

b) Silo 2

41. La cantidad de cal y de carbón activado manejado por los silos no excederá de 103 ton/día, equivalente a 37,595 ton/año, cada uno.

**Equipo de Emergencia (Gen, Fire)**

42. La siguiente tabla dispone los requisitos aplicables a los equipos de emergencia. En caso de haber conflicto entre la información incluida en la tabla y la información incluida en el texto, la información incluida en el texto prevalecerá.

Condición	Parámetro	Valor	Unidades	Método de Prueba	Frecuencia del Método	Requisitos Expedientes	Frecuencia de Informes
Límite de consumo de combustible (Gen)	ULSD	32.4	gal/hr	Registros	Diario (Mientras se utilicen los equipos)	Bitácora	Semianual
		16,200	gal/año				
Límite de consumo de combustible (Fire)	ULSD	16.2	gal/hr	Registros	Diario (Mientras se utilicen los equipos)	Bitácora	Semianual
		8,100	gal/año				
Límite de contenido de azufre en el combustible	Contenido de azufre en el ULSD	0.0015 (15)	% (ppm)	Certificado del suplidor	Cada vez que reciba combustible en la instalación	Bitácora	Mensual
Límite de Opacidad	Opacidad	20	%	Método 9	Prueba Inicial  Prueba Anual	Informe con el resultado de las pruebas	60 días después de la prueba

43. El equipo de emergencia incluirá las siguientes unidades de emisión:

- a) Un generador de electricidad para emergencias que utiliza diesel (Gen).
- b) Una bomba para combatir incendios de emergencia que utiliza diesel (Fire).

44. Energy Answers deberá instalar un generador de electricidad para emergencias con motor diésel que:

- a) Sea un motor certificado como eficiente en combustible.

- b) Este certificado por el fabricante como un generador con un año de motor del 2010 o más reciente.
- c) Esté certificado por el fabricante por alcanzar los estándares de emisión requeridos por el 40 CFR Parte 89 Subparte B Tabla 1 para motores de compresión ignición que no son de carreteras;
- d) Tenga una capacidad en su placa que no excederá una producción de potencia máxima de 670 *brake horsepower* (BHP)(500 kilovatios o kW).

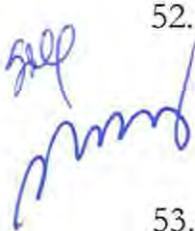
45. Energy Answers instalará una bomba de agua para combatir incendios que:

- 
- a) Sea la bomba más eficiente en combustible certificada por la Asociación Nacional de Protección contra Fuego (NFPA, por sus siglas en inglés) (NFPA-20).
  - b) Este certificada por el fabricante de ser al menos un modelo del año 2010 o más reciente.
  - c) Este certificada por el fabricante por alcanzar los estándares de emisión según requiere el 40 CFR Parte 60 Subparte IIII, Tabla 4.
  - d) Tenga una capacidad en su placa que no excederá una producción de potencia máxima de 335 BHP (250 kW).

46. El generador de electricidad para emergencias (Gen) deberá utilizarse únicamente cuando el servicio de electricidad de la instalación se interrumpa por razones fuera del control de Energy Answers, para verificaciones de mantenimiento y pruebas para probar si está listo (*readiness testing*) en el motor del generador.

47. La bomba para combatir incendios (Fire) deberá utilizarse para combatir incendios cuando no haya electricidad disponible en la instalación y para la operación del motor para mantenimiento, y propósitos de verificar que el motor esté listo, incluyendo según se requiera para las pruebas de seguridad de incendios.

48. Las horas de operación máximas, para el generador de emergencia y la bomba para combatir incendios estará limitada a 500 horas (cada uno) por un total de 12 meses rotativos, según se determine al final de cada mes natural. Las horas anuales permitidas incluirán las horas de pruebas, mantenimiento y de emergencia.

49. La duración de cada evento de mantenimiento y de pruebas del generador de electricidad para emergencias y la bomba para combatir incendios deberán estar limitadas a un máximo de 30 minutos por evento (en cualquier hora) y deberá ocurrir solamente entre las 7:00 a.m. y las 7:00 p.m., de lunes a viernes.
50. Energy Answers deberá instalar y mantener un metro de horas de operación no reajutable o el software equivalente para indicar con precisión el tiempo de operación que ha transcurrido para el generador de electricidad para emergencias y la bomba para combatir incendios.
51. El generador de electricidad para emergencias y la bomba para combatir incendios deberán cumplir con las disposiciones aplicables del 40 CFR Parte 60 Subparte IIII.
52.  Parámetros de la chimenea - El generador de electricidad para emergencias (Gen) y la bomba para combatir incendios (Fire) deberán descargar cada uno a una chimenea individual que se levante a 10 metros con un diámetro interno de la chimenea de 0.152 m.
53. Requisitos de combustible para el equipo de emergencia
- a) El generador de electricidad para emergencias (Gen) y la bomba para combatir incendios (Fire) solo quemarán ULSD.
  - b) El consumo máximo de USLD para el generador de electricidad para emergencias (Gen) no excederá de:
    - i. 32.4 galones/hr; y
    - ii. 16,200 galones, basado en un periodo rotativo total de 12 meses.
  - c) El consumo máximo de USLD para la bomba para combatir incendios (Fire) no excederá de:
    - i. 16.2 galones/hr, y
    - ii. 8,100 galones, basado en un periodo rotativo total de 12 meses.

- d) Energy Answers monitoreará la cantidad de ULSD No. 2 utilizado por el generador de electricidad para emergencias y la bomba para combatir incendios (individualmente).

54. Emisiones de Contaminantes de Aire

- a) Generador de Electricidad de Emergencias (Gen) - Las emisiones del generador para cada contaminante no excederán de:



Contaminante	g/BHP-hr	lb/hr
NO <sub>x</sub>	2.85	4.2
CO	2.6	3.86
VOC	0.15	0.22
PM (solo filtrable)	0.15	0.22
PM <sub>10</sub> (filtrable + condensable)	0.15	0.22
PM <sub>2.5</sub> (filtrable + condensable)	0.15	0.22
SO <sub>2</sub>		0.006
CO <sub>2</sub> e	183 tpa	

- b) Las emisiones de CO<sub>2</sub>e para el generador de electricidad incluirán las emisiones combinadas de CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>O. El límite de toneladas por año estará basado en un total rotativo de 12 meses.

- c) Bomba de agua para combatir incendios (Fire) - Las emisiones de cada contaminante de la bomba de agua para combatir incendios no excederán de:

Contaminante	g/BHP-hr	lb/hr
NO <sub>x</sub>	2.85	2.1
CO	2.6	1.93
VOC	0.15	0.11
PM (solo filtrable)	0.15	0.11
PM <sub>10</sub> (filtrable + condensable)	0.15	0.11
PM <sub>2.5</sub> (filtrable + condensable)	0.15	0.11
SO <sub>2</sub>		0.003
CO <sub>2e</sub>	91.3 tpa	

*Handwritten signature in blue ink.*

- d) Las emisiones de CO<sub>2e</sub> para la bomba contra incendio incluirán las emisiones combinadas de CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>O. El límite de toneladas por año estará basado en un total rotativo de 12 meses.

55. Opacidad - La opacidad de las emisiones de las chimeneas del generador de electricidad para emergencias (Gen) y la bomba de agua para combatir incendios (Fire) no excederá de 20% en cada una, excepto por un periodo de no más de 6 minutos, durante cualquier intervalo de 60 minutos, en el cual la opacidad no excederá de 27%.

56. Cumplimiento con el 40 CFR Parte 63 Subparte ZZZZ.

- a) La bomba de agua para combatir incendios y el generador de electricidad para casos de emergencia cumplirán con todos los requisitos aplicables del 40 CFR Parte 63 Subparte ZZZZ (RICE NESHAP). Los equipos estarán en cumplimiento con esta regulación a partir de la fecha de comienzo de operación. Energy Answers cumplirá con los requisitos de notificación aplicables del 40 CFR §63.6645 y en el 40 CFR Parte 63, subparte A para las fechas especificadas en la regulación.
- b) Los RICE nuevos o reconstruidos de emergencia o de uso limitado con una capacidad menor o igual a 500 hp localizados en una fuente mayor de emisiones de HAPs, el cual también esté sujeto a las regulaciones en el 40 CFR Parte 60 Subparte IIII, deberán cumplir con los requisitos de la Subparte ZZZZ Parte 63 del 40 CFR, cumpliendo con los requisitos del 40 CFR Parte 60 Subparte IIII, para motores de ignición por compresión (Esto aplica a la bomba de agua para combatir incendios) [§63.6590(c) del 40 CFR].
- c) Los RICE nuevos estacionarios de emergencia con una capacidad mayor de 500 BHP, localizados en una fuente mayor de emisiones de HAPs no tiene que cumplir con los requisitos de la subparte ZZZZ y de la Subparte A del 40 CFR Parte 63, excepto por los requisitos de notificación inicial en la §63.6645(f) del 40 CFR. (Esto aplica al generador de electricidad)[§63.6590(b) del 40 CFR]
- d) La sección §63.6640(f) del 40 CFR, incluye las prohibiciones para los equipos de emergencia bajo la subparte ZZZZ. Un equipo que no opere de acuerdo con estos requisitos, no se considerará un equipo de emergencia bajo la Subparte ZZZZ, y tendrá que cumplir con todos los requisitos aplicables para equipos que no son de emergencia.

**Tanques de Almacenaje (Tank 1, Tank 2, Tank 3, Tank 4)**

57. La siguiente tabla resume los requisitos aplicables a los tanques de almacenaje. En caso de haber conflicto entre la información incluida en la tabla y la información incluida en el texto, la información incluida en el texto prevalecerá.

Condición	Parámetro	Valor	Unidades	Método de Prueba	Frecuencia del Método	Requisitos Expedientes	Frecuencia de Informes
Límite de <i>throughput</i> de los tanques de combustible	<i>Throughput</i>	995,304 (Tank 2)	gal/12- meses	Registros	Mensual	Bitácora	Semianual
		16,200 (Tank 3)	gal/12- meses				
		8,100 (Tank 4)	gal/12- meses				
Límite de emisión	NH <sub>3</sub> (Tank 1)	0.674	tpa	Registros	Mensual	Bitácora	Semianual
	VOC (Tank 2, 3 y 4)	70.28	lb/año	Registros	Mensual	Bitácora	Semianual

58. Tanque de Almacenaje de Amoniaco

- a) Energy Answers está autorizado a instalar y operar un tanque de 12,000 galones (Tank 1) para almacenar una solución acuosa de amoniaco que contenga un máximo de 19% de amoniaco por volumen, el cual será utilizado como reactivo para las unidades de RSCR – módulos de Reducción Catalítica Selectiva (SCR). El tanque de almacenaje de amoniaco deberá estar colocado sobre la tierra, tener paredes dobles, no debe estar presurizado y debe estar equipado con una válvula de *emergency relief*, un sistema de recuperación de vapor y sistema de retorno.
- b) El área del tanque de almacenaje de amoniaco deberá estar marcado y asegurado para proteger el tanque de accidentes los cuales pudieran causar una ruptura.
- c) La verificación por audio, olfativo y visual para detectar emisiones de amoniaco deberá hacerse al menos 3 veces por día (i.e., periodo de 24 horas) dentro del área de operación; una verificación deberá hacerse durante las horas de la noche, independientemente de que la instalación esté operando o no durante la noche.
- d) No más tarde de una hora luego de detectar un escape, el tenedor del permiso deberá tomar las siguientes acciones:

*Self*  


- i. Localizar y aislar la fuga.
  - ii. Utilizar un sistema de colección /contención de la fuga para controlar la fuga hasta que se pueda hacer una reparación o un reemplazo.
- e) Dentro de 24 horas luego de detectar un escape, el tenedor del permiso deberá comenzar la reparación o el reemplazo del componente del escape, según sea apropiado. El tenedor del permiso deberá registrar todos los eventos de fugas y las acciones tomadas.
- f) El tenedor del permiso deberá mantener un Plan de Medidas de Prevención y Protección para el tanque de almacenaje de amoniaco y el sistema de distribución de amoniaco al RSCR. Deberá mantener una copia del Plan en la instalación.
- g) Para demostrar cumplimiento con el requisito del 19% de amoniaco por volumen, el tenedor del permiso deberá preparar y mantener un registro que se actualizará diariamente, del contenido de amoniaco en la solución (en porcentaje por volumen y porcentaje por peso) almacenado en el tanque. Deberá mantener la copia de la certificación del suplidor en cada entrega de la solución. Junto con los informes semianuales, deberá enviar copia de las certificaciones del suplidor de la solución almacenada. Deberá mantener estos registros y datos disponibles para la inspección de la JCA.<sup>10</sup>

*Handwritten signature in blue ink.*

### Tanques de almacenaje de combustible destilado núm. 2

59. Energy Answers está autorizado a construir los siguientes tanques de combustible núm. 2 sobre el suelo:
- a) Tanque de 50,000 galones (Tank 2), tanque vertical de techo fijo para el calentamiento de las UCDM, apagado y periodos de mantenimiento de temperatura y unidades de RCSR, con un volumen neto procesado que no excederá de 995,304 galones por un periodo total de 12 meses rotativo.
  - b) Tanque de 2,000 galones (Tank 3), techo fijo horizontal para el generador de emergencias, con un volumen a manejar neto que no excederá de 16,200 galones por un total de 12 meses rotativo.

<sup>10</sup> Esta condición es consistente con la condición VII.E.1.a. del permiso PSD del 10 de abril de 2014.

- c) Tanque de 500 galones (Tank 4), techo fijo horizontal para la bomba para combatir incendios, con un volumen manejado neto que no excederá de 8,100 galones por un periodo rotativo total de 12 meses.
- d) Los tanques de almacenaje serán operados y se mantendrán según indicaciones del fabricante para prevenir y minimizar emisiones. Se mantendrá en la instalación una copia del manual del fabricante para cada tanque.
- e) Deberá mantener registros fácilmente accesibles que muestra la dimensión de cada tanque junto con un análisis que muestra la capacidad de cada tanque de almacenamiento. Este registro estará disponible para inspección por el personal técnico de la Junta.

60. Emisiones de Contaminantes de Aire

- 500*
- a) Las emisiones de amoniaco y de compuestos orgánicos volátiles generados por el almacenaje y transferencia de la solución acuosa de amoniaco y aceite destilado núm. 2 proveniente de los tanques y hacia los tanques no excederán los siguientes límites:
    - i. 0.674 tpa para las emisiones de NH<sub>3</sub> (basados en un total de 12 meses rotativo).
    - ii. 70.28 lb/año para las emisiones de VOC (para todos los tanques de almacenaje de aceite combustible destilado combinado)(basado en un total rotativo de 12 meses).

Torre de Enfriamiento (Cooling Tower; 4 celdas; Cool 1 al 4)

61. La siguiente tabla resume los requisitos aplicables al sistema de la torre de enfriamiento. En caso de haber conflicto entre la información incluida en la tabla y la información incluida en el texto, la información incluida en el texto prevalecerá.

Condición	Parámetro	Valor	Unidades	Método de Prueba	Frecuencia del Método	Requisitos Expedientes	Frecuencia de Informes
Límite del Flujo de Agua circulante	Flujo de agua	65,150	Gpm	CMS	Continuo	Bitácora	Semianual

Condición	Parámetro	Valor	Unidades	Método de Prueba	Frecuencia del Método	Requisitos Expedientes	Frecuencia de Informes
Eliminador de arrastre	Pérdida del flujo de agua circulante	0.0005	%	HIBK	Prueba Inicial	Resultado de las Pruebas	60 días después de la prueba
Límite del contenido de TDS	TDS	16,100	Ppmw	EPA 160.3	Mensual	Registros	Semianual
Límite de emisiones de PM	PM	2.48	lb/hr	Cálculos	Mensual	Registros	Semianual
Límite de emisiones de PM <sub>10</sub>	PM <sub>10</sub>	1.30	lb/hr	Cálculos	Mensual	Registros	Semianual
Límite de emisiones de PM <sub>2.5</sub>	PM <sub>10</sub>	0.005	lb/hr	Cálculos	Mensual	Registros	Semianual

62. Energy Answers instalará y operará un sistema de torre de enfriamiento húmeda de tiro mecánico de 4 celdas, 56 pies de altura, equipada con eliminadores de arrastre de alta eficiencia.
63. La torre de enfriamiento deberá mostrar una etiqueta de identificación o una placa del fabricante, la cual identifique el número aplicable de modelo, número de serie y fabricante. La etiqueta de identificación o la placa del fabricante deberá estar pegada permanentemente a la torre de enfriamiento en una localización conspicua (visible).
64. La tasa del flujo de agua circulante total máxima no excederá de 65,150 galones por minuto (gpm), ó 93.8 E06 galones por día de agua.
65. El contenido de sólidos disueltos totales (TDS, por sus siglas en inglés) del agua circulante de la torre de enfriamiento no excederá de 16,100 ppm por peso (ppmw, en inglés).
66. Energy Answers deberá:
- Monitorear continuamente la tasa de flujo del agua circulante; y
  - Utilizar, en una base mensual, el Método de EPA 160.3 para medir y registrar el contenido de TDS en el agua circulante.

67. El uso de químicos de tratamiento con base de cromo en el agua de la torre de enfriamiento está prohibido.
68. Previo a la operación inicial de la torre de enfriamiento, Energy Answers deberá hacer que el representante de campo del vendedor de la torre de enfriamiento inspeccione el eliminador de arrastre de la torre de enfriamiento y que certifique que la instalación se realizó en una manera satisfactoria.
69. Energy Answers deberá operar y mantener la torre de enfriamiento de acuerdo con el plan de operación y mantenimiento del manufacturero. Este plan deberá mantenerse en la instalación y deberá estar disponible a solicitud del personal de la EPA y de la JCA.
70. Al menos una vez por turno, Energy Answers deberá inspeccionar la torre de enfriamiento, al igual que el eliminador de arrastre de la torre de enfriamiento para asegurarse de que se corrija cualquier daño a los eliminadores de arrastre o la torre de enfriamiento. Esta inspección deberá incluir una inspección de la integridad de los sellos entre los eliminadores de arrastre y la torre de enfriamiento.
71. Al menos una vez por año natural, Energy Answers deberá conducir una inspección completa de la torre de enfriamiento y del eliminador de arrastre. La inspección será conducida utilizando un inspector con experiencia reconocida en el campo de eliminadores de arrastre de torres de enfriamiento de tiro mecánico.
72. Equipo de Control de Contaminación - Energy Answers instalará y operará continuamente y mantendrá un eliminador de arrastre diseñado para limitar la pérdida de flujo de agua circulante a 0.0005%.
73. Emisiones de Contaminantes de Aire del sistema de la torre de enfriamiento
- a) Las emisiones de PM no excederán de 2.48 lb/hr (basado en un promedio rotativo diario de 24 horas).
  - b) Las emisiones de PM<sub>10</sub> no excederán de 1.30 lb/hr (basado en un promedio rotativo diario de 24 horas).
  - c) Las emisiones de PM<sub>2.5</sub> no excederán de 0.005 lb/hr (basado en un promedio rotativo diario de 24 horas).

### Fuentes de Emisión Fugitivas de Particulado

74. La siguiente tabla resume los requisitos aplicables a las fuentes de emisiones fugitivas de particulado. En caso de haber conflicto entre la información incluida en la tabla y la información incluida en el texto, la información incluida en el texto prevalecerá.

Condición	Parámetro	Valor	Unidades	Método de Prueba	Frecuencia del Método	Requisitos Expedientes	Frecuencia de Informes
Límite de emisión de PM	PM	7.06	Tpa	Registros	Mensual	Bitácora	Semianual
Límite de emisión de PM <sub>10</sub>	PM <sub>10</sub>	1.41	Tpa	Registros	Mensual	Bitácora	Semianual
Límite de emisión de PM <sub>2.5</sub>	PM <sub>2.5</sub>	0.35	Tpa	Registros	Mensual	Bitácora	Semianual

75. Las medidas de control para minimizar las emisiones fugitivas de particulado provenientes de las carreteras y las áreas de estacionamiento, deberán incluir, pero sin limitarse, a lo siguiente:

- 
- a) Pavimentar todas las carreteras de la instalación y las áreas de estacionamiento. Todas las demás áreas de la instalación deberán estar ajardinadas, hasta lo más posible, usando grama, arbustos y árboles.
  - b) Tratar las carreteras pavimentadas, áreas de estacionamiento, exterior e interior de los edificios y otras áreas, según sea necesario, barriendo, utilizando aspiradora, y/o humedeciendo con agua con una frecuencia de tratamiento suficiente para minimizar emisiones fugitivas de polvo al máximo posible.
  - c) Energy Answers deberá realizar inspecciones diarias de cada segmento de la carretera y áreas de estacionamiento para determinar la necesidad de implementar medidas de control de polvo fugitivo. Estas inspecciones se realizarán durante condiciones de tráfico normales representativas.

76. Todos los vehículos de entrega, incluyendo pero sin limitarse a vehículos de MSW, combustibles suplementarios (según se definen en este permiso), cal, carbón, y agentes acondicionadores de ceniza fina suspendida deberán estar cerrados o cubiertos.

77. Todos los vehículos de entrega de MSW y combustibles suplementarios deberán descargar exclusivamente en edificios cerrados.
78. Todos los vehículos que salgan de la instalación que sean utilizados para transportar materiales que estén propensos a ser transportados por el aire deberán estar cerrados o cubiertos.
79. Todas las actividades de descarga, almacenamiento, procesamiento, trituración, y de mezclado del MSW, combustibles suplementarios, y ceniza de lecho se harán en edificios cerrados.
80. Para prevenir emisiones fugitivas de particulado provenientes de la descarga, almacenaje, procesamiento, edificios mezclado de MSW y combustibles suplementarios, Energy Answers mantendrá estos edificios bajo presión negativa cuando una o ambas calderas estén funcionando. La presión negativa se mantendrá al extraer continuamente el aire de descarga de estos edificios hacia las unidades de combustión de desperdicios municipales como aire de combustión. Durante los tiempos en que ambas calderas estén apagadas, para prevenir emisiones fugitivas provenientes de la descarga, almacenaje, procesamiento y los edificios de MSW y combustibles suplementarios, el aire de salida de estos edificios será ventilado hacia colectores de polvo. Energy Answers deberá garantizar que no se perciban olores objetables fuera del área designada para propósitos industriales, conforme con la Regla 420 del RCCA.
81. Energy Answers deberá asegurarse de que las puertas de todos los edificios de procesamiento (incluyendo el edificio de los UCDM) permanezcan cerradas hasta lo más posible haciendo uso de buen diseño de ingeniería.
82. Energy Answers deberá realizar lo siguiente:
  - a) Verificar diariamente para detectar emisiones fugitivas visibles de las ventanas, puertas y monitores de techo de los edificios de procesamiento (incluyendo el edificio de las UCDM).
  - b) Inspección semanal de todos los edificios de procesamiento para asegurarse de que:

- i. Todas las puertas de acceso que sean capaces de estar cerradas que estén cerradas; y
- ii. Para los edificios de procesamiento de MSW y combustibles suplementarios, la dirección del aire de cada abertura de tiro natural esté hacia adentro, según demuestran los aparatos de monitoreo de flujo.

83. Según se requiera en otras partes de este permiso, todas las correas transportadoras deberán estar encerradas, y todos los filtros de tela deberán estar operando en todo momento según prescrito por el fabricante.
84. Las emisiones de particulado que resulten de los procesos de acondicionamiento de la ceniza fina suspendida deberán estar controlados por filtros de tela, y la ceniza fina suspendida acondicionada deberá almacenarse en un espacio de almacenaje cerrado.
85. Si se observan emisiones visibles como resultado de las inspecciones arriba mencionadas, Energy Answers deberá tomar acciones correctivas tan pronto sea posible, para minimizar y eliminar las emisiones visibles.
86. A pesar de las medidas de control para emisiones fugitivas de particulado especificadas en este permiso, Energy Answers podrá emplear medidas adicionales para prevenir que emisiones fugitivas de particulados lleguen al aire y cause la descarga de emisiones visibles fugitivas de particulado más allá de la propiedad.
87. Emisiones de Contaminantes de Aire de las Fuentes Fugitivas de Particulado
- a) Las emisiones fugitivas de PM no excederán de 7.06 ton/año (basado en un total rotativo de 12 meses).
  - b) Las emisiones fugitivas de PM<sub>10</sub> no excederán de 1.41 ton/año (basado en un total rotativo de 12 meses).
88. Las emisiones de polvo fugitivo de PM<sub>2.5</sub> no excederán de 0.35 ton/año (basado en un total rotativo de 12 meses).

89. **Cumplimiento con el 40 CFR Parte 60 Subparte Eb – Incineradores Grandes de Desperdicios Municipales cuya construcción comenzó luego del 20 de septiembre de 1994.**

- 
- a) Las dos UCDM de la instalación están sujetas a los requisitos incluidos en la Parte.60 Subparte Eb del 40 CFR, ya que tienen una capacidad de combustión mayor a 250 toneladas por día de desperdicios sólidos municipales. [§60.50b(a) del 40 CFR]
  - b) Este permiso incluye límites de emisión para múltiples parámetros entre los cuales se encuentra PM, opacidad, cadmio, plomo, mercurio, SO<sub>2</sub>, HCl, D/F, NO<sub>x</sub>, y CO, los cuales están basados en la mejor tecnología de control disponible (BACT), y son iguales o más estrictos que los límites de emisión para estos mismos contaminantes incluidos en la Subparte Eb. El cumplimiento con los límites de emisión incluidos en este permiso para estos contaminantes se considerará en cumplimiento con los límites de emisión de la Subparte Eb.
  - c) Prácticas de operación para las UCDM – Las UCDM no podrán operar a un nivel de carga mayor de 110% de la carga máxima demostrada de la UCDM, según se define en la §60.51b del 40 CFR, excepto como se especifica en las secciones §60.53b(b)(i) y (ii) del 40 CFR. El tiempo para promediar se especifica bajo la sección §60.58b(i). [§60.53b(b) del 40 CFR]
  - d) La temperatura, medida a la entrada del equipo de control de particulado, no excederá los 17°C sobre la temperatura máxima demostrada del equipo de control de PM, según se define en la §60.51b del 40 CFR, excepto como se especifica en §60.53b(c)(i) y (c)(2) del 40 CFR.
  - e) Estándares para el adiestramiento y la certificación de los operadores de UCDM. – Energy Answers deberá cumplir con todos los requisitos aplicables para el adiestramiento y la certificación de operadores de UCDM incluidos en el 40 CFR §60.54b.
  - f) Requisitos de localización (*siting*), §60.57b del 40 CFR.
    - i. Como parte de la distribución del análisis de localización requerido bajo el párrafo (b)(3) del 40 CFR §60.57b, Energy Answers hará

disponible al público el borrador final del Plan de Separación de Materiales requerido bajo la 60.57b(a)(5) del 40 CFR, según se especifica en la §60.57b(b)(3) del 40 CFR.

- 
- ii. Como parte de la reunión pública del análisis de localización requerido bajo la §60.57b(b)(4) del 40 CFR, Energy Answers atenderá las preguntas concernientes al borrador final del plan de separación de materiales, requerido por la §60.57b(a)(5), incluyendo una discusión de cómo el borrador final del Plan de Separación de Materiales ha cambiado del borrador preliminar del Plan de Separación de Materiales, que fue discutido en la primera reunión requerida por la §60.57b(a)(2) del 40 CFR.
  - iii. Si Energy Answers recibe comentarios al borrador final del Plan de Separación de Materiales durante la reunión pública, Energy Answers responderá a los comentarios en el documento preparado de acuerdo con la §60.57b(b)(5) del 40 CFR.
  - iv. Energy Answers preparará un Plan Final de Separación de Materiales como parte de la notificación inicial de construcción.
  - v. Energy Answers preparará un análisis de localización de acuerdo con las secciones 60.57b(b)(1) y (2) del 40 CFR y cumplirá con los requisitos de las secciones 60.57b(b)(3) hasta el (b)(7) del 40 CFR.

g) Cumplimiento y Pruebas, 40 CFR §60.58b.

- i. Para la UCDM, Energy Answers cumplirá con los requisitos de cumplimiento y pruebas del 40 CFR §60.58b.
- ii. Los límites de emisión incluidos en este permiso, los cuales están basados en la mejor tecnología de control disponible aplicarán en todo momento, incluyendo periodos de inicio, apagado y malfuncionamiento.
- iii. Para propósitos de la Subparte Eb, el periodo de inicio comienza cuando la instalación afectada empiece la quema continua de MSW y no incluye ningún periodo de calentamiento en el cual la instalación

afectada está quemando combustible fósil u otro combustible sólido no municipal, y no se está alimentando MSW a la unidad.

- iv. La quema continua significa la quema continua, semi-continua, o por tandas del MSW para propósitos de disponer de desperdicios, producción de energía o para proveer calor al sistema de combustión en preparación de disposición de desperdicios o producción de energía. El uso de MSW con el único propósito de proveer protección térmica a la rejilla o al *hearth* durante el periodo de inicio cuando no se está alimentando MSW a la rejilla no se considera quema continua.
- v. Para propósitos de cumplir con el límite de emisión de CO, si la pérdida de control del nivel de agua de la caldera (falla en los tubos del *waterwall* de la caldera) o una pérdida en el control del aire de combustión (por ejemplo, pérdida del abanico de aire de combustión, abanico de tiro inducido, falla en la rejilla de combustión) se determina que es un malfuncionamiento, la duración del periodo de malfuncionamiento estará limitado a 15 horas por ocurrencia.
- h) Energy Answers cumplirá con los requisitos de pruebas e informes aplicables de la sección 60.59b del 40 CFR.

90. **Cumplimiento con el 40 CFR Parte 60 Subparte Da**

- a) Las UCDM están afectadas por el 40 CFR Parte 60 Subparte Da ya que son unidades de generación de vapor de utilidades con una capacidad de quema mayor de 250 MMBtu/hr (entrada de calor) de combustible fósil.
- b) Los límites de emisión incluidos en este permiso están basados en la Mejor Tecnología de Control Disponible, por lo que son más estrictos que los límites de emisión incluidos en la subparte Da. Energy Answers demostrará cumplimiento con los límites de emisión para PM, SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> de la subparte Da, cumpliendo con los límites de emisión incluidos en la condición 22 de la sección IV.B. de este permiso.
- c) Los límites de emisión utilizados para demostrar cumplimiento con este permiso aplicarán en todo momento, incluyendo periodos de inicio, apagado y malfuncionamientos.

- d) Energy Answers cumplirá con los todos los requisitos aplicables de monitoreo de la §60.49Da del 40 CFR, y con los requisitos de procedimientos de determinación de cumplimiento y métodos de la §60.50Da, del 40 CFR.
  - i. Debido a que las limitaciones de emisiones de materia particulada de la Subparte Da aplicables a Energy Answers están basadas en el *output*, Energy Answers deberá instalar, certificar, operar y mantener un CEMS para medir las emisiones de materia particulada de acuerdo con los requisitos de la §60.49Da(v) del 40 CFR. [40CFR §60.49Da(t)]
- e) Energy Answers cumplirá con los requisitos aplicables de informes y de mantenimiento de registros de las secciones 60.51Da y 60.52Da del 40 CFR.

91. **Requisitos de monitoreo para los equipos de control de contaminación de aire.**

- a) Energy Answers instalará, calibrará, operará y mantendrá continuamente, aparatos para medir y almacenar los siguientes parámetros de los equipos de control de contaminación de aire:
  - i. Caída en presión (pulgadas de columna de agua), para el sistema de inyección de carbón, lavador de gases seco circulante Turbosorp (Caldera 1 y caldera 2) y filtros de tela (Caldera 1, Caldera 2, Trans 2, Trans 2, Ash, Silo 1, Silo 2 y Silo 4).
  - ii. Tasa másica de alimentación de carbón activado (lb/hr) (para cada sistema de inyección de carbón activado), tasa de flujo de inyección de cal (lb/hr) (Para cada sistema de lavador de gases seco circulante Turbosorp), y tasa de flujo de inyección de amoníaco (galones/hora) (para cada módulo RSCR-SCR) (Caldera 1 y Caldera 2).
  - iii. Temperatura del gas de combustión (flue gas) (°F) a la entrada de los filtros de tela de las UCDM (Caldera 1 y Caldera 2). La temperatura será calculada en promedios aritméticos de bloques de 4 horas.
  - iv. Temperatura del gas de combustión (°F) en la entrada y la salida de cada unidad de RSCR.

- v. Temperatura del gas de combustión (°F) en la salida de cada sistema de lavador de gases seco circulante Turbosorp (Caldera 1 y Caldera 2).
  - vi. Sistema de detección de fugas de las bolsas para cada filtro de tela. Este sistema deberá ser calibrado de acuerdo a las recomendaciones del fabricante. Una alarma auditiva deberá ser instalada para que suene cuando el nivel de emisiones programado se exceda (Caldera 1, Caldera 2, Trans 1, Trans 2, Ash, Silo 1, Silo 2 y Silo 4).
- b) La tasa máxima de inyección de amoníaco requerida para alcanzar los límites de emisiones de NO<sub>x</sub> y del amoníaco sin reaccionar especificados en este permiso serán determinados durante las pruebas de funcionamiento y serán sometidos a la EPA y a la JCA, y si se aprueban, serán condición de este permiso. Para esto, deberá solicitar una revisión a este permiso, dentro de los 30 días subsiguientes a la aprobación por parte de la EPA y/o JCA de la tasa máxima de inyección de amoníaco, siguiendo los procedimientos de la Regla 203 del RCCA. Una vez la tasa máxima de inyección de amoníaco se convierta en una condición de permiso, esta no podrá excederse.



92. **Requisitos de Pruebas de Funcionamiento**

- a) **Pruebas de Funcionamiento Iniciales y Subsiguientes**
  - i. Las Pruebas de Funcionamiento Inicial deberán conducirse dentro de 60 días luego de alcanzar la tasa máxima de producción, pero no más tarde de 180 días del comienzo inicial de operaciones de cada unidad de emisión según se define en el 40 CFR sección 60.2, y en cualquier otro momento, según especifique la EPA o la JCA.
  - ii. Al menos 60 días antes de las pruebas, Energy Answers someterá a la EPA, con copia a la JCA, un Plan de Certeza de Calidad del Proyecto (*Quality Assurance Project Plan, o QAPP*), detallando los métodos y procedimientos que se utilizarán durante las pruebas de funcionamiento. Un QAPP que no cuente con la aprobación de la EPA puede ser base para invalidar cualquier prueba y requerir realizar las pruebas nuevamente.

- iii. Por lo menos 30 días antes de realizar cada prueba, Energy Answers deberá someter a la JCA un protocolo de muestreo detallando el equipo de muestreo, procedimientos y las medidas de certeza de calidad a ser utilizadas. Un protocolo de muestreo que no cuente con la aprobación de la JCA podría ser base para invalidar cualquier prueba y requerir realizar la prueba nuevamente. El protocolo contendrá como mínimo, la información requerida por la Regla 106(c) del RCCA.
- iv. Deberá notificar sobre la fecha y hora en que se realizará el muestreo de tal manera que un observador de la EPA y uno de la JCA esté presente durante las pruebas. La notificación de las pruebas de chimenea se hará a la EPA y a la JCA al menos 30 días antes de realizar las pruebas.
- v. Para propósitos de las pruebas de funcionamiento, las portezuelas de muestreo, plataformas y acceso serán provistas por Energy Answers en el tubo de escape o chimeneas de las unidades de emisión, según aplique, de acuerdo con el 40 CFR sección 60.8(e).
- vi. Las pruebas de funcionamiento se conducirán bajo tales condiciones que aseguren un funcionamiento representativo de cada unidad de emisión. La operación durante periodos de comienzo de operaciones, calentamiento, apagado y malfuncionamiento no constituirán condiciones representativas para propósitos de una prueba de funcionamiento.
- vii. Todas las pruebas de funcionamiento requeridas para las UCDM (Caldera 1 y Caldera 2) se conducirán a 500 MMBtu/hr y 550 MMBtu/hr.
- viii. Las tres corridas de pruebas se conducirán para cada condición de carga y el cumplimiento con cada modo de operación se basará en la tasa promedio de emisión de estas corridas. Excepto si se indica otra cosa, el tiempo mínimo de muestreo para cada corrida será de una hora. Para las emisiones de D/F, el tiempo mínimo de muestreo será de 4 horas por corrida de prueba.



ix. Las siguientes pruebas de funcionamiento cumplirán con todos los procedimientos aplicables y métodos especificados en el 40 CFR sección 60.58b:

- 1) Emisiones de NO<sub>x</sub>, CO, SO<sub>2</sub> (incluyendo SO<sub>2</sub> como un sustituto de gases ácidos UCDM), PM (incluyendo PM como un sustituto para metales de UCDM, HCl, D/F, Hg, Cd, Pb, CO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>, y opacidad requeridas para la Caldera 1 y Caldera 2, y
- 2) Las emisiones visibles de la ceniza de combustión requeridas a los sistemas de transporte (incluyendo puntos de transferencia de las correas transportadoras) y provenientes de los edificios y encerramientos de los sistemas de transporte de cenizas de las unidades de emisión del sistema de manejo de cenizas (Trans 1, Trans 2, Ash y Silo 4)

x. Energy Answers conducirá pruebas de funcionamiento iniciales (según se describe en el 40 CFR sección 60.8) como sigue:

- 1) Para PM (incluyendo PM como un sustituto de metales UCDM), PM<sub>10</sub>, PM<sub>2.5</sub>, NO<sub>x</sub>, CO, VOC, SO<sub>2</sub> (incluyendo SO<sub>2</sub> como sustituto de gases ácidos de UCDM), D/F, HCl, H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>, HF, NH<sub>3</sub>, O<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> total (biogénico + no-biogénico) que resultan de la Caldera 1 y la Caldera 2.
- 2) Para la pérdida por arrastre de las celdas de la torre de enfriamiento (Cool 1 al 4).
- 3) Para el valor calórico (e.g. contenido calórico) del RDF y WDF.
- 4) Para la opacidad de emisiones que resultan de cada una de las siguientes unidades de emisión: Caldera 1 y Caldera 2, tubos de escape de los filtros de tela de las unidades Trans 1, Trans 2, Ash, Silo 1, Silo 2, Silo 4, Gen y Fire.
- 5) No más tarde de 30 días luego de cualquier excedencia en los límites de emisiones de opacidad especificados en este permiso desde cualquier unidad de emisión del sistema de manejo de



cenizas (Trans 1, Trans 2, Ash y Silo 4), Energy Answers conducirá pruebas de funcionamiento para PM, PM<sub>10</sub>, PM<sub>2.5</sub> siguiendo los procedimientos de pruebas especificados en este permiso.

- 
- 6) Para las emisiones visibles de la ceniza de combustión que resulta de los sistemas de transporte (incluyendo puntos de transferencia de los transportes) y provenientes de los edificios y sistemas de encerramiento de los sistemas de transportes de ceniza de las unidades de emisión del sistema de manejo de cenizas: Trans 1, Trans 2, Ash y Silo 4.
  - 7) Energy Answers conducirá una prueba inicial para emisiones de metales incluyendo mercurio, níquel, arsénico, cadmio, plomo, berilio, zinc, cromo, PAH y PCB provenientes de las emisiones de las Caldera 1 y Caldera 2.

xi. Luego de la fecha de las pruebas de funcionamiento inicial, Energy Answers conducirá pruebas de funcionamiento según se describe a continuación:

- 1) Basado en un año natural (según se describe en el 40 CFR sección 60.55b):
  - a. Para las emisiones de PM (incluyendo PM como sustituto de metales de UCDM) PM<sub>10</sub>, PM<sub>2.5</sub>, y D/F (Caldera 1 y Caldera 2).
- 2) Sobre una base anual (según se describe en el 40 CFR sección 60.55b):
  - a. Para las emisiones de VOC, HCl<sup>11</sup>, H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>, HF, O<sub>2</sub> y NH<sub>3</sub> (Caldera 1 y Caldera 2).
  - b. Para la pérdida por arrastre de las celdas de la torre de enfriamiento (Cool 1 hasta el Cool 4).

---

<sup>11</sup> Energy Answers podrá optar por no realizar las pruebas anuales de funcionamiento para HCl una vez el CEMS de HCl esté en funcionamiento.

- c. Para las emisiones de opacidad provenientes de cada una de las siguientes unidades de emisión: Caldera 1, Caldera 2, chimeneas de las unidades Trans 1, Trans 2, Ash, Silo 1, Silo 2, Silo 4, Gen y Fire.
- 3) Sobre la base de un trimestre natural:
- a. Para el valor calórico (por ej. contenido calórico) del RDF y WDF.
  - b. Para emisiones de D/F (Caldera 1 y Caldera 2).
    - i. La prueba de funcionamiento de D/F deberá realizarse trimestralmente en cada unidad de combustión por los primeros tres años de operación. La reducción en la frecuencia de las pruebas de funcionamiento para D/F, de una vez por trimestre natural, a una vez por año natural, podrá autorizarse por la EPA y la JCA, a su discreción, siempre y cuando cada una de las 12 pruebas trimestrales de funcionamiento a través del primer periodo de tres años indiquen que las emisiones de D/F son iguales o menores de 7 nanogramos (ng)/dscm @ 7% O<sub>2</sub>). En el evento en que cualquiera de las pruebas de funcionamiento anuales (año natural) subsiguientes (si se autoriza por la EPA y la JCA) indican que las emisiones de D/F exceden de 7 ng/dscm @7% O<sub>2</sub>, Energy Answers deberá volver al requisito de pruebas de funcionamiento trimestrales.
  - d. Para las emisiones de Hg (Caldera 1 y Caldera 2)
    - i. El tenedor del permiso realizará pruebas de funcionamiento trimestrales para Hg en cada caldera si demuestra a la JCA que los CEMS de Hg no pudieron ser operados adecuadamente, o si



tiene dificultades con su certificación. Una vez que la JCA evalúe los resultados de estas pruebas, los mismos podrán utilizarse, de ser necesario, para solicitar ajustes en el límite de emisión de Hg de 12  $\mu\text{g}/\text{dscm}$ , establecido en este permiso, el cual estará en vigencia a partir de 30 meses del comienzo de operación de las calderas. Las pruebas de funcionamiento subsiguientes no serán requeridas una vez los CEMS estén en operación, de acuerdo con los requisitos del 60.58b(n) del 40 CFR.

- ii. La Junta se reserva el derecho de solicitar pruebas adicionales o con más frecuencia para determinar cumplimiento con el límite de emisión de mercurio.

4) Mensualmente:

- a. Para las emisiones visibles de la ceniza de combustión (incluyendo puntos de transferencia del transporte) y de los edificios y encerramientos de los sistemas de transporte de ceniza de las unidades de emisión del Sistema de Manejo de Cenizas: Trans 1, Trans 2, Ash y Silo 4.

5) Anualmente (Para contaminantes que no están sujetos al 40 CFR Parte 60, Subparte Eb)

- a. Para las emisiones de Ni, As, Be, Zn, Cr, PAH y PCB (Caldera 1 y Caldera 2). Luego de realizar la tercera prueba (incluyendo la prueba inicial), Energy Answers podrá solicitar una disminución en la frecuencia de las pruebas, sujeto a revisión de los resultados de las pruebas de funcionamiento por parte de la JCA. Luego de aprobada una disminución en la frecuencia de las pruebas para estos contaminantes, si los resultados de

cualquier prueba demuestran que los límites de emisión no cumplen para estos contaminantes, el tenedor del permiso volverá a hacer las pruebas de forma anual, y estará sujeto a sanciones y penalidades de acuerdo con las leyes y reglamentos aplicables. Luego de demostrar cumplimiento con los límites por tres años consecutivos, el tenedor del permiso podrá solicitar nuevamente la disminución en la frecuencia de las pruebas.

- xii. Se podrán requerir pruebas adicionales a discreción de la EPA o de la JCA para uno o todos los contaminantes de aire especificados en este permiso.

*see*  
*mm* b) Métodos de pruebas

- i. Energy Answers utilizará los siguientes métodos de pruebas o un método de prueba aplicable al momento de realizar la prueba y detallado en un protocolo de prueba aprobado por la EPA y la JCA:

Contaminante	Método de Prueba
NO <sub>x</sub> y SO <sub>2</sub> (incluyendo SO <sub>2</sub> como sustituto de gases ácidos de UCDM)	EPA 19
CO	EPA 10, 10A ó 10B
PM (incluyendo PM como sustituto para metales de UCDM)	EPA 5
PM <sub>10</sub> y PM <sub>2.5</sub>	EPA 201 ó 201A, y 202
VOC	EPA 25A
HCl	EPA 26 ó 26A
D/F	EPA 23

*Handwritten signature*

Contaminante	Método de Prueba
HF	EPA 13A ó 13B
H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	EPA 8
NH <sub>3</sub>	EPA Método de Prueba condicional 027
Hg, Cd, Cr y Pb	EPA 29 ó ASTM D6784-02
Ni, As, Be y Zn	EPA 29
O <sub>2</sub> y CO <sub>2</sub> total (biogénico y no-biogénico)	EPA 3, 3A ó 3B
Determinación visual de opacidad para cada una de las siguientes unidades de emisión: Caldera 1, Caldera 2, chimenea de los filtros de tela de Trans 1, Trans 2, Ash, Silo 1, Silo 2 y Silo 4, Gen y Fire	EPA Método 9
Determinación visual de emisiones visibles de la ceniza de combustión (Trans 1, Trans 2, Ash, Silo 4)	EPA Método 22
Pérdida por arrastre de las celdas de la torre de enfriamiento	Sistema de muestreo isocinético con el método <i>heated backpack style</i> (HBIK) <sup>12</sup> para confirmar la pérdida por arrastre especificada de 0.0005%.
Valor calorífico del RDF y WDF	<i>ASME Test Code 34-2007</i> o equivalente aprobado.

<sup>12</sup> Para confirmar la pérdida por arrastre.

- c) Informe con el Resultado de las Pruebas
- i. Luego de completar las pruebas de emisión y dentro de los primeros sesenta (60) días de finalizarlas, Energy Answers deberá someter a la JCA dos (2) copias del informe del muestreo de emisiones. El informe del muestreo debe incluir pero, sin limitarse, a lo siguiente:
- 1) Un resumen de las razones de emisión, razón de muestreo isocinético, nivel operacional y cualquier otro proceso relevante, combustible o parámetros de los equipos de control monitoreados durante la prueba.
  - 2) Cualquier dato de campo recogido, incluyendo copias legibles de las hojas de campo (con datos crudos) y cualquier transcripción de datos de computadora que sea relevante.
  - 3) Todo dato de laboratorio, incluyendo las muestras de control (blancos), pesajes, datos de calibración muestras de control de calidad y resultados de los análisis.
  - 4) Todos los cálculos realizados para la determinación de la razón de emisión, razón de proceso y cualquier otro dato relevante a los resultados de las pruebas, cumplimiento, etc.

93. **Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones/Opacidad**

- a) Antes de la fecha de las pruebas de funcionamiento inicial y posterior a ello, Energy Answers instalará, calibrará, mantendrá y operará los siguientes sistemas de monitoreo continuo para cada UCDM (Caldera 1 y Caldera 2):
- i. Sistema de monitoreo continuo de emisiones (CEMS) para medir el NO<sub>x</sub> (medido como NO<sub>2</sub>) y el CO en los gases de la chimenea.
  - ii. CEMS para medir SO<sub>2</sub> en los gases de la chimenea, y SO<sub>2</sub> en la entrada del lavador de gases seco circulante Turbosorp.

- iii. CEMS para medir las emisiones de CO<sub>2</sub> total (biogénico y no-biogénico) en:
  - 1) la chimenea
  - 2) la entrada del lavador de gases seco circulante Turbosorp
  - 3) cada localización donde se monitoree CO, SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>.
- iv. CEMS para medir O<sub>2</sub> en cada localización donde se monitoree CO, SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>.
- v. Medidores continuos de opacidad (COMS) para medir las emisiones de opacidad en las chimeneas.
- vi. CEMS para medir las emisiones de amoniaco sin reaccionar en los gases de la chimenea.
- vii. CEMS para medir las emisiones de mercurio (Hg) en los gases de cada chimenea de las calderas. El mismo cumplirá con las Especificaciones de Desempeño 12A, incluidas en el Apéndice B de la Parte 60 del 40 CFR (PS-12, Especificaciones y Procedimientos de Pruebas para Sistemas de Monitoreo Continuo de Mercurio en Fase de Vapor para Fuentes Estacionarias) o que haya pasado otras pruebas de verificación avaladas o auspiciadas por la EPA.
- viii. CEMS para medir las emisiones de plomo y cadmio en la chimenea de cada caldera.
  - 1) El tenedor del permiso podrá utilizar analizadores de “*x-ray fluorescent metal*” como CEMS para determinar las emisiones de estos contaminantes peligrosos metálicos. La operación y evaluación de desempeño de estos monitores continuos de Pb y Cd deberá ser desarrollada y establecida en el Plan de Monitoreo de la instalación, el cual deberá ser aprobado por la JCA con la colaboración de la EPA.

- b) En la eventualidad de que la EPA promulgue especificaciones de desempeño (“*performance specifications*”) para CEMS de HCl antes del final del año

*Sal*  
*Amor*

natural 2014, Energy Answers instalará, calibrará, mantendrá y operará un CEMS para medir el HCl en el gas de la chimenea. Antes de utilizar el CEMS para HCl, Energy Answers cumplirá con todos los requisitos de notificación del 40 CFR Parte 60.58b(n). En la eventualidad de que la EPA no promulgue las especificaciones de desempeño para CEMS de HCl antes del final del año natural 2014, Energy Answers deberá conducir pruebas anuales de desempeño de HCl, según requiere la condición 92.a)xi.2.a de este permiso. La instalación del CEMS de HCl no será mandatoria hasta tanto la EPA no emita la certificación de desempeño para HCl en el *Federal Register*.

 c) Los CEMS para CO, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> y el COMS cumplirán con los requisitos del 40 CFR sección 60.58b.

d) Los CEMS de mercurio se mantendrán y operarán de acuerdo con los requisitos del 40 CFR §60.58b(d)(4). Registrarán los resultados del CEMS de acuerdo con los requisitos del 40 CFR §60.58b(n)(O).

e) No menos de 90 días antes de la fecha del comienzo de operaciones de las UCDM, Energy Answers someterá un informe escrito a la EPA sobre un QAPP para la certificación de los CEMS y COMS de cada UCDM.

94. Deberá preparar e implementar un Plan de Operación, Mantenimiento y Monitoreo de los sistemas de control y sistemas de monitoreo continuo de cada una de las fuentes de emisión incluidas en este permiso.

a) Deberá someter el Plan de Operación, Mantenimiento y Monitoreo ante la JCA al menos 90 días antes de la fecha de comienzo de operaciones para revisión y aprobación.

b) El Plan de Operación, Mantenimiento y Monitoreo debe incluir, por lo menos, la siguiente información:

i. Los parámetros y límites operacionales establecidos para los equipos de control y equipos de proceso que serán monitoreados.

- ii. Procedimiento utilizado para el monitoreo de emisiones y el monitoreo de los parámetros de los equipos de control y equipos de proceso de las fuentes de emisión incluidas en este permiso.
- iii. Identificación, ubicación, modelo y nombre del fabricante de los equipos de control y equipos de monitoreo.
- iv. El itinerario del monitoreo de las fuentes de emisión incluidas en este permiso.
- v. Descripción de los métodos, procedimientos y herramientas utilizadas para manejar y almacenar los datos de monitoreo.
- vi. El Plan de Control de Calidad (*Quality Control Plan*) del sistema de monitoreo continuo de opacidad (COMS), del sistema de monitoreo continuo de emisiones (CEMS) y el sistema de monitoreo continuo (CMS) utilizado para demostrar cumplimiento con los límites de emisión establecidos. El Plan de Control de Calidad debe incluir la siguiente información:
  - 1) Procedimiento para realizar las calibraciones.
  - 2) Procedimiento para realizar las auditorías de exactitud (*accuracy audits*).
  - 3) Descripción de los ajustes necesarios y acciones correctivas en los equipos que aseguran el control de calidad de los datos.
- vii. Un itinerario de mantenimiento que sea consistente con las instrucciones y recomendaciones del fabricante para el mantenimiento, a largo y a corto plazo, de los equipos de control y monitoreo de las fuentes de emisión incluidas en este permiso.
- viii. Una lista de los cotejos y revisiones diarias (*daily checks and daily logs*) que se realizan como parte de la operación normal de los equipos de control y monitoreo continuo.



ix. Itinerario, frecuencia y descripción de las auditorías de funcionamiento (*performance audits*).

c) Cualquier modificación al plan requerirá autorización previa del Área de Calidad de Aire de la JCA.

95. Energy Answers conducirá evaluaciones del desempeño del COMS, CEMS y de todos los sistemas de monitoreo continuos requeridos por este permiso a una fecha no más tarde de la prueba de funcionamiento inicial requeridas por este permiso. Estas evaluaciones del desempeño se conducirán de acuerdo con las especificaciones aplicables de la EPA, incluyendo, pero sin limitarse al 40 CFR Parte 60, Apéndice B. Energy Answers notificará a la EPA y a la JCA sobre la fecha en la cual comenzará la demostración del desempeño de los sistemas continuos de monitoreo por lo menos 15 días antes de realizarlas [40 CFR Parte 60.13(c)].

96. Energy Answers someterá a la EPA y a la JCA un informe escrito con los resultados de las pruebas de las especificaciones de desempeño de los monitores en los sistemas de monitoreo dentro de 45 días de completar las pruebas. Los monitores continuos deben cumplir con todos los requisitos de las pruebas de especificaciones de desempeño para que los mismos sean certificados.

97. **Otros requisitos de monitoreo**

a) Determinación de las emisiones actuales de CO<sub>2</sub>e – UCDM y equipos de emergencia

i. Los potenciales de calentamiento global por los gases de efecto de invernadero (GHGs) y los factores de emisión *default* para CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>O utilizados para calcular las emisiones de CO<sub>2</sub>e que resultan de las UCDM, las unidades de RSCR, el generador de electricidad para emergencias que utiliza diesel, y la bomba de agua para combatir incendios de emergencia serán iguales a aquellos que se encuentran en el 40 CFR Parte 98.

ii. Los valores calóricos para el RDF, ASR, PUWW, TDF, aceite combustible destilado núm. 2 y propano utilizados para calcular las emisiones de CO<sub>2</sub>e serán los siguientes:

Combustible	Valor calórico	
	MMBtu/ton	MMBtu/gal
RDF	11.4	
ASR	38.0	
PUWW	15.38	
TDF	26.87	
Aceite destilado núm. 2		0.138
Propano		0.091

iii. Durante operación normal, las emisiones de CO<sub>2</sub>e (el cual incluye CO<sub>2</sub> biogénico y no biogénico) para cada UCDM y su correspondiente unidad de RSCR se determinará como sigue:

*Handwritten signature in blue ink.*

- 1) Las emisiones totales de CO<sub>2</sub> (biogénico + no-biogénico) se medirán utilizando CEMS.
- 2) Las emisiones de CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>O que resultan de las UCDM y la unidad de RSCR se determinarán por cálculos utilizando:
  - a. Tasas de consumo actuales medidas de RDF y WDF para la Caldera 1 y Caldera 2, y aceite destilado núm. 2 y propano para las unidades de RSCR.
  - b. Factores de emisión *default* para CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>O y valores calóricos del combustible especificados en este permiso.
- 3) Las emisiones de CO<sub>2</sub>e se determinarán añadiendo el CO<sub>2</sub> (biogénico y no biogénico) y las emisiones de CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>O.

iv. Durante periodos de calentamiento y apagado, las emisiones de CO<sub>2</sub>e de cada UCDM y su correspondiente unidad de RSCR, mientras quema aceite destilado núm. 2, se determinará como sigue:

- 1) Las emisiones de CO<sub>2</sub> se medirán utilizando CEMS.
- 2) Las emisiones de CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>O se determinarán por cálculos utilizando:

- a. La tasa de consumo actual medida de aceite destilado núm. 2 para cada UCDM y su unidad de RSCR, y propano para la unidad RSCR, y
  - b. factores de emisión *default* de CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>O y valores calóricos del combustible especificados en este permiso.
- 3) Las emisiones de CO<sub>2</sub>e se determinarán añadiendo las emisiones de CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>O.
- v. Las emisiones de CO<sub>2</sub>e para el generador de emergencias (Gen) y la bomba de agua para combatir incendios (Fire) se determinarán separadamente por cálculos basados en:

Self  
mmb

- 1) las tasas de consumo actuales medidas de aceite destilado núm. 2.
- 2) Los factores de emisión de CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>O y los valores calóricos especificados en este permiso.
- 3) Las emisiones de CO<sub>2</sub>e se determinarán añadiendo las emisiones de CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>O.

b) Tanques de Almacenaje

- i. El cumplimiento con los límites de emisión de amoníaco del tanque de almacenaje de amoníaco se determinará por cálculos utilizando los factores de emisión del fabricante del tanque de almacenaje, y asumiendo 365 días de operación por año, y 24 horas/día.
- ii. El cumplimiento con los límites de emisión de VOC del aceite destilado núm. 2 se determinará por cálculos utilizando el programa TANKS 4.09d de la EPA.

c) Torre de Enfriamiento

- i. Energy Answers calculará las emisiones de particulado totales por hora utilizando la siguiente ecuación:

- 1) *Emisiones totales de particulado de la torre de enfriamiento (lb/hora)* = Tasa de flujo de agua total circulante (gpm) × (60 minutos/hora) × Pérdida por arrastre × Densidad del Agua (8.34 lb/gal) ×

Sólidos

*Emisiones totales de particulado de la torre de enfriamiento (lb/hr) =  
Tasa de flujo de agua total circulante (gpm) × (60 minutos / hora) ×  
Pérdida por arrastre × Densidad del agua (8.34 lb / gal) ×  
Sólidos Disueltos Totales (ppmw) × 1 / 1,000,000*

Disueltos Totales (ppmw) × 1 / 1,000,000.

- 2) El flujo de agua total circulante, la pérdida por arrastre, y los sólidos disueltos totales de determinarán según se especifica en este permiso.

- ii. Las emisiones de PM, PM<sub>10</sub> y PM<sub>2.5</sub> serán calculadas utilizando las siguientes presunciones:

- 1) las emisiones de PM no excederán del 94.7% de las emisiones totales de particulado, las emisiones de PM<sub>10</sub> no excederán del 49.8% de las emisiones totales de particulado, y las emisiones de PM<sub>2.5</sub> no excederán de 0.17% de las emisiones totales de particulado.

- d) Fuentes de emisión de particulados fugitivos.

- i. El cumplimiento con los límites de emisión de PM, PM<sub>10</sub> y PM<sub>2.5</sub> fugitivos serán determinados utilizando los factores de emisión, ecuaciones, y presunciones en la Sección 13.2.1 de los Factores de Emisión del AP-42, enero 2011, para carreteras pavimentadas. Estos límites de emisión se determinarán basados en las millas actuales viajadas por los vehículos en la instalación, por día, 365 días de operación por año, y una eficiencia de control de 80% para PM, PM<sub>10</sub> y PM<sub>2.5</sub> al utilizar medidas de supresión de polvo especificadas en este permiso .

- e) Límite del promedio rotativo de 12 meses de la tasa entrada de calor, y tasa de consumo de combustible derivado de residuos

- i. El “límite del promedio rotativo de 12 meses” según se utiliza en este permiso significará el promedio de 12 meses sucesivos naturales de la operación de las UCDM.
- ii. El “promedio rotativo de 12 meses” de la tasa de entrada de calor (MMBtu/hr) significará el promedio MMBtu/hr determinado en la conclusión de cada mes natural al calcular:
  - 1) Para cada unidad de UCDM, la suma de la tasa de entrada de calor de cada hora durante el mes natural (mientras la caldera está operando con RDF o WDF) dividido por el número de horas de operación dentro del mes para obtener un promedio mensual de entrada de calor (MMBtu/hr); y
  - 2) El promedio de la tasa de entrada de calor (MMBtu/hr) del mes actual y los 11 meses sucesivos previos para obtener el promedio rotativo de 12 meses de entrada de calor (MMBtu/hr).



- iii. El “promedio rotativo 12 meses” de la tasa de consumo de RDF (TPD) significará una tasa de consumo promedio determinada en la conclusión de cada mes natural al calcular:
  - 1) para cada UCDM, la suma de toneladas de RDF quemado durante el mes natural, dividido por el número de días dentro del mes para obtener una tasa promedio de consumo mensual de RDF (TPD), y
  - 2) la tasa promedio de consumo de RDF del mes actual y los 11 meses sucesivos previos para obtener la tasa promedio de consumo de RDF (TPD).

- f) Límites del promedio rotativo de 30 días de la tasa de calor (MMBtu/MW-hr) y lb de CO<sub>2</sub>e/lb de vapor
  - i. El límite del “promedio rotativo de 30 días” según se utiliza en este permiso significará el promedio de 30 días sucesivos de operación de las UCDM.

- ii. El término “día de operación” según se utiliza en este permiso, significará cualquier día en que las UCDM quemen RDF o WDF.
- iii. El “promedio rotativo de 30 días” de MMBtu/MWh y lb CO<sub>2</sub>e/lb de vapor se determinará al calcular el promedio aritmético de todos los registros de cada hora de MMBtu/MWh o lb CO<sub>2</sub>e/lb de vapor para el día actual de operación del UCDM y los 29 días de operación previos del UCDM.

#### 98. Requisitos de Registros

- a) Se mantendrán registros y se actualizarán diariamente para registrar lo siguiente:
  - i. Cantidad de RDF, de WDF, y de cada combustible suplementario consumido por las UCDM, en toneladas por día.
  - ii. Cantidad de aceite destilado núm. 2 y propano, para la Caldera 1, Caldera 2, Gen, Fire, y cada unidad RSCR, en galones por día.
  - iii. Número de horas de operación para la Caldera 1 y la Caldera 2.
  - iv. El comienzo, duración y finalización de cada evento de calentamiento, apagado, malfuncionamiento y de exceso de emisiones.
  - v. La razón (propósito) de uso y la cantidad de tiempo (horas por día) en que el generador de electricidad para emergencias, y la bomba de agua para combatir incendios de emergencia estuvieron en operación (i.e., servicio de emergencia, mantenimiento o pruebas).
  - vi. Todas las instancias en que se observaron emisiones visibles desde cualquier unidad de emisión, incluyendo las fuentes de emisión de particulado fugitivo, y las acciones correctivas que se tomaron.
  - vii. Tipo y cantidad de químicos de tratamiento de agua utilizados en la torre de enfriamiento en una base mensual, incluyendo todos las hojas de datos de seguridad del material (MSDS, por sus siglas en inglés) asociados a cada químico.

*Handwritten signature*

- viii. Todas las verificaciones, inspecciones, y trabajos de mantenimiento, reparaciones, ajustes y calibraciones hechas para las unidades de emisión, equipo de control de contaminación de aire y sistemas o aparatos de monitoreo.
  - ix. Cada investigación sobre desviaciones en la caída en presión y las acciones correctivas tomadas.
  - x. Cada evento de sonidos de la alarma audible en los sistemas de detección de fugas en las bolsas. Los registros deberán incluir la fecha, hora, duración, causa, y las acciones tomadas en respuesta a la alarma.
  - x.  Para cada entrega de aceite destilado núm. 2 y de propano, los documentos del suplidor del combustible certificando cumplimiento con los límites de contenido de azufre en el combustible especificados en este permiso.
  - xii. La documentación de los suplidores de ASR y PUWW y los informes de análisis requeridos por este permiso.
  - xiii. Todas las lecturas de opacidad, medidas y resultados de todos los sistemas y aparatos de monitoreo, pruebas de funcionamiento y resúmenes de los CEMS, e información relacionada a determinación de emisiones, y otros parámetros requeridos por este permiso.
- b) Se mantendrán registros y se actualizarán periódicamente para registrar lo siguiente:
- i. Registros que incluyan las dimensiones y la capacidad de cualquier tanque autorizado en este permiso, por la vida del tanque.
  - ii. Documentación técnica del manufacturero que incluya:
    - 1) Factores de emisión para el tanque de amoniaco.
    - 2) Tasa máxima de diseño de razón de flujo de aire de cada filtro de tela.

- 3) Año del modelo, potencia de salida y factores de emisión para los quipos de emergencia.
- iii. Cantidad de cal y de carbón activado recibido en la instalación.
- iv. Todos los requisitos de mantenimiento de registros requeridos por este permiso cumplirán con las disposiciones del 40 CFR Parte 60, Subparte A, Eb, y cualquier otra subparte aplicable, así como el RCCA. Todos los registros y bitácoras requeridas por este permiso, deberán mantenerse por un periodo de 5 años luego de la fecha del registro, y se mantendrán disponibles si se requieren.
- c) Para todas las verificaciones e inspecciones requeridas por este permiso y que no se especifique el tipo de registro, el tenedor del permiso deberá preparar y mantener un registro donde se documente cada inspección junto con la información y evidencia que sustente cada verificación y registro. Estos registros deberán estar disponibles para inspección por el personal técnico de la Junta y de la EPA.



#### 99. Requisitos de Informes

- a) Para propósitos de este permiso, el exceso en emisiones se definirá como cualquier periodo en el cual las emisiones de la instalación exceden los límites de emisión en este permiso. Los excesos de emisiones indicados por sistemas de monitoreo, pruebas a la fuente o monitoreo de cumplimiento se considerarán violaciones a los límites de emisión aplicables.
- b) Energy Answers someterá un informe escrito de todos los excesos de emisiones a la EPA y a la JCA por cada trimestre natural. Todos los informes trimestrales deberán estar marcados por el correo dentro de 30 días luego del final de cada trimestre y deberá incluir la siguiente información especificada a continuación:
  - i. La magnitud de los excesos de emisiones calculados de acuerdo con el 40 CFR sección 60.13(h), cualquier factor de conversión utilizado, y la fecha y hora de comienzo y finalización de cada periodo de tiempo de exceso de emisiones.

- 
- ii. La identificación específica de cada periodo de exceso de emisiones que ocurre durante el calentamiento, apagado, y malfuncionamiento para la Caldera 1 y Caldera 2, la naturaleza y causa de cualquier malfuncionamiento y la acción correctiva tomada o medidas preventivas adoptadas también deberán ser informadas.
  - iii. La fecha y hora identificando cada periodo en el cual el sistema de monitoreo continuo estuvo inoperante, excepto por las verificaciones de cero y de rango (*zero and span checks*) y la naturaleza de las reparaciones al sistema o ajustes.
  - iv. Cuando no haya ocurrido excesos de emisiones o el sistema de CEM no haya estado inoperante, reparado o ajustado, tal información deberá indicarse en el informe.
  - v. Los resultados de las auditorías trimestrales del funcionamiento de los monitores, según requiere el 40 CFR Parte 60, Apéndice F (Incluyendo el Informe de Evaluación de Datos) y todos los informes especificados en el 40 CFR sección 60.7, incluyendo la presentación de hojas con el resumen de los excesos de emisiones y el tiempo en que los CEMS estuvieron inactivos.
- c) Malfuncionamiento significa cualquier falla repentina infrecuente y no prevenible razonablemente del equipo de control de contaminación de aire, equipo de proceso, o procesos para operar de una manera normal o usual. Las fallas que sean ocasionadas en parte por pobre mantenimiento u operación descuidada no son malfuncionamientos.
  - d) Todos los malfuncionamientos de cualquier unidad de emisión serán notificados por teléfono o por correo electrónico dentro de las 24 horas siguientes al evento de malfuncionamiento al Jefe de la División de Inspección y Cumplimiento del Área de Calidad de Aire de la JCA.
  - e) Se someterá una carta de seguimiento dentro de 5 días naturales luego de cada malfuncionamiento al Jefe de la División de Inspección y Cumplimiento del Área de Calidad de Aire de la JCA a la dirección indicada en la condición 99.f. Se someterá además una copia de dicha carta al Director de la División de Protección Ambiental del Caribe de la EPA, Oficina de Región 2. La carta

deberá incluir: una descripción del equipo que tiene el malfuncionamiento u operación anormal, la fecha de la falla inicial, el periodo de tiempo en el cual las emisiones aumentaron debido a la falla, la causa de la falla, las emisiones estimadas resultantes en exceso a aquellas permitidas por este permiso, y los métodos utilizados para restablecer operaciones normales. El cumplimiento con esta disposición sobre notificación de malfuncionamiento no será excusa o de alguna otra manera constituirá una defensa a cualquier violación de este permiso o cualquier ley o reglamentación, que tal malfuncionamiento pueda causar.

- f) El informe trimestral de exceso de emisiones requerido en esta sección se enviará al siguiente personal de la EPA y de la JCA:

Region 2 CEM Coordinator  
AWQAT MS-220, Monitoring and Management Branch  
US EPA Region 2  
2890 Woodbridge Avenue  
Edison, New Jersey 08837

Director, Caribbean Environmental Protection Division  
US Environmental Protection Agency, Region 2 Office  
City View Plaza III - Suite 7000  
#48 Rd.165 km 1.2  
Guaynabo, PR 00968-8069  
(787)977-5870

Jefe, División de Inspección y Cumplimiento  
Área de Calidad de Aire  
Junta de Calidad Ambiental  
Apartado 11488  
San Juan, PR 00910  
(787)767-8181, ext. 3237, 3269  
Correo electrónico: [complianceAQA@jca.pr.gov](mailto:complianceAQA@jca.pr.gov)

- g) Todos los requisitos de informe requeridos por este permiso cumplirán con las disposiciones del 40 CFR Parte 60, Subparte A, Eb, y otras subpartes, según aplique y con el RCCA. Todos los informes de emisiones, de pruebas y

notificaciones de inicio de operación requeridas por este permiso se someterán al Director de la División de Protección Ambiental del Caribe de la EPA y al Jefe de la División de Inspección y Cumplimiento del Área de Calidad de Aire de la JCA a las direcciones mencionadas en el anterior inciso (f).

- h) Se someterá copia de todos los informes y de los QAPP al coordinador de CEM de Región 2 y al Área de Calidad de Aire a las direcciones antes mencionadas.
- i) Una vez comience la operación de Energy Answers, presentará a la JCA informes sobre cualquier muestreo requerido cada seis meses (semianualmente), o con más frecuencia si lo requiere este permiso. Todas las instancias de desviación de los requisitos del permiso deben ser identificadas claramente en dichos informes. Todos los informes requeridos deben estar certificados por el oficial responsable.

100. Energy Answers desarrollará un Plan de Desvío de Materiales de Mercurio (MDP, por sus siglas en inglés), para todas las áreas de servicio de la instalación que ayude a minimizar la cantidad de mercurio en el material que será procesado en la instalación. Como mínimo, este plan deberá incluir un programa de educación para los ciudadanos, un programa de recolección de materiales desechados que contengan mercurio, un programa de reciclaje y recobro de materiales que contengan mercurio y un itinerario para su implantación. Energy Answers deberá someter este plan al menos 90 días antes de la fecha de comienzo inicial de operaciones, para revisión y aprobación de la JCA.

101. Energy Answers instalará un monitor de plomo ambiental de acuerdo con los siguientes requisitos:

- a) El monitor de plomo será instalado de acuerdo con las especificaciones y las fechas que establecerá el Área de Calidad de Aire, en un lugar aprobado por la JCA y/o la EPA.
- b) El tenedor del permiso tendrá la obligación de operar y dar mantenimiento al monitor de plomo, por un periodo mínimo de cinco (5) años a partir de la fecha de instalación del mismo.

- c) La recopilación de los datos obtenidos del monitor de plomo deberá cumplir con todos los requisitos federales de monitoría de plomo ambiental. Estos datos deberán ser reportados a la JCA y la EPA en un formato compatible con el *Air Quality System* (AQS, por sus siglas en inglés).
- d) Los Oficiales de Control de Certeza de la JCA tendrán derecho de entrada al monitor de plomo y a auditar el mismo, en cualquier momento.
- e) Energy Answers tendrá la opción de establecer un acuerdo con la JCA mediante el cual proveerá los fondos para la adquisición, instalación, operación y el mantenimiento del monitor, por un periodo mínimo de cinco (5) años a partir de la fecha de instalación. De escoger esta opción, la JCA será la entidad encargada de operar y mantener el equipo. Los fondos serán depositados por Energy Answers en una cuenta especial a ser creada por la JCA a esos efectos.

 102. Este permiso solo autoriza las fuentes de emisión incluidas en la sección II bajo el RCCA y la Ley Federal de Aire Limpio, según enmendada. El tenedor del permiso deberá solicitar y obtener cualquier otro permiso que le sea aplicable bajo cualquier otra Área Programática de la JCA o de cualquier otra agencia estatal o federal con jurisdicción.

103. Este permiso no autoriza la construcción u operación de equipos o fuentes de emisión que pudieran utilizarse durante la fase de construcción del proyecto y que no estén incluidas en este permiso.

#### **Sección V – Apercibimiento**

Este permiso es final. Se advierte que una vez el permiso advenga final, toda persona a la que la agencia deniegue el permiso, o que se apruebe pero esté inconforme con alguna de las condiciones o términos bajo los cuales se conceda, tendrá derecho a impugnar la determinación de la JCA por medio de un procedimiento adjudicativo de conformidad con lo provisto en la Sección 5.4 de la Ley Núm. 170 de 12 de agosto de 1988, según enmendada, mejor conocida como Ley de Procedimiento Administrativo Uniforme, 3 L.P.R.A. § 2184.

Permiso de Construcción  
Energy Answers Arecibo, LLC.  
Arecibo, Puerto Rico  
PFE-07-0811-0468-I-II-III-C  
Página 97 de 106

Se advierte, además, que una vez la JCA emita una resolución final en el procedimiento adjudicativo, la parte adversamente afectada por dicha resolución final tendrá derecho a solicitar la reconsideración de la misma o su revisión judicial dentro de los términos dispuestos en la Ley de Procedimiento Administrativo Uniforme, supra, lo cual constará advertido la referida resolución final.

#### Sección VI- Aprobación del Permiso

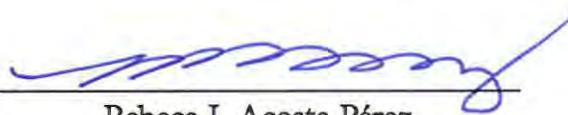
La Junta de Calidad Ambiental **autoriza a Energy Answers Arecibo, LLC a construir** las fuentes de emisión de contaminantes atmosféricos incluidas en este permiso. Este permiso vencerá el 16 de diciembre de 2017, a menos que la construcción autorizada por este permiso haya comenzado. La información y condiciones sometidas en su solicitud de permiso forman parte de esta autorización.

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 Junta se reserva el derecho de intervenir con la fuente en otros aspectos no cubiertos en esta autorización.

Otorgado en San Juan, Puerto Rico, el 16 de diciembre de 2014.

Junta de Calidad Ambiental

  
Suzette M. Meléndez Colón  
Vice Presidenta

  
Rebeca I. Acosta Pérez  
Miembro Asociado

### Apéndice A - Abreviaturas

1. As - Arsénico
2. ASME - Asociación americana de ingenieros mecánicos
3. ASR - Residuo triturado de automóviles
4. BACT - Mejor tecnología de control disponible, en inglés
5. Be - Berilio
6. BHP - *brake horsepower*
7. Btu - Unidad Térmica Británica
8. Cd - cadmio
9. CEMS - Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (en inglés)
10. CFR- Código de Regulaciones Federales (en inglés)
11. CMS - Sistema de Monitoreo Continuo (en inglés)
12. CO-Monóxido de carbono
13. CO<sub>2e</sub> - Bióxido de carbono equivalente
14. COMS - Sistema de Monitoreo Continuo de Opacidad (en inglés)
15. Cr - Cromo
16. CTM -Método de pruebas condicional (en inglés)
17. D/F - dioxinas y furanos
18. dscf - pie cúbico estándar seco (en inglés)
19. dscm - metro cúbico estándar seco (en inglés)
20. EPA-Agencia de Protección Ambiental (en inglés)
21. JCA- Junta de Calidad Ambiental de Puerto Rico
22. FF- Filtro de tela
23. GHG - Gases de Invernadero, en inglés
24. gph - galones por hora
25. HAP - Contaminante atmosférico peligroso (en inglés)



26. HCl - Ácido clorhídrico
27. HF -Fluoruro de hidrógeno
28. Hg - Mercurio
29. HIBK - Heated Beak Pack Style Method
30. H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> - Ácido Sulfúrico
31. lb - libras
32. Hg - mercurio
33. mg - miligramo
34. μm - micrómetro
35. MACT - Máxima tecnología de control disponible, en inglés
36. MMBtu - Millones de Btu
37. MSDS - *Material Safety Data Sheet*, en inglés
38. MSW - Desperdicios Sólidos municipales, en inglés.
39. MW - mega vatios
40. MWC - Unidades de combustión de desperdicios municipales
41. MWh - mega vatios hora
42. NAICS - *North American Industry Classification System* (en inglés)
43. NAAQS-Normas Nacionales de Calidad de Aire Ambiental
44. ng - nanogramo
45. NH<sub>3</sub> - Amoniaco
46. Ni - Níquel
47. NO<sub>x</sub> -Óxidos de nitrógeno
48. PAH - Hidrocarburos Aromáticos Polinucleares
49. PCB - Bifenilos policlorinados
50. Pb - Plomo
51. PM - Materia particulada

self  
mm

52.  $PM_{2.5}$  - Materia particulada con partícula cuyo diámetro tiene un tamaño de masa aerodinámica igual o menor de 2.5 micrones (en inglés)
53.  $PM_{10}$  - Materia particulada con partícula cuyo diámetro tiene un tamaño de masa aerodinámica igual o menor de 10 micrones (en inglés)
54. ppm - partes por millón
55.  $ppm_v$  - partes por millón por volumen
56.  $ppm_{vd}$  - partes por millón por volumen, base seca (en inglés)
57.  $ppmw$  - partes por millón por peso
58. PREPA - Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (en inglés)
59. PSD - Prevención de Deterioro Significativo, en inglés
60. psig - libras por pulgada cuadrada *gauge*
61. PUWW - Desperdicios de madera urbana procesada, en inglés.
62. QAPP - Quality Assurance Project Plan
63. QA/QC-Certeza de Calidad/ Control de Calidad
64. RATA - *Relative Accuracy Test Audit*
65. RCCA-Reglamento para el Control de la Contaminación Atmosférica de la Junta de Calidad Ambiental
66. RDF - *Refuse Derived Fuel*, en inglés
67. RICE - Motor de combustión interna por pistón (Reciprocating Internal Combustion Engine, en inglés)
68. RSCR - Reductor catalítico selectivo regenerativo, en inglés
69. SIC- Clasificación Estándar de Industrias (*Standard Industrial Classification*)
70. SCR - Reducción Catalítica Selectiva
71.  $SO_2$ -Bióxido de azufre
72. TDF - Combustible derivado de neumáticos, en inglés
73. tpa - toneladas por año
74. UCDM - Unidad de combustión de desperdicios municipales



sel  
amb

- 75. **ULSD** - Combustible diesel ultra bajo en azufre (15 ppmw)
- 76. **VOC**-Compuesto Orgánico Volátil (en inglés)
- 77. **WDF** - *Waste derived fuel*
- 78. **Zn** - zinc

**Apéndice B - Requisitos no aplicables**

Se determinó que los siguientes requisitos no son aplicables a la instalación

Federal	Fuente de emisión	Fundamento de No-aplicabilidad
40 CFR Parte 60 Subparte D - Normas de Funcionamiento para generadores de vapor que utilizan combustibles fósiles	Caldera 1 Caldera 2	De acuerdo con la §60.40(e) del 40 CFR, cualquier instalación sujeta a la subparte Da no está sujeta a esta subparte.
40 CFR Parte 60 Subparte Db - Normas de Funcionamiento para unidades de generación de vapor industriales-comerciales-institucionales	Caldera 1 Caldera 2	De acuerdo con la §60.40b(e), las unidades de generación de vapor que cumpla con los requisitos de aplicabilidad bajo la Subparte Da (§60.40Da) no está sujeta a esta subparte.
40 CFR Parte 60 Subparte Dc - Normas de Funcionamiento para unidades pequeñas de generación de vapor Industriales-Comerciales-Institucionales	Caldera 1 Caldera 2	No aplica a las unidades ya que las mismas tienen una capacidad diseño de entrada de calor mayor de 100 MMBtu/hr.
40 CFR Parte 60 Subparte E - Normas de Funcionamiento para Incineradores	Caldera 1 Caldera 2	De acuerdo con la §60.50(c) esta subparte no aplica a unidades sujetas a la subparte Eb (40 CFR Parte 60).

*all  
mm*

Federal	Fuente de emisión	Fundamento de No-aplicabilidad
40 CFR Parte 60 Subparte Kb - Normas de Funcionamiento para Tanques de Almacenaje de Líquidos Orgánicos Volátiles (Incluyendo Tanques de Almacenaje de Petróleo Líquido) para los cuales su construcción, reconstrucción o modificación comenzó luego del 23 de julio de 1984	Tank 2	No aplica ya que el tanque tiene una capacidad mayor de 151 m <sup>3</sup> (39,890 galones) y almacena un líquido con una presión de vapor máxima menor de 3.5 kPa. [40 CFR §60.110b(b)]
40 CFR Parte 60 Subparte Kb	Tank 3 Tank 4	No aplica porque los tanques no tienen una capacidad de almacenaje de 75 m <sup>3</sup> o más, de acuerdo con la §60.110b(a) del 40 CFR.
40 CFR Parte 60 Subparte AAAA - Normas de Funcionamiento para unidades de combustión de desperdicios municipales pequeñas cuya construcción comenzó después del 30 de agosto de 1999 o cuya modificación o reconstrucción comenzó después del 6 de junio de 2001.	Caldera 1 Caldera 2	No aplica ya que las unidades de combustión de desperdicios municipales tienen una capacidad de quemar más de 250 ton/día de RDF.

*sep*  
*mm*

Federal	Fuente de emisión	Fundamento de No-aplicabilidad
40 CFR Parte 60 Subparte CCCC - Normas de Funcionamiento para unidades de incineración de desperdicios comerciales e industriales cuya construcción comenzó después del 30 de noviembre de 1999 o cuya modificación o reconstrucción comenzó después del 1 de junio de 2001.	Caldera 1 Caldera 2	No aplica porque las unidades no son una unidad CISWI, según se definen en la §60.2265 del 40 CFR.
40 CFR Parte 60 Subparte EEEE Normas de Funcionamiento para otras unidades de incineración de desperdicios sólidos cuya construcción comenzó después del 9 de diciembre de 2004, o cuya modificación o reconstrucción comenzó en o antes del 16 de junio 16, 2006.	Caldera 1 Caldera 2	No aplica ya que las unidades no son unidades OSWI, según se definen en la §60.2977 del 40 CFR.
40 CFR Parte 61 Subparte C - Normas Nacionales de Emisión para Berilio	Caldera 1 Caldera 2	No aplica ya que las unidades no son un incinerador (según se define en la §61.31 del 40 CFR), que queme desperdicios que contienen berilio (según se define en la §61.31 del 40 CFR)
40 CFR Parte 61 Subparte F - Normas Nacionales de Emisión para Mercurio	Caldera 1 Caldera 2	No aplica ya que las unidades no incineran o secan lodos de planta de tratamiento.

*see memo*

Federal	Fuente de emisión	Fundamento de No-aplicabilidad
40 CFR Parte 63 Subparte Q – Normas Nacionales de Emisión para Contaminantes Atmosféricos Peligrosos para Torres de Enfriamiento de Procesos Industriales	Torre de Enfriamiento	La torre de enfriamiento no opera con químicos para el tratamiento del agua con base de cromo.
40 CFR Parte 63 Subparte DDDDD- Normas Nacionales de Emisión para Contaminantes Atmosféricos Peligrosos para Calderas Industriales, Comerciales e Institucionales y Calentadores de Proceso	Caldera 1 Caldera 2	No aplica ya que la sección §63.7491 del 40 CFR, ya la sección exime a las calderas sujetas a la subparte Da del 40 CFR Parte 60.
40 CFR Parte 63 Subparte UUUUU – Normas Nacionales de Emisión para Contaminantes Atmosféricos Peligrosos: Unidades de Generación de Vapor de Utilidades Eléctricas que queman combustible carbón y aceite.	Caldera 1 Caldera 2	No aplica ya que según la sección 63.9983 del 40 CFR, una unidad de generación de vapor que quema combustible sólido es una unidad de incineración de desperdicios sólidos sujeta a las normas establecidas bajo las secciones 129 y 111 de la Ley de Aire Limpio.

*5000*  
*mm*

Federal	Fuente de emisión	Fundamento de No-aplicabilidad
40 CFR Parte 64 – Monitoreo para Certeza de Cumplimiento, 40 CFR Parte 64	Caldera 1 Caldera 2	De acuerdo con la §64.2(b) del 40 CFR, los requisitos de esta subparte no aplicarán a límites de emisión o estándares propuestos por el Administrador luego del 15 de noviembre de 1990, según las secciones 111 o 112 de la Ley de Aire Limpio (Las calderas están sujetas al 40 CFR Parte 60 Subpartes Eb y Da, bajo la sección 111 de la Ley).
40 CFR Parte 68 – Programa de Manejo de Riesgos	Tanque de Amoniaco	No aplica porque la solución almacenada en el tanque de amoniaco tiene una concentración menor de 20%. (En este caso, 19%). (La sección 68.130 del 40 CFR lista el amoniaco a una concentración de 20% o mayor, como una sustancia regulada).

*Self*  
*mb*