Causa. En caso de revocación, los cargos por este permiso no serán devueltos. La agencia se reserva el derecho de intervenir con la fuente en otros aspectos no cubiertos en esta autorización.

Otorgado en San Juan, Puerto Rico el 3 de octubre de 2019.



Tania Vázquez Rivera
Secretaria

