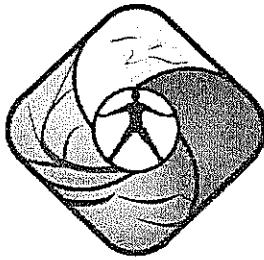




ESTADO LIBRE ASOCIADO DE  
PUERTO RICO  
JUNTA DE CALIDAD AMBIENTAL

**PERMISO FINAL DE OPERACIÓN TÍTULO V  
ÁREA DE CALIDAD DE AIRE  
JUNTA DE CALIDAD AMBIENTAL**



Número de Permiso: PFE-TV-4911-63-0212-0244  
Fecha Recibo de Solicitud Renovación: 24 de febrero de 2012  
Fecha de Emisión Final o Efectividad: 15 de abril de 2015  
Fecha de Expiración: 15 de abril de 2020

De acuerdo con las disposiciones de la Parte VI del Reglamento para el Control de la Contaminación Atmosférica (RCCA) y las disposiciones del Código de Reglamentos Federales (CRF), Tomo 40, Parte 70 se autoriza a:

**AUTORIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE PUERTO RICO  
AEEPR AGUIRRE POWER STATION  
SALINAS, PUERTO RICO**

en lo sucesivo **AEEPR Aguirre Power Station (AEEPR Aguirre)** o el tenedor del permiso, a operar una fuente estacionaria de emisión de contaminantes atmosféricos que consiste de las unidades que se describen en este permiso. Hasta el momento en que este permiso expire, sea modificado o revocado, **AEEPR Aguirre** podrá emitir contaminantes atmosféricos como consecuencia de aquellos procesos y actividades directamente relacionados y asociados con las fuentes de emisión, de acuerdo con los requisitos, limitaciones y condiciones de este permiso, hasta su fecha de expiración o hasta que el mismo sea modificado o revocado.

Las condiciones en el permiso serán ejecutables por el gobierno federal y estatal. Aquellos requisitos que sean ejecutables sólo por el gobierno estatal estarán identificados como tal en el permiso. Copia del permiso deberá mantenerse en la instalación antes mencionada en todo momento.

## TABLA DE CONTENIDO

Sección I	Información General.....	1
	A.    Información de Instalación.....	1
	B.    Descripción del Proceso.....	2
Sección II	Descripción de las Unidades de Emisión.....	3
Sección III	Condiciones Generales del Permiso.....	4
Sección IV	Emisiones Permisibles.....	14
Sección V	Condiciones Específicas del Permiso.....	15
Sección VI	Requisitos de Mantenimiento de Registros.....	43
Sección VII	Requisitos de Informes.....	44
Sección VIII	Unidades de Emisiones Insignificantes:.....	46
Sección IX	Protección por Permiso.....	47
	1.A.    Requisitos No Aplicables.....	47
Sección X	Aprobación del Permiso.....	48
Apéndices	.....	49

AEEPR AGUIRRE POWER STATION  
SALINAS, PUERTO RICO  
PFE-TV-4911-63-0212-0244  
PÁGINA 1 DE 53

## Sección I-Información general

### A. Información sobre la instalación:

Nombre de la compañía:	Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico
Dirección postal:	P.O. Box 364267
Ciudad:	San Juan
Estado:	Puerto Rico
Código postal:	00936-4267
Correo electrónico de la compañía:	AEE-DPACC@aeepr.com
Nombre de la Instalación:	AEEPR Aguirre Power Station
Dirección física:	Carretera PR-3 Km. 152.7 Barrio Montesoria, Aguirre Salinas, Puerto Rico
Oficial responsable:	Carlos Castro Montalvo Director de Generación
Número de teléfonos:	787-521-6407, 787-521-6408, 787-521-6409
Número de fax:	787-521-6410
Persona de contacto en la instalación:	Milton Ballester Colón Jefe de División <i>Steam Plant</i>
	William Ríos Mera Jefe de División Planta Ciclo Combinado
	Ivan L. Monroig Morales Supervisor de Ingeniería, Planta de Turbinas de Gas
Número de teléfonos:	(787) 521-3903

AEEPR AGUIRRE POWER STATION  
SALINAS, PUERTO RICO  
PFE-TV-4911-63-0212-0244  
PÁGINA 2 DE 53

Número de fax: (787) 521-3905

Código primario de SIC: 4911

**B. Descripción del proceso:**

La AEEPR Aguirre está ubicada al sureste de Puerto Rico, contigua al poblado de Aguirre en el Barrio Montesoria (Carretera PR-3 Km 152.7) en Salinas. La instalación consta de doce fuentes de combustión ubicadas en una de las siguientes tres áreas de la planta:

1. planta termoeléctrica que consta de dos unidades termoeléctricas (AG1y AG2) de quema de combustible (calderas),
2. planta eléctrica de ciclo combinado consta de ocho turbinas de gas (CC1-1, CC1-2, CC1-3, CC1-4, CC2-1, CC2-2, CC2-3 y CC2-4) de quema de combustible con dos generadores termoeléctricos, y un
- sell* 3. bloque de energía (*power block*) que consta de dos turbinas de gas (AGGT2-1 y AGGT2-2) de quema de combustible líquido.

*(Off)*  
*sell*  
*mm* Las dos (2) calderas (AG1 y AG2) queman principalmente *fuel oil no. 6 (Bunker C)* para producir vapor que es utilizado para generar electricidad en el turbogenerador a vapor (*steam generator*). El *fuel oil no. 6 (Bunker C)* se recibe de barcazas o barcos que descargan en cuatro (4) tanques de reserva dentro de la instalación (*on-site*) para su almacenamiento. El *fuel oil no. 6 (Bunker C)* es transferido a dos (2) tanques de servicio para quemarse en las calderas. Los gases de combustión (*combustión flue gases*) son emitidos a la atmósfera a través de dos puntos de emisión para cada caldera.

El gas propano almacenado en los tanques dentro de la instalación (*on-site*) es utilizado solo durante el proceso de encendido y apagado de los quemadores (*fuel oil burners*) de las calderas. Durante el proceso de encendido de la caldera, dependiendo de las condiciones de la caldera, puede usar *fuel oil no. 2*. Si el *fuel oil no. 2* es usado para calentar, después que la caldera alcanza unas condiciones apropiadas de vapor, se utiliza el *fuel oil no. 6* para continuar la operación.

La planta de ciclo combinado consta de ocho (8) turbinas de combustión o turbinas de gas, las cuales utilizan destilado #2 (*fuel oil no. 2*) como combustible para generar electricidad y vapor. A su vez, los gases de combustión del proceso anterior pueden ser emitidos a la atmósfera a través de su respectivo punto de emisión o a través de un recuperador de calor (*Heat Recovery Steam Generator* o HRSG, en inglés), el cual produce el vapor necesario para mover una turbina de vapor y producir electricidad adicional. El *fuel oil no. 2* se recibe de barcazas o barcos en seis (6) tanques de reserva. El combustible es entonces transferido a cuatro (4) tanques de servicio que alimentan el proceso de combustión de las turbinas de ciclo combinado. La combinación de

cuatro turbinas de gas y una turbina de vapor se conoce como una unidad de ciclo combinado. Cada turbina de combustión puede operar en la modalidad de ciclo combinado (HRSG en operación) o en la modalidad de ciclo sencillo (HRSG no está en operación). Cada turbina de gas posee una chimenea y cada recuperador de calor posee una chimenea.

El bloque de energía consta de dos (2) turbinas de combustión o turbinas de gas de quema de combustible que consumen *fuel oil no. 2* para generar electricidad. El *fuel oil no. 2* se recibe de barcazas o barcos en seis (6) tanques de reserva. El combustible es entonces transferido a dos (2) tanques de servicio que alimentan el proceso de combustión de las turbinas de gas. Además, los tanques de servicio pueden recibir el combustible directamente de camiones de suministro de combustible.

Como resultado de operar a su nivel permitido, AEEPR Aguirre es una fuente mayor de emisiones, ya que tiene el potencial de emitir PM<sub>10</sub>, SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, COV y CO en exceso de 100 toneladas por año, compuestos de níquel y formaldehído en exceso de 10 toneladas por año, una combinación de contaminantes atmosféricos peligrosos en exceso de 25 toneladas por año y gases de efecto de invernadero (GHGs, en inglés) en exceso de 100,000 toneladas por año expresados como CO<sub>2</sub>e.

## **Sección II-Descripción de las unidades de emisión**

Las unidades de emisión reglamentadas por este permiso son las siguientes:

Identificación de la unidad de emisión	Tanques de Combustible destilado liviano #2 Descripción	Equipo de Control
AG1 y AG2	Dos calderas de quema de combustible con turbogeneradores de vapor. La capacidad de cada caldera es de 4,180 MMBtu/hr.	No tienen
CC1-1, CC1-2, CC1-3, CC1-4, CC2-1, CC2-2, CC2-3, y CC2-4	Ocho turbinas de combustión de quema de combustible con HRSG y turbogeneradores de vapor. La capacidad de cada turbina de combustión es de 607.5 MMBtu/hr.	No tienen
AGGT2-1 y AGGT2-2	Dos turbinas de combustión de quema de combustible. La capacidad de cada turbina de combustión es de 301.5 MMBtu/hr.	No tienen
R5 y R6	Tanques de almacenaje de techo fijo Almacenan: <i>fuel oil no. 2</i> . Cada uno con: Capacidad de 321,000 bbl (13,482,000 galones) Diámetro: 219' Altura: 48'	No tienen

Identificación de la unidad de emisión	Descripción	Equipo de Control
D1, D2, D3 y D4	Tanques de Combustible destilado liviano #2  Almacena: <i>fuel oil no. 2.</i> Cada uno con: Capacidad de 27,430 bbl (1,152,060 galones) Diámetro: 70' Altura: 41'	No tienen
LDR1 y LDR2	Tanques de almacenaje de techo fijo  Almacena: <i>fuel oil no. 2.</i> Cada uno con: Capacidad máxima de 43,025 bbl (1,807,050 galones) Diámetro: 80' Altura: 44-49'	No tienen

### Sección III-Condiciones generales del permiso:

- Off*  
*sell*  
*mmf*
1. **Sanciones y penalidades:** El tenedor del permiso tiene la obligación de cumplir con todos los términos, condiciones, requisitos, limitaciones y restricciones establecidos en este permiso. Cualquier violación de los términos de este permiso estará sujeta a las penalidades administrativas, civiles o criminales establecidas en el Artículo 16 de la Ley de Política Pública Ambiental de Puerto Rico, (Ley Número 416 de 22 de septiembre de 2004, según enmendada).
  2. **Derecho de entrada:** Según especifican las Reglas 103 y 603(c)(2) del RCCA, el tenedor del permiso deberá permitir a la Junta de Calidad Ambiental (JCA) o a un representante autorizado, una vez presentadas sus credenciales y otros documentos según puedan requerirse por ley, para que realice las siguientes actividades:
    - (a) Entrar a la instalación del tenedor del permiso en donde esté ubicada una fuente de emisión o en donde se realicen actividades relacionadas con la fuente de emisión o en donde haya que mantener información registrada a tenor de las condiciones de este permiso, de conformidad con el RCCA o con la Ley Federal de Aire Limpio;
    - (b) Tener acceso a y copiar, en momentos razonables, cualquier información registrada que haya que conservar de conformidad con las condiciones del permiso, con el RCCA o con la Ley Federal de Aire Limpio;
    - (c) Inspeccionar y examinar cualquier instalación, equipo (incluido el equipo de muestreo y de control de contaminación atmosférica), prácticas u operaciones (incluidos los métodos utilizados para el control de certeza de calidad (QA/QC))

- reguladas o requeridas bajo el permiso; así como realizar muestreos de emisiones y combustible;
- (d) Según autorizan la Ley Federal de Aire Limpio y el RCCA, tomar muestras, en momentos razonables, sustancias o parámetros con el propósito de garantizar que se cumpla con el permiso u otros requisitos aplicables.
3. **Declaración jurada:** Todos los informes requeridos de conformidad con la Regla 103(D) del RCCA (esto es, informes de monitorización semianuales y certificación anual de cumplimiento) deberán ser sometidos con una declaración jurada o affidavit por el Oficial responsable o un representante debidamente autorizado. En dicha declaración jurada se deberá dar fe de que la información registrada y los informes son ciertos y de que son correctos y están completos.
4. **Disponibilidad de datos:** Según se especifica en la Regla 104 del RCCA, todos los datos sobre emisiones obtenidos por la JCA o sometidos a ésta, incluidos los datos informados de acuerdo con la Regla 103 del RCCA, así como los obtenidos de cualquier otra manera, deberán estar disponibles para la inspección pública y pueden, además, ponerse a disposición del público de cualquier otra forma que la Junta estime adecuada.
5. **Plan de emergencia:** Según se especifica en la Regla 107 del RCCA, AEEPR Aguirre tendrá disponible un Plan de Emergencia cónsono con las prácticas adecuadas de seguridad, que disponga la reducción o la retención de las emisiones de la planta durante períodos clasificados por la JCA como alertas, avisos o emergencias de contaminación de aire. Estos planes deberán identificar las fuentes de emisión, incluida la reducción que se logrará para cada fuente y los medios mediante los cuales se logrará la misma. Estos planes deberán estar disponibles para la inspección, según lo requieran los representantes de la Junta en cualquier momento.
6. **Certificación de cumplimiento:** De acuerdo con la Regla 602(C)(2)(ix)(c) del RCCA, AEEPR Aguirre deberá someter cada año una certificación de cumplimiento. Esta certificación<sup>1</sup> deberá ser sometida tanto a la Junta como a la Agencia Federal de Protección Ambiental (APA), no más tarde del 1<sup>ro</sup> de abril de cada año, cubriendo el año natural anterior. La certificación de cumplimiento deberá incluir, pero sin limitarse a, la información requerida por la Regla 603(c) del RCCA como sigue:

---

<sup>1</sup>La certificación a la JCA deberá ser enviada por correo a: Gerente, Área de Calidad de Aire, P.O. Box 11488, San Juan, P.R., 00910. La certificación de la APA deberá ser enviada por correo a: *Chief, Enforcement and Superfund Branch CEPD, US APA – Region II, City View Plaza II Building, Suite 7000, 48 Road 165 Km 1.2, Guaynabo, P.R. 00968-8069*

- a. La identificación de cada término o condición del permiso que sea base para la certificación; y
- b. El estado de cumplimiento. Cada desviación deberá ser identificada y tomada en consideración en la certificación de cumplimiento; y
- c. Si el cumplimiento fue continuo o intermitente; y
- d. Los métodos u otros medios utilizados para determinar el estado de cumplimiento de la fuente en cada término y condición, al corriente y a través del periodo de informe, consistente con las secciones (A)(3) – (5) de la Regla 603 del RCCA; y
- e. Identificar las posibles excepciones al cumplimiento, cualquier periodo durante el cual cumplimiento es requerido y en el cual una excursión o excedencia según definida en el 40 CRF Parte 64 (CAM) haya ocurrido; y
- f. Tales otros hechos que pueda requerir la Junta para determinar el estado de cumplimiento de la fuente.

- sell*
- 7. **Cumplimiento Reglamentario:** Según se especifica en la Regla 115 del RCCA, en caso de infracciones al RCCA o a cualquier otra regla u otro reglamento aplicable, la JCA podrá suspender, modificar o revocar cualquier permiso relevante, aprobación, dispensa y cualquier otra autorización otorgada por la JCA de acuerdo con de la Ley de Procedimientos Administrativos Uniformes.
  - 8. **Aprobación de ubicación:** Según se especifica en la Regla 201 del RCCA, nada en este permiso se deberá interpretar como una autorización para la ubicación o construcción de una fuente estacionaria mayor, o la modificación de una fuente estacionaria mayor o una modificación mayor de una fuente significativa, sin antes obtener una aprobación de ubicación de la Junta y sin antes demostrar que se cumple con las Normas Nacionales de Calidad de Aire Ambiental (NAAQS, en inglés). Este permiso no autoriza la construcción de fuentes menores nuevas sin el permiso requerido de acuerdo con la Regla 203 del RCCA.
  - 9. **Quema a campo abierto:** Según se especifica en la Regla 402 del RCCA, el tenedor del permiso no deberá ocasionar ni permitir la quema abierta de desperdicios en sus instalaciones excepto como se establece en la Regla 402 (E) del RCCA para realizar adiestramiento o investigación de las técnicas para combatir incendios.
  - 10. **Olores Objetables:** Según se especifica en la Regla 420 del RCCA, el tenedor del permiso no deberá ocasionar ni permitir emisiones a la atmósfera de ningún material que produzca

lores *objetables* que puedan percibirse en un área que no sea la designada para propósitos industriales. (Esta condición sólo es ejecutable en el nivel estatal.)

11. **Solicitudes de renovación del permiso:** Según se especifica en la Regla 602(A)(1)(iv) del RCCA, las solicitudes del tenedor del permiso para la renovación del mismo deberán ser sometidas, por lo menos, doce meses antes de la fecha de vencimiento del permiso. Es necesario que el oficial responsable certifique todas las solicitudes requeridas de conformidad con el párrafo (c)(3) de la Regla 602.
12. **Vigencia del permiso:** Según se especifica en la Regla 603 del RCCA, aplicarán los siguientes términos durante la vigencia de este permiso:
- (a) Vencimiento: Esta autorización tendrá un término fijo de cinco (5) años. La fecha de vencimiento se extenderá automáticamente hasta que la Junta apruebe o deniegue una solicitud de renovación (Regla 605(c)(4)(ii) del RCCA) pero sólo en los casos en los que el tenedor del permiso someta una solicitud completa de renovación, por lo menos, doce meses antes de la fecha de vencimiento. (Regla 603 (a)(2), Regla 605 (c)(2) y Regla 605 (c)(4) del RCCA)
- (b) Protección por permiso: Según se especifica en la Regla 605 (c)(4)(i) del RCCA, la protección por permiso puede extenderse hasta el momento en que se renueva si se somete una solicitud de renovación completa y a tiempo.
- (c) En el caso en que este permiso esté sujeto a impugnación por parte de terceros, el permiso seguirá vigente hasta el momento en que sea revocado por un tribunal de derecho con jurisdicción sobre la materia.
13. **Requisito de Mantener Expedientes:** De acuerdo con la Regla 603(a)(4) del RCCA, AEEPR Aguirre deberá retener los expedientes de todos los datos de muestreo requeridos y la información de apoyo por un período de 5 años a partir de la fecha del muestreo, la medición, el informe o la aplicación de muestreo. AEEPR Aguirre deberá mantener disponible en la instalación, las copias de todos los requisitos de la información de monitoreo requerida que incluya lo siguiente:
- i. La fecha, lugar-según se define en el permiso-y hora del muestreo;  
ii. La fecha(s) en que se realizaron los análisis;  
iii. La compañía o entidad que realizó dicho análisis;  
iv. Los métodos o técnicas analíticas utilizadas;  
v. Los resultados de dichos análisis; y  
vi. Las condiciones de operación al momento del muestreo o de la medición.

14. **Informes Semianuales de Monitoreo/Muestreo<sup>3</sup>:** De acuerdo con la Regla 603(a)(5)(i) del RCCA, AEEPR Aguirre deberá presentar a la Junta los informes sobre todos los muestreos, cada seis meses o con más frecuencia si lo requiriese la JCA o cualquier otro requisito aplicable. 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 un oficial responsable según lo establece la Regla 602(C)(3) del RCCA. El informe que cubre el período de enero a junio deberá entregarse no más tarde del 1<sup>ro</sup> de octubre del mismo año y el informe que cubre el período de julio a diciembre deberá entregarse no más tarde del 1<sup>ro</sup> de abril del próximo año. Una vez desarrolladas las guías por la Junta, deberá utilizar las mismas para completar estos informes.
15. **Informe de desviaciones debido a emergencias:** De acuerdo con la Regla 603(a)(5)(ii)(a) del RCCA, cualquier desviación que resulte por condiciones de trastorno (tales como, fallo o ruptura súbita) o por emergencia según definida en la Regla 603(e) del RCCA tienen que ser informados dentro de los próximos 2 días laborables desde el momento en que se excedieron los límites de emisión debido a la emergencia, si AEEPR Aguirre desea utilizar la defensa afirmativa autorizada bajo la Regla 603(e) del RCCA. Si AEEPR Aguirre levanta la defensa de emergencia en una acción de cumplimiento, éste tendrá el peso de la prueba de demostrar que la desviación ocurrió debido a una emergencia y que la Junta fue notificada adecuadamente. Si tal desviación por emergencia se extendiese por más de 24 horas, las unidades afectadas podrán ser operadas hasta la conclusión del ciclo o en 48 horas, lo que ocurra primero. La Junta sólo podrá extender la operación de una fuente de emisión en exceso de 48 horas, si la fuente demuestra a satisfacción de la Junta que los Estándares Nacionales para la Calidad del Aire no se excederán y no habrá riesgo a la salud pública.
16. **Informe de desviaciones (Contaminantes atmosféricos peligrosos):** La fuente actuará según lo especificado en su Plan de Reacción a Emergencias (establecido en la Regla 107(C) del RCCA), cuando dicho plan haya demostrado que no hay impacto significativo en predios que no sean aquellos que han sido designados para propósitos industriales ó cesará de operar inmediatamente si hay un impacto significativo en predios que no sean aquellos que han sido designados para propósitos industriales (Condición ejecutable sólo estatalmente). De acuerdo con la Regla 603 (a)(5)(ii)(b) del RCCA, se notificará a la Junta dentro de las próximas 24 horas si ocurre una desviación que resulte en la descarga de emisiones de contaminantes atmosféricos peligrosos por más de una hora en exceso del límite aplicable. Para la descarga de cualquier contaminante atmosférico regulado que continúe por más de 2 horas en exceso del límite aplicable, se notificará a la Junta dentro

<sup>3</sup>Estos informes cubren dos elementos mayores. El primer elemento es el resumen de todos los monitoreos/muestreos periódicos requeridos en este permiso. El segundo elemento requiere que todas las desviaciones de las condiciones de permiso sean claramente identificadas, resumidas e informadas a la Junta.

de 24 horas de ocurrida la desviación. AEEPR Aguirre deberá someter a la JCA además, dentro de 7 días de la desviación, un informe escrito detallado que incluirá las causas probables, tiempo y duración de la desviación, acción remediativa tomada y los pasos que están siguiendo para evitar que vuelva a ocurrir.

- Off*  
*See*  
*M*
17. **Cláusula de separabilidad:** Según se especifica en la Regla 603(a)(6) del RCCA, las cláusulas contenidas en este permiso son separables. En caso de una impugnación válida de cualquier parte del permiso en un foro administrativo o judicial, o en el caso de que se declare inválida alguna de sus cláusulas, las demás partes del permiso deberán permanecerán válidas y vigentes, incluidas las relacionadas con los límites, términos y condiciones de emisión, ya sean específicos o generales, así como los requisitos de muestreo, registro de información e informes.
  18. **Incumplimiento del permiso:** Según se especifica en la Regla 603(a)(7)(i) del RCCA, el tenedor del permiso deberá cumplir con todas las condiciones del permiso. El incumplimiento del permiso constituye una violación del RCCA y será causa para tomar la debida acción de cumplimiento, imponer sanciones, revocar, cancelar, modificar y/o volver a emitir el permiso o denegar la solicitud de renovación del mismo.
  19. **Defensa no permitida:** Según se especifica en la Regla 603(a)(7)(ii) del RCCA, AEEPR Aguirre no podrá alegar como defensa, en una acción de cumplimiento, el que hubiese sido necesario detener o reducir la actividad permitida para poder mantener el cumplimiento con las condiciones del permiso.
  20. **Modificación y revocación del permiso:** Según se especifica en la Regla 603(a)(7)(iii) del RCCA, el permiso podrá modificarse, revocarse, reabrirse, reexpedirse o terminarse por causa. La presentación de una petición por parte de AEEPR Aguirre, para la modificación, revocación y reexpedición o terminación del permiso, o de una notificación de cambios planificados o de un incumplimiento anticipado, no suspende ninguna de las condiciones del permiso.
  21. **Derecho de propiedad:** Según se especifica en la Regla 603(a)(7)(iv) del RCCA, este permiso ni crea ni traspasa derecho de propiedad de clase alguna o derecho exclusivo alguno.
  22. **Obligación de suministrar información:** Según se especifica en la Regla 603(a)(7)(v) del RCCA, AEEPR Aguirre estará obligada a suministrar a la JCA dentro de un tiempo razonable, cualquier información que la JCA le solicite para determinar si existe causa para modificar, revocar y reexpedir, o terminar el permiso o para determinar si se está cumpliendo con el permiso. De solicitárselo, AEEPR Aguirre también deberá suministrar a la JCA copia de todos los documentos requeridos por este permiso.

23. **Prohibición de emisión por inacción:** Según se especifica en la Regla 605(d) del RCCA, nunca se considerará que un permiso ha sido expedido por inacción como resultado de que la JCA no haya tomado acción final sobre una solicitud de permiso dentro de 18 meses. El hecho de que la JCA no expida un permiso final dentro de 18 meses debe considerarse como una acción final sólo para el propósito de obtener una revisión judicial en el tribunal estatal.
24. **Enmiendas administrativas y modificación de permiso:** Según se especifica en la Regla 606 del RCCA, no se permitirán enmiendas ni cambios al permiso a menos que AEEPR Aguirre cumpla con los requisitos de enmiendas administrativas y modificaciones de permisos establecidos en el RCCA.
25. **Reaperturas del permiso:** Según se especifica en la Regla 608(a)(1), este permiso deberá ser reabierto y revisado bajo las siguientes circunstancias:
- (A) Cuando requisitos adicionales bajo cualquier ley o reglamento, le sean aplicable a AEEPR Aguirre, siempre y cuando, al permiso le queden todavía tres (3) años o más de vigencia. Esta reapertura se completará dieciocho (18) meses después de que se promulgue el requisito aplicable. No se requiere esta reapertura si la fecha de efectividad del requisito es posterior a la fecha de expiración del permiso, a menos que el permiso original o cualquiera de sus términos y condiciones hayan sido prorrogados según la Regla 605(c)(4)(i) ó la Regla 605(c)(4)(ii) del RCCA.
- (B) Cuando la JCA o la APA determinen que el permiso contiene un error material o que se hicieron declaraciones inexactas al establecer los estándares de emisión u otros términos o condiciones del permiso.
- (C) Cuando la JCA o la APA determinen que el permiso debe revisarse o revocarse para asegurar el cumplimiento con los requisitos aplicables.
26. **Cambios de nombre o en Oficial Responsable:** Este permiso se emite a la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico - Aguirre Power Station. En el caso de que la compañía o la instalación cambie de nombre, el oficial responsable deberá someter una enmienda administrativa a este permiso para reflejar el cambio en nombre. En el caso de que cambie el oficial responsable, el nuevo oficial responsable deberá someter no más tarde de 30 días después del cambio, una enmienda administrativa incluyendo una declaración jurada en la que acepte y se comprometa a cumplir con todas las condiciones establecidas en este permiso.
27. **Cambio de Dueño:** Este permiso es expedido a nombre de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico - Aguirre Power Station. En el caso de que la compañía o

instalación sea transferida a otro dueño o cambie su control operacional y la Junta determine que ningún otro cambio es necesario, el nuevo oficial responsable deberá someter una enmienda administrativa. La enmienda administrativa deberá incluir una declaración jurada en la cual el nuevo oficial responsable acepte y se comprometa a cumplir con todas las condiciones establecidas en este permiso, y un acuerdo por escrito que contenga la fecha específica del traspaso de la responsabilidad, la cubierta y la responsabilidad del permiso entre el usuario actual y el nuevo usuario del permiso. Esta no es aplicable si la Junta determina que son necesarios cambios al permiso.

28. **Trabajos de renovación/ Demolición:** El tenedor del permiso deberá cumplir con las disposiciones establecidas en 40 CRF §61.145 y §61.150, la Regla 422 del RCCA y el Reglamento para el Trámite de Permisos Generales (Permiso General para el Manejo de materiales con contenido de asbesto) al realizar cualquier trabajo de renovación o demolición de materiales con contenido de asbesto en sus instalaciones.
29. **Requisitos para refrigerantes (Protección climatológica y ozono estratosférico):**
- a) De tener equipo o enseres de refrigeración en sus instalaciones, incluyendo acondicionadores de aire que utilicen sustancias refrigerantes clasificadas como Clase I o II en el 40 CRF Parte 82, Subparte A, Apéndices A y B, AEEPR Aguirre deberá brindarles mantenimiento, servicio o reparación de acuerdo con las prácticas, requisitos de certificación de personal, requisitos de disposición, y requisitos de certificación de equipo de reciclaje y recobro de acuerdo con el 40 CRF Parte 82, Subparte F.
  - b) Dueños u operadores de dispositivos o equipos que contengan normalmente 50 libras o más de refrigerante deberán mantener registros de las compras de refrigerante y el refrigerante añadido a esos equipos de acuerdo con la §82.166.
  - c) Reparación de Vehículos de Motor: AEEPR Aguirre deberá cumplir con todos los requisitos aplicables en el 40 CRF 82 Subparte B, Reparación de Acondicionadores de Aire de Vehículos de Motor, si realiza reparaciones de acondicionadores de aire de vehículos de motor que envuelvan sustancias refrigerantes (o sustancias sustitutas reguladas) que afecten la capa de ozono. El término vehículo de motor, según utilizado en la Subparte B, no incluye los sistemas de refrigeración de aire comprimido utilizados como carga refrigerada o sistemas con refrigerante HCFC-22 utilizados por autobuses de pasajeros.
30. **Etiquetado de productos que utilizan sustancias que afectan el ozono:** La AEEPR Aguirre deberá cumplir con los estándares de etiquetado de los productos que utilicen sustancias que agotan el ozono de acuerdo con el 40 CRF Parte 82, Subparte E.

- ✓*
- a) Todos los recipientes en los cuales una sustancia clase I o clase II sea almacenada o transportada, todos los productos que contengan una sustancia clase I y todos los productos manufacturados directamente con una sustancia clase I deberán llevar la declaración de advertencia requerida si será introducido en un comercio interestatal de acuerdo con la §82.106.
- b) La colocación de la declaración de advertencia requerida deberá cumplir con los requisitos de acuerdo con la §82.108.
- c) La forma de la etiqueta que lleva la declaración de advertencia deberá cumplir con los requisitos de acuerdo con la §82.110.
- d) Ninguna persona deberá modificar, remover o interferir con la declaración de advertencia requerida excepto como se describe en la §82.112.
31. **Cláusula de cumplimiento:** El cumplimiento con el permiso de ningún modo exime a AEEPR Aguirre de cumplir con las demás leyes, estatales y federales, reglamentos, permisos, órdenes administrativas o decretos judiciales aplicables.
- ✓*
32. **Cargo anual:** Según se especifica en la Resolución R-06-17-8<sup>2</sup>, la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico deberá pagar un cargo anual de \$1,500,000.00 o el cargo que sea establecido por la Junta mediante resolución por todas las instalaciones incluidas en el acuerdo entre la Junta de Calidad Ambiental y la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico. Este pago anual deberá ser sometido en dos plazos: el primer pago tiene que someterse, en o antes del 30 de junio y el segundo pago, en o antes de 30 de diciembre de cada año.
33. **Plan de manejo de riesgos (RMP, en inglés):** Si durante la vigencia de este permiso, AEEPR Aguirre estuviera sujeto al 40 CRF parte 68 deberá someter un Plan de Manejo de Riesgo de acuerdo con el itinerario de cumplimiento en el 40 CRF sección 68.10. Si durante la vigencia de este permiso, AEEPR Aguirre está sujeto al 40 CRF parte 68, como parte de la certificación anual de cumplimiento requerida en el 40 CRF parte 70, deberá incluir una certificación de cumplimiento con los requisitos de la parte 68, incluyendo el registro y el Plan de Manejo de Riesgo.
34. **Obligación general:** La AEEPR Aguirre tendrá la obligación general de identificar los riesgos que puedan resultar de los escapes accidentales de una sustancia controlada, bajo la Sección 112(r) de la Ley Federal de Aire Limpio o cualquier otra sustancia extremadamente peligrosa en un proceso, utilizando técnicas de análisis generalmente

---

<sup>2</sup> Resolución R-06-17-8 (Solicitud de Interpretación de Resolución RO-06-2 sobre Pago de los cargos de operación para permisos Título V) emitida el 5 de junio de 2006.

aceptadas, diseñando, manteniendo y operando una instalación segura y minimizando las consecuencias de escapes accidentales si ocurren, tal como lo es requerido por la Sección 112(r)(1) de la Ley Federal de Aire Limpio y la Regla 107(D) del RCCA.

35. **Informes:** A menos que la condición específica indique otra cosa, todo requisito de envío de información a la Junta debe ser dirigido a: Gerente, Área de Calidad de Aire, P.O. Box 11488, San Juan, P.R. 00910.
- 36- **Emisiones fugitivas de particulado:** Según lo establecido en la Regla 404 del RCCA, la AEEPR Aguirre no causará o permitirá:
- a) El manejo, transporte o almacenaje de cualquier material en un edificio y sus dependencias o que una carretera se use, construya, altere, repare o demuela sin antes tomar las debidas precauciones para evitar que la materia particulada gane acceso al aire.
  - b) Emisiones visibles de polvo fugitivo más allá de la colindancia de la propiedad en donde se originaron las mismas.
- 37- **Impermeabilización de la superficie en techos:** Este es un requisito ejecutable solo estatalmente. La AEEPR Aguirre no causará o permitirá la aplicación de brea caliente y cualquier otro material de impermeabilización que contenga compuestos orgánicos sin previa autorización de la Junta. El uso de aceites usados o desperdicios peligrosos para impermeabilización está prohibido.
38. **Tanques de almacenaje:** La AEEPR Aguirre deberá mantener los registros de todos los tanques de almacenaje de combustible *fuel oil no. 2* y *fuel oil no. 6* en la instalación demostrando las dimensiones de cada tanque y un análisis demostrando la capacidad de cada tanque de acuerdo con la §60.116b del 40 CRF. Dicha documentación estará disponible para la revisión del personal técnico de la Junta en todo momento y se mantendrá en la instalación durante la vida de cada tanque.
39. **Cálculo de emisiones:** La AEEPR Aguirre deberá someter, el 1<sup>er</sup> de abril de cada año, el cálculo de las emisiones actuales o permisibles del año natural anterior. El cálculo de las emisiones deberá someterse en los formularios preparados por la Junta para este propósito y el oficial responsable tiene que certificar que toda la información es cierta, correcta y representativa de la actividad incluida en el permiso.
40. **Enmiendas o Regulaciones Nuevas:** En caso de que se establezca alguna regulación o se enmiende alguna existente (estatal o federal) y se determine que le aplique a su instalación, deberá cumplir con lo establecido una vez esta regulación o enmienda entre

en vigor. La Junta proveerá un periodo de tiempo determinado y razonable para que AEEPR Aguirre alcance cumplimiento con las enmiendas o reglamentaciones nuevas.

41. **Reservación de derechos:** Excepto como expresamente provisto en este permiso:

- a) Nada de lo aquí contenido impedirá a la Junta o a la APA a tomar medidas de acción administrativa o acción legal para hacer valer los términos del permiso Título V, incluyendo, pero sin limitarse al derecho de solicitar un interdicto e imponer penalidades estatutarias y multas.
- b) Nada de lo aquí contenido se interpretará como que limita los derechos de la Junta o la APA a emprender cualquier actividad de acción criminal en contra de AEEPR Aguirre o cualquier persona.
- c) Nada de lo aquí contenido se interpretará como que limita la autoridad de la Junta o la APA a emprender cualquier acción en respuesta a condiciones que presenten un peligro substancial e inminente a la salud o bienestar público o del ambiente.
- d) Nada de lo aquí contenido se interpretará como que limita los derechos de AEEPR Aguirre a una vista administrativa y revisión judicial de una acción de terminación/ revocación/ denegación de acuerdo con los Reglamentos y la Ley de Política Pública Ambiental.

*CEG*  
*sell*  
*M*

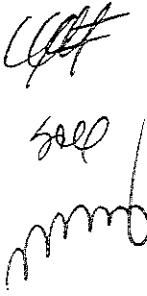
#### Sección IV - Emisiones permisibles

A. Las emisiones permisibles autorizadas bajo este permiso son mencionadas en la tabla a continuación. La fuente deberá certificar anualmente que sus emisiones actuales no exceden las emisiones permisibles. La certificación deberá basarse en la operación actual del año calendario (año natural)<sup>3</sup> anterior y, utilizando los factores de emisión aprobados a la fecha en que se completa la solicitud de Título V, que las emisiones no exceden las emisiones permisibles.

Contaminante	Emisiones permisibles (tons /año)
PM	2,194.88
SO <sub>2</sub>	30,608.58
NO <sub>x</sub>	28,867.78
CO	1,299.54

<sup>3</sup>Año calendario (año natural) significa 365 días consecutivos comenzando el 1 de enero y terminando el 31 de diciembre. Esta definición es bajo el Reglamento Núm. 6630 del 4 de junio de 2003, Enmiendas al Reglamento para el Control de Contaminación Atmosférica (Reglas 102 y 405).

Contaminante	Emisiones permisibles (tons /año)
COV	195.32
Plomo	0.63
CO <sub>2</sub> e	10,093,497.14



Contaminante atmosféricos peligrosos	Emisiones permisibles (tons /año)
Formaldehído	14.75
<i>Manganese</i> <i>compounds</i>	19.62
<i>Chloride</i>	84.71
<i>Nickel compounds</i>	20.71
CAP's totales (HAP's, en inglés) <sup>4</sup>	177.73

#### Sección V - Condiciones Específicas del permiso:

- A. Escenario normal de operación: AG1 y AG2 (calderas de quema de combustible con turbogeneradores de vapor)
- La siguiente tabla contiene un resumen de los requisitos aplicables, así como los métodos de prueba, para las unidades de emisión AG1 y AG2 identificadas en la Sección II de este permiso. Las condiciones de permiso incluyen requisitos aplicables adicionales.

---

<sup>4</sup>Ver todos los contaminantes atmosféricos peligrosos en el Apéndice B.

AEEPR AGUIRRE POWER STATION  
 SALINAS, PUERTO RICO  
 PFE-TV-4911-63-0212-0244  
 PÁGINA 16 DE 53

Condición	Parámetro	Valor	Unidades	Método de prueba	Frecuencia del método	Requisitos de registro de información	Frecuencia de informes
Límite de emisión de materia particulada	Materia particulada	0.3	Libras/MMBtu	Tipo de combustible Método 5	Mensual Durante el primer año del permiso.	Tipo de combustible Libro registro de	Mensual A más tardar sesenta (60) días después de realizar la prueba.
Límite del consumo de combustible	Fuel oil no. 6	488,229.840	Galones anuales	Consumo	Diario	Registro	Mensual
	Propano (igniter fuel)	19,018.44	Galones anuales	Consumo	Diario	Registro	Mensual
	Fuel oil no. 2 (warm up fuel)	803,405.40	Galones anuales	Consumo	Diario	Registro	Mensual
Límite del contenido de azufre	Fuel oil no. 6 y fuel oil no. 2	0.50	Porcentaje por peso	Análisis de combustible	Con cada recibo de combustible y en cualquier mezcla de combustible	Resultados del análisis	Mensual
	Propano (igniter fuel)	0.0187	Porcentaje por peso	Certificación del suplidor	Con cada recibo de combustible	Resultados del análisis	Mensual
Límite de opacidad	20	Porcento (promedio de 6 minutos)	COMS y CEMS de oxígeno Método 9	Continuo o con frecuencia no menor de 15 segundos. Cada dos semanas	Sistema de adquisición de datos con resguardo (backup) Libro de registro	Ver condiciones de permiso	Ver condiciones de permiso
Límite del contenido de asfalteno	8	Porcento por peso	Análisis de combustible	Con cada recibo de combustible y en cualquier mezcla de combustible	Resultados del análisis	Registro	Trimestral

Condición	Parámetro	Valor	Unidades	Método de prueba	Frecuencia del método	Requisitos de registro de información	Frecuencia de informes
Límite del contenido de vanadio	150	Ppmw	Analisis de combustible	Con cada recibo de combustible y en cualquier mezcla de combustible	Resultados del análisis	Registro	Timestral
Tiempo entre lavados de agua (time between water washings)	18	Meses	Calendario	Un lavado con agua por parada (outage)	Un lavado con agua por parada (outage)	Registro	Timestral

\*Los puntos abajo dan detalles explicativos sobre requisitos de los parámetros tabulados.

*clff*  
*sell*  
*MM*

#### a. LÍMITE DE EMISIÓN DE MATERIA PARTICULADA:

- (i) El tenedor del permiso no causará ni permitirá la emisión de materia particulada en exceso de 0.3 lb/MMBtu de calor suprido para las unidades AG1y AG2. [Regla 406 del RCCA]
- (ii) El tenedor del permiso deberá realizar una prueba de funcionamiento a cada unidad durante el primer año de vigencia de este permiso usando el Método 5 que aparece en 40 CRF Parte 60, Apéndice A, a fin de verificar que se cumple con la norma. [Regla 603 (a)(3) del RCCA]
- (iii) El tenedor del permiso deberá someter a la JCA, con 30 días de anticipación a la prueba, un protocolo de muestreo detallado describiendo todo el equipo de prueba, los procedimientos y las medidas de Certeza de Calidad (QA, en inglés) a utilizarse. El protocolo debe ser específico para la prueba, la instalación, las condiciones operacionales y los parámetros que se medirán. [Regla 106 (C) del RCCA]
- (iv) El tenedor del permiso deberá someter una notificación escrita, con 15 días de anticipación a la fecha de muestreo, a fin de permitir que la JCA designe un observador. [Regla 106 (D) del RCCA]
- (v) Someterá dos copias del informe de los resultados del muestreo inicial bajo el Método 5 dentro de 60 días de finalizar las pruebas. Este informe deberá contener la información requerida por la Regla 106(E) del RCCA.
- (vi) Según se especifica en la Regla 603(a)(4)(ii) del RCCA, el tenedor del permiso deberá conservar todos los expedientes de los datos de muestreo requeridos y la información de

apoyo por un período de 5 años a partir de la fecha de la muestra, la medición, informe o aplicación de muestreo.

b. **LÍMITE DE CONSUMO DE COMBUSTIBLE:**

(i) AEEPR Aguirre estará autorizado a quemar solo *fuel oil no. 6* para operación normal, *fuel oil no. 2* para el calentamiento y propano como combustible de ignición y apagado de las unidades AG1 y AG2 según los siguientes límites:

- CCW*
- sell / mm*
- a. El tenedor del permiso no deberá exceder el límite de consumo de combustible total para *fuel oil no. 6* de **488,229.840 galones** para cualquier período de 12 meses consecutivos para las unidades AG1 y AG2. El consumo de *fuel oil no. 6* para cualquier período de 12 meses consecutivos deberá calcularse sumando el consumo mensual de la unidad al consumo total de combustible de la unidad durante los 11 meses anteriores.
  - b. El tenedor del permiso no deberá exceder el límite de consumo de combustible total de **19,018.44 galones** de *propano* para cualquier período de 12 meses consecutivos solamente para la ignición y apagado de las unidades AG1 y AG2. El consumo de propano para cualquier período de 12 meses consecutivos deberá calcularse sumando el consumo mensual de la unidad al consumo total de combustible de la unidad durante los 11 meses anteriores.
  - c. El tenedor del permiso no deberá exceder el límite de consumo de combustible total para *fuel oil no. 2* de **803,405.40 galones** para cualquier período de 12 meses consecutivos para el calentamiento (*warm up*) solamente de las unidades AG1 y AG2. El consumo de *fuel oil no. 2* para cualquier período de 12 meses consecutivos deberá calcularse sumando el consumo mensual de la unidad al consumo total de combustible de la unidad durante los 11 meses anteriores.

- (ii) Las unidades AG1 y AG2 no están autorizadas a quemar combustibles sólidos (por. ej. sustancias controladas, almohadillas y trapos absorbentes, desperdicios industriales, etc.).
- (iii) Los niveles del tanque de combustible deberán ser medidos mensualmente y la cantidad de combustible recibido deberá ser medida y anotada cada vez que el combustible sea recibido. Se determinará la cantidad de combustible consumido utilizando las mediciones en los niveles del tanque y la cantidad de combustible recibido durante ese mes.
- (iv) Según se especifica en la Regla 603(a)(4)(ii) del RCCA, el tenedor del permiso deberá retener todos los expedientes de los datos de muestreo requeridos y la información de

apoyo por un período de 5 años a partir de la fecha de la muestra, medida, informe o aplicación de muestreo. Estos incluirán un registro de los informes de consumo mensual y anual de combustible.

- (v) El tenedor del permiso deberá someter, con cada certificación anual de cumplimiento, un resumen anual de los informes indicando el contenido de combustible de cada caldera en términos de consumo mensual y anual.

c. **LÍMITE DEL CONTENIDO DE AZUFRE:**

- (i) Para cumplir con Regla 403 del RCCA, el tenedor del permiso no deberá quemar o permitir el uso de *fuel oil no. 6* o más liviano (Más liviano significa sólo *fuel oil no. 2* para calentar las calderas.) en las unidades AG1 y AG2, con un contenido de azufre que exceda el 0.50% por peso. [U.S. v. PREPA, Consent Decree, Civil Action No. 93-2527 CCC]
- (ii) Solo se permitirá el uso de gas propano para la ignición y apagado de los quemadores de las unidades AG1 y AG2. El tenedor del permiso no deberá quemar o permitir el uso de propano, en las dos unidades con un contenido de azufre que exceda el 0.0187% por peso.
- (iii) El tenedor del permiso, mantendrá el servicio de un contratista, o cualquier otra agencia certificada, deberá muestrear el combustible y/o verificar el contenido de azufre del recibo del suplidor o el recibo de cada entrega para transferir a los tanques de almacenamiento de la instalación. El muestreo de combustible deberá incluir pero no limitarse a determinar el contenido de azufre en el combustible (% por peso). El cumplimiento con el estándar del contenido de azufre deberá determinarse usando los métodos establecidos en el ASTM 4294.
- (iv) Antes de la combustión, el tenedor del permiso deberá analizar la composición de cualquier combustible mezclado después del recibo de la carga o embarque (*shipment*) de combustible (incluyendo pero no se limita a la mezcla debido a la adición (*additions*) a los tanques de reserva o mezclas de combustibles desde diferentes lugares de la instalación). El muestreo de combustible deberá incluirse pero no limitarse a determinar el contenido de azufre (% por peso). Para el combustible propano, el tenedor del permiso deberá obtener del suplidor una certificación donde se establezca el contenido de azufre (% por peso) con cada recibo del mismo.
- (v) Para las unidades AG1 y AG2, el tenedor del permiso, deberá someter un informe mensual indicando en una base diaria el contenido de azufre (porciento por peso) en los combustibles quemados o consumidos en cada unidad durante el período de informe y la cantidad mensual de combustible quemado en cada unidad. Este informe será enviado a la Junta a la atención del Jefe de la División de Validación de Datos y Modelaje Matemático del Área de Calidad de Aire. Todos los informes mensuales deberán ser

enviados en o antes de los treinta (30) días siguientes al final de cada mes natural. [Regla 410 de RCCA]

- (vi) De acuerdo con la Regla 603(a)(4)(i) del RCCA, el tenedor del permiso deberá retener los registros de monitoreo que incluyen:

- i. La fecha, lugar-según se define en el permiso-y hora del muestreo;
- ii. La fecha(s) en que se realizaron los análisis;
- iii. La compañía o entidad que realizó dicho análisis;
- iv. Los métodos o técnicas analíticas utilizadas;
- v. Los resultados de dichos análisis; y
- vi. Las condiciones de operación al momento del muestreo o de la medición.
- vii. Para el combustible propano mantendrá la certificación del suplidor.

- CHF*  
*full mmf*
- (vii) De acuerdo con la Regla 603(a)(4)(ii) del RCCA, el tenedor del permiso deberá retener todos los expedientes de los datos de muestreo requeridos y la información de apoyo por un período de cinco (5) años a partir de la fecha de la muestra, la medición, informe o aplicación de muestreo. Estos incluyen los registros del contenido de azufre (% por peso) de los combustibles recibidos en la carga o embarque, y el contenido de azufre en los combustibles quemados.
- (viii) El tenedor del permiso deberá someter, con cada certificación semianual de cumplimiento, un resumen de los informes para ese año indicando el contenido de azufre (% por peso).

d. **LÍMITE DE OPACIDAD:**

- (i) De acuerdo con la Regla 403(A) del RCCA, el tenedor del permiso no deberá exceder el límite de opacidad de 20% (en promedio de 6 minutos), excepto para un periodo no mayor de cuatro (4) minutos en cualquier intervalo consecutivo de treinta (30) minutos cuando la opacidad no deberá exceder de 60%.
- (ii) El tenedor del permiso deberá calibrar, mantener y operar lo siguiente:
- (A) Un sistema de monitoreo continuo de opacidad (COMS, en inglés) para medir y registrar el porcentaje de opacidad en cada chimenea de las calderas y
  - (B) Un sistema de monitoreo continuo de oxígeno (CEMS, en inglés) para medir y registrar el porcentaje de oxígeno en la corriente de escape de cada caldera.
- (iii) El tenedor del permiso deberá realizar lecturas bisemanales de cada punto de emisión (Unidades AG1 y AG2) de acuerdo con el Método 9 de la Parte 60 del 40 CFR. Las lecturas deberán realizarse en el punto de mayor opacidad en la parte del plumacho donde

el vapor de agua condensada no está presente. Si la opacidad es medida en cualquier momento con un resultado mayor de 20%, ya sea por el Método 9 de lecturas de emisiones visibles o el COMS, todas las acciones correctivas se adoptarán tan pronto como se observe la excedencia en el límite de opacidad en las unidades AG1 y AG2.

- (iv) El tenedor del permiso deberá someter un informe escrito de todos los excesos de emisiones para la Junta para cada trimestre natural (*calendar quarter*). Todos los informes trimestrales deberán tener el sello postal (*postmarked*) en o antes de 30 días después del final de cada trimestre, y deberán incluir la información especificada a continuación:
- Check*  
*sell*  
*mark*
- (A) La magnitud del exceso de emisiones calculadas de acuerdo con la sección §60.13(h) del 40 CFR, cualquier factor (es) de conversión usado, y la fecha y la hora del inicio y término de cada periodo de tiempo de exceso de emisiones;
  - (B) La fecha y hora identificando cada período durante el cual el sistema de monitoreo continuo fue inoperante, excepto para cero y *span checks*, y la naturaleza de las reparaciones o ajustes;
  - (C) El/Los rango(s) de operación óptimo(s) para el porciento de oxígeno utilizado durante el trimestre con la fecha (s) en que los rangos que se hicieron efectivos;
  - (D) Las lecturas del CEMS de oxígeno en el momento que la opacidad excedió el 20% (en promedio de 6 minutos); y
  - (E) Un informe escrito de todas las medidas de oxígeno tomadas durante los estudios de optimización y verificación junto con las medidas de opacidad.
- (v) Dentro de los treinta (30) días al final de cada trimestre calendario, el tenedor del permiso deberá someter a la Junta todos los informes del Método 9 para las lecturas de las emisiones visibles tomadas durante el trimestre anterior.
- (vi) De acuerdo con la sección §60.7 del 40 CFR, el formulario del resumen del informe deberá contener la información y estar en el formato que se muestra en la Figura 1 de la sección §60.7(d) del 40 CFR, a menos que se especifique lo contrario por el Administrador.
- (A) Si la duración total de exceso de emisiones para el período de presentación de informes es menos del 1% del tiempo de operación total para el período de presentación de informe y el tiempo que no funcionó (*downtime*) del COMS para el período de presentación de informe es menos del 5% del tiempo total de operación para el período de presentación de informe, el tenedor del permiso sólo someterá el formulario de resumen del informe y el informe de exceso de emisión

descrito en la sección §60.7(c) del 40 CFR no necesita ser sometido a menos que sea requerido por el Administrador.

- (B) Si la duración total del exceso de emisiones para el período de presentación de informes es igual o mayor del 1% del tiempo de operación total para el período de presentación de informe y el tiempo que no funcionó (*downtime*) del *COMS* para el período de presentación de informe es igual o mayor del 5% del tiempo total de operación para el período de presentación de informe, el tenedor del permiso someterá el formulario de resumen del informe y el informe de exceso de emisión descrito en la sección §60.7(c) del 40 CFR.

- ccf*  
*all*  
*MW*
- (vii) De acuerdo con la Regla 603(a)(4)(i) del RCCA, el tenedor del permiso deberá retener los registros de monitoreo de opacidad y oxígeno que incluyen:

- (A) La fecha, lugar-según se define en el permiso-y hora del muestreo;  
(B) La fecha(s) en que se realizaron los análisis;  
(C) La compañía o entidad que realizó dicho análisis;  
(D) Los métodos o técnicas analíticas utilizadas;  
(E) Los resultados de dichos análisis; y  
(F) Las condiciones de operación al momento del muestreo o de la medición.

- (viii) De acuerdo con la Regla 603(a)(4)(ii) del RCCA, el tenedor del permiso deberá retener todos los expedientes de los datos de muestreo requeridos y la información de apoyo por un período de cinco (5) años a partir de la fecha de la muestra, la medición, informe o aplicación de muestreo. Esto incluye un informe de las lecturas de emisiones visibles por el Método 9, registros del COMS de opacidad y los registros del contenido de oxígeno CEMS. Los registros deberán contener la fecha y la hora de inspecciones, como la información a cerca de cualquier medida correctiva realizada.

e. **LÍMITES DEL CONTENIDO DE ASFALTO:**

- (i) Para asegurar cumplimiento con la Regla 403 del RCCA y según el acuerdo del 3 de febrero de 1994 entre la Junta de Calidad Ambiental y la Autoridad de Energía Eléctrica, el tenedor del permiso no deberá quemar o permitir el uso de cualquier combustible, en cualquier equipo de quema de combustible, con el contenido de asfalto que exceda 8% por peso.
- (ii) El tenedor del permiso, un contratista de servicio contratado por el tenedor del permiso, o cualquier otra agencia certificada, deberá muestrear el combustible y/o verificar el contenido de asfalto del recibo/certificación del suplidor de combustible en cada recibo de combustible para transferir a los tanques de almacenamiento de la instalación. El muestreo de combustible deberá incluir pero no limitarse a determinar el contenido de

asfalteno en el combustible (% por peso), usando el método IP 143 o el método ASTM 3279 para propósitos de cumplimiento.

- Uff* *SAP* *mm*
- (iii) Antes de la combustión, el tenedor del permiso deberá analizar la composición de cualquier combustible mezclado después del recibo de la carga o embarque (*shipment*) de combustible (incluyendo pero no se limita a la mezcla debido a la adición (*additions*) a los tanques de reserva o mezclas de combustibles desde diferentes lugares de la instalación). El muestreo de combustible deberá incluirse pero no limitarse a determinar el contenido de asfalteno (% por peso).
  - (iv) Para las unidades AG1 y AG2, AEEPR Aguirre deberá someter un informe trimestral indicando en una base diaria el contenido de asfalteno (porciento por peso) en los combustibles quemados o consumidos en cada unidad durante el periodo de informe y la cantidad de combustible quemado en cada unidad. Este informe será enviado a la Junta a la atención del Jefe de la División de Validación de Datos y Modelaje Matemático del Área de Calidad de Aire. Todos los informes trimestrales deberán ser enviados en o antes de los treinta (30) días siguientes al final de cada trimestre calendario.
  - (v) De acuerdo con la Regla 603(a)(4)(i) del RCCA, el tenedor del permiso deberá retener los registros de monitoreo que incluyen:
    - i. La fecha, lugar-según se define en el permiso-y hora del muestreo;
    - ii. La fecha(s) en que se realizaron los análisis;
    - iii. La compañía o entidad que realizó dicho análisis;
    - iv. Los métodos o técnicas analíticas utilizadas;
    - v. Los resultados de dichos análisis; y
    - vi. Las condiciones de operación al momento del muestreo o de la medición.
  - (vi) De acuerdo con la Regla 603(a)(4)(ii) del RCCA, el tenedor del permiso deberá retener todos los expedientes de los datos de muestreo requeridos y la información de apoyo por un período de cinco (5) años a partir de la fecha de la muestra, la medición, informe o aplicación de muestreo. Esto incluye un registro del contenido de asfalteno (% por peso) en el combustible recibido y el contenido de asfalteno (% por peso)de los combustibles quemados.
  - (vii) El tenedor del permiso deberá someter, con cada certificación anual de cumplimiento, un resumen de los informes para ese año indicando el contenido de asfalteno (% por peso).

f. LÍMITE DEL CONTENIDO DE VANADIO:

- (i) Para asegurar cumplimiento con la Regla 403, el tenedor del permiso no deberá quemar o permitir el uso de cualquier combustible, en cualquier equipo de quema de combustible, con el contenido de vanadio que exceda 150 ppmw.
- (ii) El tenedor del permiso, un contratista de servicio contratado por el tenedor del permiso, o cualquier otra agencia certificada, deberá muestrear el combustible y/o verificar el contenido de vanadio del recibo/certificación del suplidor de combustible en cada recibo de combustible para transferir a los tanques de almacenamiento de la instalación. El muestreo de combustible deberá incluir pero no limitarse a determinar el contenido de vanadio (ppmw), utilizando cualquier método ASTM D1548, ASTM D5708 y/o ASTM D5863 (Método de Prueba A) para propósitos de cumplimiento.
- (iii) *sell*  
Antes de la combustión, el tenedor del permiso deberá analizar la composición de cualquier combustible mezclado después del recibo de la carga o embarque (*shipment*) (incluyendo pero no se limita a la mezcla debido a la adición (*additions*) a los tanques de reserva o mezclas de combustibles desde diferentes lugares de la instalación). El muestreo de combustible deberá incluirse pero no limitarse a determinar el contenido de vanadio (ppmw).
- (iv) Para las unidades AG1 y AG2, el tenedor del permiso deberá someter un informe trimestral indicando en una base diaria el contenido de vanadio (ppmw) en los combustibles quemados o consumidos en cada unidad durante el período de informe y la cantidad mensual de combustible quemado en cada unidad. Este informe será enviado a la Junta a la atención del Jefe de la División de Validación de Datos y Modelaje Matemático del Área Calidad de Aire. Todos los informes trimestrales deberán ser enviados en o antes de los treinta (30) días siguientes al final de cada trimestre calendario.
- (v) De acuerdo con la Regla 603(a)(4)(i) del RCCA, el tenedor del permiso deberá retener los registros de monitoreo que incluyen:
- i. La fecha, lugar-según se define en el permiso-y hora del muestreo;
  - ii. La fecha(s) en que se realizaron los análisis;
  - iii. La compañía o entidad que realizó dicho análisis;
  - iv. Los métodos o técnicas analíticas utilizadas;
  - v. Los resultados de dichos análisis; y
  - vi. Las condiciones de operación al momento del muestreo o de la medición.
- (vi) Según con la Regla 603(a)(4)(ii) del RCCA, el tenedor del permiso deberá retener todos los expedientes de los datos de muestreo requeridos y la información de apoyo por un período de cinco (5) años a partir de la fecha de la muestra, la medición, informe o

aplicación de muestreo. Esto incluye un registro del contenido de vanadio (ppmw) del recibo de combustible recibido y el contenido de vanadio (ppmw) de los combustibles quemados.

- (vii) El tenedor del permiso deberá someter, con cada certificación anual de cumplimiento, un resumen de los informes para ese año indicando el contenido de vanadio (ppmw).

**g. LAVADO CON AGUA (*WATER WASHING*) DURANTE INTERRUPCIÓN AMBIENTAL (*ENVIRONMENTAL OUTAGE*):**

- Off  
sell  
MMB*
- (i) Para asegurar cumplimiento con la Regla 403 del RCCA, el tenedor del permiso deberá lavar con agua las unidades AG1 y AG2 no menos de una (1) vez cada dieciocho (18) meses. Según el acuerdo de la Autoridad de Energía Eléctrica, la Junta de Calidad Ambiental y la U.S. EPA, este requisito de permiso deberá ser revisado administrativamente para incluir el lavado con agua de las unidades AG1 y AG2 no menos de una (1) vez cada veinticuatro (24) meses. El *environmental outage* deberá incluir la limpieza y el mantenimiento del *gas-side* de la caldera incluyendo el equipo sensitivo de combustión como los quemadores y el equipo de manejo de combustible *fuel oil* que puede afectar el cumplimiento con la Regla 403 ó 404 del RCCA y pueden ser inspeccionados durante una interrupción planeada con mayor facilidad que durante la operación de la caldera.
  - (ii) De acuerdo con la Regla 603(a)(4)(i) del RCCA, el tenedor del permiso deberá retener los registros de monitoreo que incluyen:
    - i. La fecha, lugar-según se define en el permiso-y hora del muestreo relacionada al lavado de agua;
    - ii. La fecha(s) en que se realizaron los lavados de agua;
    - iii. La compañía o entidad que realizó el lavado de agua;
    - iv. Los métodos o técnicas analíticas utilizadas;
    - v. Los resultados del lavado de agua; y
    - vi. Las condiciones de operación al momento del muestreo o de la medición o el lavado de agua.
  - (iii) De acuerdo con la Regla 603(a)(4)(ii) del RCCA, el tenedor del permiso deberá retener todos los expedientes de los datos de muestreo requeridos y la información de apoyo por un período de cinco (5) años a partir de la fecha de la muestra, la medición, informe o aplicación de muestreo. Esto incluye un registro de lavados con agua que contiene las fechas y horas de lavado, así como la información sobre las medidas correctivas realizadas.

**h. REQUISITOS PARA LOS ADIESRAMIENTOS:**

- (i) AEEPR Aguirre deberá asegurar que los empleados de AEEPR encargados de operar las unidades de emisión AG1 y AG2 estén adiestrados apropiadamente en todas las operaciones de las unidades de emisión y deberá documentar el adiestramiento provisto.
- i. ESTÁNDARES NACIONALES DE EMISIÓN DE CONTAMINANTES ATMOSFÉRICOS PELIGROSOS:*COAL- AND OIL-FIRED ELECTRIC UTILITY STEAM GENERATING UNITS* CONTENIDOS EN LA SUBPARTE UUUUU DE LA PARTE 63 DEL 40 CRF
- (i) Las dos calderas (AG1 y AG2) están afectadas por los requisitos aplicables de los Estándares Nacionales de Emisión de Contaminantes Atmosféricos Peligrosos:*Coal- and Oil-Fired Electric Utility Steam Generating Units* contenidos en la Subparte UUUUU de la Parte 63 del 40 CRF, mejor conocida como *Mercury and Air Toxics Standards* (MATS). Las unidades afectadas deberán demostrar cumplimiento con esta reglamentación y los requisitos que se describen en las condiciones bajo este inciso en o antes del **16 de abril de 2016**.
- (ii) De acuerdo con la Sección 63.9991(a)(1) del 40 CRF, el tenedor del permiso deberá cumplir con cada límite de emisión y cada estándar de práctica de trabajo aplicable según se especifican en la Tabla 2, inciso 5 y en la Tabla 3, incisos 1, 3 y 4 de la Subparte UUUUU de la Parte 63 del 40 CRF para las unidades AG1 y AG2. El tenedor del permiso deberá cumplir con los siguientes límites de emisión aplicables para las calderas existentes AG1 y AG2:
- a. Materia particulada filtrable (PM): 0.030 lb/MMBtu ó 0.30 lb/MWh<sup>5</sup>
- b. Ácido Clorhídrico (HCl): 0.00020 lb/MMBtu ó 0.0020 lb/MWh
- c. Ácido Fluorhídrico (HF): 0.000060 lb/MMBtu ó 0.00050 lb/MWh
- d. De acuerdo con la sección 63.10000(c)(2)(iv), si alguna de las unidades es designada en la subcategoría de uso limitado (*limited-use liquid oil fired subcategory*) según definido en la Sección 63.10042 del 40 CRF, dicha unidad no estará sujeta a los límites de emisión establecidos en los incisos i.(ii)(a) al (c) de esta sección V(A) que provienen de la Tabla 2 de la Subparte UUUUU de la Parte 63 del 40 CRF, pero deberá cumplir con los requisitos de prácticas de trabajo de rendimiento de *time-up* de la Tabla 3, incisos 1, 3 y 4 de la Subparte UUUUU de la Parte 63 del 40 CRF.

<sup>5</sup>Gross electric output.

- Off*
- Hall*
- (iii) Deberá cumplir con cada límite de operación aplicable según se especifica en la Tabla 4 de esta subparte. [Sección 63.9991(a)(2) del 40 CFR]
  - (iv) Deberá cumplir con los requisitos generales aplicables según se describen en la sección 63.10000 del 40 CFR.
  - (v) Deberá cumplir con los requisitos de cumplimiento inicial aplicables según se especifican en la sección 63.10005 del 40 CFR.
  - (vi) Deberá cumplir con los requisitos de cumplimiento inicial con los límites de emisiones y prácticas de trabajo aplicables según se especifican en la sección 63.10011 del 40 CFR.
  - (vii) El cumplimiento continuo se demostrará según sea aplicable y según lo especifican las secciones 63.10006, 63.10007, 63.10009, 63.10010, 63.10020, 63.10021, 63.10022 y 63.10023 del 40 CFR.
  - (viii) El tenedor del permiso deberá cumplir con las notificaciones y los informes aplicables según se especifica en las secciones 63.10030, 63.10031, 63.10032 y 63.10033 del 40 CFR.
  - (ix) El tenedor del permiso cumplirá con las Disposiciones Generales de las secciones 63.1 hasta la sección 63.15 aplicables, las cuales se incluyen en la Tabla 9 de la Subparte UUUUU del 40 CFR. [Sección 63.10040 del 40 CFR]
  - (x) Si la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico solicita a la Agencia de Federal de Protección Ambiental una Orden Administrativa bajo la Sección 113(a) de la Ley de Aire Limpio para extender a un quinto año la fecha de cumplimiento para la Subparte UUUUU de la Parte 63 del 40 CFR y si la misma es concedida, deberá someter una revisión a su permiso de operación Título V para incorporar las condiciones de la Orden Administrativa aprobando la Extensión de Cumplimiento en un término no mayor de 30 días a partir de la emisión de la Orden Administrativa. La fecha límite para solicitar a la APA la Orden Administrativa para la Extensión de Cumplimiento para MATS es no más tarde de 180 días<sup>6</sup> de la fecha de cumplimiento de MATS. Deberá cumplir con todos los procedimientos y requisitos de información establecidos en el Memorando del *Office of Enforcement and Compliance Assurance (OEACA Policy Memorandum)* del 16 de diciembre de 2011 de la APA.
  - (xi) **Condiciones de la Extensión de la Fecha Cumplimiento [Resolución R-14-10]:** Esta determinación es autorizada bajo la sección 112(i)(3) de la Ley de Aire Limpio y la sección 63.6(i)(9) del 40 CFR. Si la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico no

<sup>6</sup> O sea, en o antes del 18 de octubre de 2014 [Resolución R-14-10].

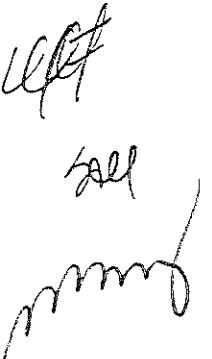
cumple alguno de los términos y condiciones, o si no se realizan las actividades para lograr cumplimiento, esto podría resultar en la terminación de la extensión de cumplimiento, en parte o en su totalidad, de acuerdo con los procedimientos y requisitos establecidos en la sección 63.6(i)(14) del 40 CFR.

- U.S. EPA  
Sall  
M.M.B.*
- a. Esta extensión de la fecha de cumplimiento de MATS es permitida para instalar el equipo necesario para establecer la quema de gas natural como combustible primario para las calderas AG1 y AG2 en la instalación de AEEPR Aguirre. El combustible secundario será Bunker C.
  - b. La Junta de Calidad Ambiental concede la extensión de la fecha de cumplimiento con el MATS hasta un máximo de 1 año, por lo que la fecha de cumplimiento expirará el 16 de abril de 2016.
  - c. La AEEPR propuso el siguiente itinerario de cumplimiento:

Unidad de Emisión	Fecha para la cual se planifica iniciar la construcción o el cambio en proceso	Fecha para la cual construcción o el cambio en proceso será completado	Fecha en que se logrará el cumplimiento definitivo
AG1	Octubre 2014	Marzo 2015 <sup>1</sup>	16 de abril de 2016
AG2	Mayo 2015	Octubre 2015	16 de abril de 2016

<sup>1</sup>AEEPR anticipa que la construcción del terminal de gas natural conocido como Aguirre Offshore GasPort (AOGP) comenzará en octubre de 2014 y terminará en octubre de 2015.

- d. Si no logra cumplir la actividad (entiéndase, inicio de construcción, completar la construcción, construcción del AOOGP, etc.) para la fecha propuesta en el itinerario, la AEEPR deberá someter un Informe de Desviación donde explique en detalle las razones por las cuales la actividad no ha sido lograda para la fecha propuesta y un itinerario revisado para lograr el cumplimiento con la fecha extendida del 16 de abril de 2016. La JCA no podrá extender más allá del 16 de abril de 2016 la fecha de cumplimiento con MATS. Los Informes de Desviación deberán someterse a la Junta no más tarde de 15 días posteriores a la fecha no cumplida.
- e. La AEEPR deberá mantener un registro de todas las actividades específicas realizadas y que estén relacionadas con las fechas propuestas para revisión del personal técnico de la Junta.
- f. Todos los informes y notificaciones deberán enviarse a la atención del Gerente del Área de Calidad Aire al P.O. Box 11488, San Juan, P.R. 00910.

- 
- g. Esta aprobación de la extensión de cumplimiento con el MATS no implica una aprobación de permiso de construcción, ni exime a la AEEPR de obtener los permisos aplicables para las actividades y fuentes de emisión cubiertas en esta aprobación de la extensión de cumplimiento con el MATS. Es responsabilidad de la AEEPR asegurar el cumplimiento con la obtención de todos los permisos necesarios para realizar las acciones o actividades necesarias para lograr cumplimiento para la fecha extendida aprobada.
  - h. Una vez seleccionados los suplidores o contratistas, los diagramas y especificaciones del manufacturero deberán ser entregados a la Junta para que forme parte de la solicitud de permiso de construcción. De haber alguna información confidencial, deberá tramitar la misma de acuerdo con los procedimientos de información confidencial de la Junta de Gobierno de la Junta de Calidad Ambiental.
  - i. Su solicitud de extensión sometida el 17 de enero de 2014 y la información sometida con fecha del 28 de febrero de 2014 forman parte de esta autorización (Ver Anexo C del permiso).

**k. REQUISITOS ADICIONALES DE MONITOREO PARA AG1 Y AG2**

- (A) Los siguientes requisitos de monitoreo aplican a las unidades AG1 y AG2 (en adelante unidad generatriz).

**1. Optimización**

- a. AEEPR Aguirre deberá establecer y mantener los rangos óptimos operacionales para asegurar el cumplimiento con la Regla 403 del RCCA. El tenedor del permiso deberá reexaminar y revisar dichos rangos según sea necesario dependiendo de las condiciones operacionales de las calderas. Los rangos operacionales óptimos deberán establecerse a cargas fijas (50%, 75% y 100% razón continua máxima), control de frecuencia y *sootblowing modes* para los siguientes parámetros:
  - (1) niveles mínimos y máximos de porciento de oxígeno;
  - (2) temperatura promedio del *average cold end air heater*, grados Fahrenheit mínimos;
  - (3) diferencial de presión *steam-to-oil* del atomizador, psid<sup>7</sup> mínimo

<sup>7</sup> psid, libra por pulgada cuadrada, diferencial

- (4) presión de vapor (*sootblower header steam pressure*), psig<sup>8</sup> mínimo (durante *sootblowing* solamente); y
- (5) viscosidad del combustible en el *header* del quemador, SSU<sup>9</sup> máximo.
- b. El tenedor del permiso deberá mantener los rangos óptimos operacionales establecidos y no deberá operar cualquier unidad generatriz fuera de los rangos de operaciones óptimos establecidos para cualquiera de los parámetros establecidos arriba en el párrafo 1.a. Los requisitos de este párrafo no deberán aplicar durante los siguientes períodos:
- (1) períodos de inicio o cese de operaciones (cargas menores del 50%) para los cuales los rangos de operación no aplican; o
- (2) períodos de mal funcionamiento<sup>10</sup>; o
- (3) durante cualquier período, según sea necesario pero que no exceda quince (15) minutos, en el cual AEEPR Aguirre esté poniendo o sacando de operación el proceso de *burner elevation* de acuerdo con las mejores prácticas.
- c. Dentro de veinticuatro (24) horas desde el comienzo del período de mal funcionamiento, la AEEPR Aguirre deberá evaluar si la operación de la unidad generatriz afectada dentro de los rangos operacionales óptimos previamente establecidos es apropiada para el período de malfuncionamiento. Si AEEPR Aguirre determina que la operación de la unidad generatriz afectada dentro de los rangos operacionales óptimos previamente establecidos es inapropiada, no más tarde de 120 horas desde el comienzo del período de malfuncionamiento, AEEPR Aguirre deberá modificar los rangos operacionales óptimos previamente establecidos y mantener cualquier rango óptimo operacional modificado por la duración del período de malfuncionamiento.

<sup>8</sup> psig, libra por pulgada cuadrada, manómetro

<sup>9</sup> SSU, Segundo Saybolt Universal

<sup>10</sup> Mal funcionamiento significa cualquier falla súbita, poco frecuente y que no pueda evitarse de modo razonable del control de la contaminación atmosférica y del equipo de monitorización, del equipo de proceso o de un proceso para operar de una forma normal o usual que ocasione, o tenga el potencial de ocasionar, que se sobrepasen los límites de emisión de la norma aplicable. Las fallas ocasionadas en parte por el mantenimiento deficiente o la operación descuidada no son mal funcionamiento.

**2. Monitoreo Continuo**

- a. La AEEPR Aguirre deberá instalar, reparar, reemplazar, calibrar y probar, de acuerdo con la tabla provista abajo y/o las recomendaciones del manufacturero, los siguientes monitores:
- (1) continuo de oxígeno;
  - (2) temperaturas promedio *cold end* de los calentadores de aire;
  - (3) diferencial de presión a través de los calentadores de aire;
  - (4) diferencial de presión del atomizador vapor/*fuel oil* en el *header* de los quemadores;
  - (5) presión del vapor del *sootblower* en el *header*;
  - (6) viscosidad del combustible;
  - (7) presión de la caldera;
  - (8) razones de flujo de combustible;
  - (9) potencia bruta en kilowatts;
  - (10) temperatura de entrada del agua de alimentación en el economizador; y
  - (11) monitores de opacidad (después de la instalación según se trata en el párrafo 3).
- b. La AEEPR Aguirre deberá medir, promediar, registrar, calibrar y conducir pruebas de certeza de calidad para los monitores requeridos arriba de acuerdo con la tabla abajo. Tales actividades deberán ser realizadas en una forma consistente con las prácticas reconocidas de la industria generatriz de electricidad y los estándares que incluyan las recomendaciones del manufacturero y los procedimientos estándares de ingeniería.

**Requisitos de Monitoreo Continuo**

<b>Monitor</b>	<b>Frecuencia de la medición</b>	<b>Frecuencia del promedio</b>	<b>Frecuencia de registro</b>	<b>Certeza de calidad</b>
Oxígeno	Continuamente pero no menos frecuente que cada 15 segundos	6 minutos	Promedio de 12 minutos	Según el 40 CRF Parte 60, Apéndice F
Opacidad	Continuamente pero no menos frecuente que cada 10 segundos	6 minutos	Promedio de 6 minutos y 10 segundos	Según el 40 CRF Part 51, Apéndice M, Método 203
Temperaturas promedio <i>cold end</i> del calentador de aire	Continuamente	Ninguna	Por hora	Anualmente según el OPM <sup>11</sup>
Diferencial de presión a través de los calentadores de aire	Continuamente	Ninguna	Por hora	Anualmente según el OPM
Presión diferencial atomizadora de vapor / fuel oil en el header del quemador	Continuamente	Ninguna	Por hora	Anualmente según el OPM
Presión de vapor <i>sootblower</i>	Continuamente por Electrónica	Ninguna	Ninguna	Anualmente según el OPM
Viscosidad del combustible	Continuamente	Ninguna	Por hora	Anualmente según el OPM
Presión de la caldera	Continuamente	Ninguna	Por hora	Anualmente según el OPM
Razón de flujo de combustible	Continuamente	Ninguna	Continuamente	Anualmente según el OPM
Potencia bruta	Continuamente	Ninguna	Continuamente	Anualmente según el OPM
Temperatura de entrada del agua de alimentación del economizador	Continuamente	Ninguna	Por hora	Anualmente según el OPM

- c. La AEEPR Aguirre deberá calibrar, operar, probar el funcionamiento y llevar a cabo procedimientos de certeza de calidad para cada monitor de oxígeno de acuerdo con el 40 CRF Parte 60, Apéndice F.

<sup>11</sup> OPM son las siglas en inglés para Operaciones y Mantenimiento Preventivo (*Operations and Preventive Maintenance*) que requiere el párrafo 6 de esta parte.

- UAF*
- sell*
- mwm*
- d. Dentro de sesenta (60) días después de la fecha de efectivida de este permiso, AEEPR Aguirre deberá probar el funcionamiento de cada monitor de opacidad de acuerdo con el 40 CRF Parte 60, Apéndice B, Especificaciones de funcionamiento 1. Una vez completada la prueba de funcionamiento, AEEPR Aguirre deberá calibrar y operar cada monitor de opacidad de acuerdo con el 40 CRF Parte 51, Apéndice M, Método 203.
  - e. En adición, siguiente a la prueba de funcionamiento y calibración, realizadas de acuerdo con el párrafo 2.d arriba, AEEPR Aguirre deberá realizar evaluaciones de certeza de calidad progresivamente para cada monitor de opacidad, de acuerdo con el 40 CRF Parte 51, Apéndice M, Método 203.
  - f. Para los monitores requeridos en los párrafos 2.a (2) hasta 2.a (11) arriba, la AEEPR Aguirre deberá asegurar periódicamente los *drifts* en cero y *span* no excedan 3% del límite superior del rango óptimo de operación.
  - g. AEEPR Aguirre deberá:
    - (1) para los datos generados por los monitores identificados en el párrafo 2.a. arriba, observar los datos de monitoreo generados para asegurar que los rangos óptimos de operación son mantenidos para asegurar el cumplimiento con el límite de opacidad;
    - (2) calcular, en una base mensual, la razón de calor para cada unidad generatriz (Btu/kilowatts hora);
    - (2) mientras *sootblowing*, comparar los datos de la presión de vapor *sootblowing* con el rango óptimo operacional para *sootblowing*; y
    - (4) como mínimo, instalar alarmas en los cuartos de control de los monitores listados arriba en los subpárrafos 2.a.(1), (4) y (7), e instalar, en los cuartos de control, alarmas para los monitores de opacidad de acuerdo con el párrafo 3 de esta Parte. Estas alarmas deberán alertar al operador cuando la unidad generatriz esté operando fuera de los rangos óptimos operacionales establecidos. Con respecto al monitor listado arriba en el párrafo 2.a(10), AEEPR Aguirre deberá asegurar que cada unidad generatriz esté equipada, como mínimo, con una alarma que deberá notificar al operador cuando la temperatura del agua de alimentación a la entrada del economizador esté por debajo del rango de temperaturas óptimas.

3. Instalación de monitores de opacidad

- a. AEEPR Aguirre deberá instalar monitores de opacidad nuevos o utilizar los existentes en las chimeneas de cada caldera y operar y realizar pruebas de funcionamiento y calibraciones de tales monitores de acuerdo con los párrafos 2 y 6 de esta Parte para asegurar la operación a largo plazo de cada caldera en cumplimiento con la Regla 403 del RCCA.
- b. Una vez completada la instalación de un monitor de opacidad, AEEPR Aguirre deberá instalar una alarma para tal monitor en el cuarto de control de ese monitor.

4. Calidad del combustible

- CET*
- spell*
- MMMMO*
- a. AEEPR Aguirre deberá muestrear y analizar los siguientes parámetros del combustible de acuerdo con el método de análisis establecido abajo. Todos los demás muestreos y análisis requeridos deberán ser realizados de acuerdo con los métodos de la ASTM o la IP.
    - (1) asfaltenos: IP 143 o ASTM 3279;
    - (2) azufre: ASTM 4294;
    - (3) vanadio: ASTM D1548; ASTM D5708 y/o ASTM D563 y
    - (4) viscosidad: ASTM D445 o ASTM D88.
  - b. Antes del recibo (descarga) de cualquier cargamento de combustible, AEEPR Aguirre deberá recibir del suplidor de combustible un análisis de laboratorio certificado del combustible a ser entregado para los siguientes parámetros:
    - (1) contenido bruto de calor, Btu/lb;
    - (2) gravedad API;
    - (3) viscosidad (Saybolt @122°F);
    - (4) asfaltenos, wt % (% por peso);
    - (5) azufre, wt % (% por peso);
    - (6) vanadio, ppmw;

- (7) sodio más potasio, ppmw;
- (8) calcio, ppmw;
- (9) ceniza, wt % (% por peso);
- (10) sólidos filtrables y agua, wt % (% por peso); y
- (11) temperatura de fluidez crítica, °F.
- ✓✓✓  
✓✓✓  
✓✓✓*
- c. Antes de la combustión, AEEPR Aguirre deberá muestrear y analizar la composición de cualquier combustible mezclado después del recibo del cargamento (incluyendo, pero sin limitarse a la mezcla debido a adiciones a los tanques de reserva o mezclado de combustible de varias plantas de energía) para asfaltenos, azufre, vanadio y viscosidad, de acuerdo con el párrafo 4.a arriba.
  - d. Cualquier análisis realizado de acuerdo con el párrafo 4.c. arriba deberá ser certificado por tanto un supervisor de laboratorio y el químico que realizó tales análisis (la certificación la podrá hacer una persona cuando el supervisor del laboratorio sea también el químico que realizó los análisis).
  - e. AEEPR Aguirre deberá proveer *taps* para muestreros antes de cada calentador de aceite en cada unidad generatriz.

## 5. Inventario de Piezas de Repuesto

- a. AEEPR Aguirre deberá mantener un inventario de piezas de repuesto de los componentes *hardware* para cada unidad generatriz para asegurar que las reparaciones y reemplazos de los componentes *hardware* sean realizadas con la menor interrupción posible a la operación de cada unidad generatriz.
- b. AEEPR Aguirre deberá documentar todas las compras de *hardware* y reabastecimiento del inventario.

## 6. Operaciones y mantenimiento preventivo

- a. Las operaciones adecuadas y el mantenimiento preventivo deberá incluir, por lo menos, los siguientes elementos:
  - (1) listas de cotejo de operaciones y de mantenimiento preventivo para cada unidad generatriz con itinerarios para inspecciones;

- (2) actividades de operaciones y mantenimiento preventivo relacionado con los componentes *hardware* que afectan o potencialmente afectan el cumplimiento con la Regla 403 del RCCA, incluyendo pero sin limitarse a todos los monitores requeridos arriba en el párrafo 2;
- (3) lecturas de emisiones visibles; y
- (4) manuales de operación para la instalación de AEEPR Aguirre.
- b. AEEPR Aguirre deberá realizar las actividades de operación y mantenimiento preventivo listadas abajo para que asegurara que cada unidad generatriz alcance y mantenga cumplimiento con la Regla 403 del RCCA:
- (1) operar cada unidad generatriz dentro de los rangos óptimos operacionales establecidos; no deberá requerírsele operar cada unidad generatriz dentro de los rangos óptimos operacionales establecidos durante los períodos de inicio, cese de operaciones (cargas menores de 50%) o mal funcionamientos o durante cualquier período, según sea necesario pero no excedan de quince (15) minutos, en el cual AEEPR Aguirre este en el proceso de poner o sacar de servicio el *burner elevation* de acuerdo con las mejores prácticas;
- (2) responder y documentar la respuesta del operador a los datos y los análisis generados de acuerdo con el monitoreo continuo al que se hace referencia en el párrafo 2,
- (3) implementar inspecciones de acuerdo con las listas de cotejo para determinar si cada unidad generatriz está funcionando apropiadamente;
- (4) monitorear y registrar la frecuencia de *water-washing* de cada caldera (caldera y superficies *back passage*);
- (5) monitorear y registrar la frecuencia de lavado a vapor de los tubos de cada unidad generatriz;
- (6) monitorear y registrar la frecuencia del lavado de las puntas e inyectores de los quemadores;
- (7) determinar las deficiencias, incluyendo inspeccionar las alarmas y, cuando sea necesario, reparar las alarmas dentro de dos días laborables; y

- Uff*  
*SEL*  
*Mm*
- (8) documentar cualquier deficiencia descubiertas, analizar y documentar las deficiencias, y documentar los pasos tomados para corregir cualquier deficiencia.
  - c. En adición a monitorear las emisiones con los COMS, AEEPR Aguirre deberá realizar pruebas de emisiones visibles una vez cada dos semanas de acuerdo con los requisitos listados abajo:
    - (1) las lecturas de emisiones visibles deberán realizarse por lectores de emisiones visibles certificados de acuerdo con el Método 9 del 40 CRF Parte 60, Apéndice A (Método 9), por un mínimo de seis minutos;
    - (2) todas las lectura de emisiones visibles deberán ser registradas de acuerdo con el Método 9; y
    - (3) cuando un lector de emisiones visibles de AEEPR registre, de acuerdo con el Método 9, un nivel de opacidad promedio mayor del 20% de opacidad por un período igual o mayor de seis (6) minutos, AEEPR Aguirre deberá revisar las condiciones operacionales de la unidad generatriz pertinente y documentar la causa de cualesquiera emisiones con tal opacidad elevada, corregir cualquier deficiencia y documentar los pasos tomados para corregir cualquier deficiencia.
  - d. AEEPR Aguirre deberá asegurar que los empleados de AEEPR están adiestrados apropiadamente en todas las operaciones de las unidades de emisión y deberá documentar el adiestramiento provisto.

**B. Escenario normal de operación: CC1-1, CC1-2, CC1-3, CC1-4, CC2-1, CC2-2, CC2-3, CC2-4 (turbinas de ciclo combinado), AGGT2-1 y AGGT2-2 (turbinas de gas)**

La siguiente tabla contiene un resumen de los requisitos aplicables, así como los métodos de prueba, para las unidades de emisión: CC1-1, CC1-2, CC1-3, CC1-4, CC2-1, CC2-2, CC2-3, CC2-4, AGGT2-1 y AGGT2-2 identificadas en la Sección II de este permiso. Las condiciones de permiso incluyen requisitos aplicables adicionales.

Condición	Parámetro	Valor	Unidades	Método de prueba	Frecuencia del método	Requisitos de registro de información	Frecuencia de informes
Límite de emisión de materia particulada	Materia particulada	0.3	Libras/MMBtu	Tipo de combustible y cálculos de emisión AP-42	Mensual	Registro tipo de combustible y cálculos de emisión	Semanal

AEEPR AGUIRRE POWER STATION  
 SALINAS, PUERTO RICO  
 PFE-TV-4911-63-0212-0244  
 PÁGINA 38 DE 53



Condición	Parámetro	Valor	Unidades	Método de prueba	Frecuencia del método	Requisitos de registro de información	Frecuencia de informes
Límite de Emisiones visibles	Emisiones visibles	20	Porcentaje (Promedio de 6 minutos)	Método 9	Una vez durante el primer año de vigencia del permiso.	Resultados de la prueba	Semianual
				Inspección de emisiones visibles	Cada dos (2) semanas	Registro	Semianual
Límite del contenido de azufre	Contenido de azufre	0.5	Porcentaje por peso	Muestra de combustible Análisis del suplidor de combustible	Diaria Con cada recibo	Registro de porcentaje de azufre Registro diario del contenido de azufre del combustible	Mensual
Límite de consumo de combustible	<i>Fuel oil no. 2</i>	354,482.160	Galones por año	Consumo	Diario	Registro	Mensual

a. LÍMITE DE EMISIÓN DE MATERIA PARTICULADA:

- (i) El tenedor del permiso no causará ni permitirá la emisión de materia particulada en exceso de 0.3 lb/MMBtu de calor suprido proveniente de las unidades de emisión CC1-1, CC1-2, CC1-3, CC1-4, CC2-1, CC2-2, CC2-3, CC2-4, AGGT2-1 y AGGT2-2. [Regla 406 del RCCA]
- (ii) AEEPR Aguirre calculará las emisiones de materia particulada mensualmente utilizando los factores de emisión aplicables a la unidad del AP-42 y la razón promedio de calor suprido por el combustible.
- (iii) AEEPR Aguirre deberá, además, mantener en la instalación un informe mensual del tipo de combustible utilizado. Copia de dichos informes deberán ser sometidos cada seis meses junto con los informes semianuales requeridos en la condición 14 de la Sección III de este permiso.
- (iv) Según se especifica en la Regla 603(a)(4)(ii) del RCCA, el tenedor del permiso deberá conservar todos los expedientes de los datos de muestreo requeridos y la información de

apoyo por un período de 5 años a partir de la fecha de la muestra, la medición, informe o aplicación de muestreo.

b. **LÍMITE DE EMISIONES VISIBLES:**

- (i) El tenedor del permiso no deberá exceder el límite de opacidad de 20% en promedio de 6 minutos para las unidades CC1-1, CC1-2, CC1-3, CC1-4, CC2-1, CC2-2, CC2-3, CC2-4, AGGT2-1 y AGGT2-2. Sin embargo, el tenedor del permiso podrá emitir a la atmósfera emisiones visibles con una opacidad hasta 60% por un período no mayor de cuatro (4) minutos dentro de cualquier intervalo consecutivo de 30 minutos. [Regla 403(A) del RCCA]
- (ii) Debido a que no es viable instalar un sistema continuo de monitoreo de opacidad (COMS, en inglés) en estas turbinas, como método de prueba alterno, la AEE contratará a un lector de opacidad independiente, certificado por una escuela aprobada o avalada por la APA o la Junta para realizar una (1) lectura de opacidad en cada turbina en conformidad con el Método 9 descrito en el Apéndice A del 40 CFR 60 durante el primer año de vigencia del permiso. La turbina aplicable deberán estar en operación al momento de realizársele las lecturas de opacidad.
- (iii) La AEEPR Aguirre llevará a cabo inspecciones visuales de opacidad cada dos (2) semanas durante las horas del día mediante la utilización de un lector de emisiones visibles certificado por un programa avalado por la APA o la Junta. Cuando el lector certificado establezca que se está excediendo el límite de opacidad según la Regla 403 del RCCA, AEEPR Aguirre verificará que el equipo causante de las emisiones visibles esté operando de acuerdo con las especificaciones del manufacturero y las condiciones del permiso. Si no está operando adecuadamente, AEEPR Aguirre tomará acciones correctivas para eliminar el exceso de opacidad inmediatamente y documentará la causa de emisiones con tal opacidad elevada, corregirá cualquier deficiencia y documentará los pasos tomados para corregir cualquier deficiencia. AEEPR Aguirre deberá realizar pruebas de emisiones visibles cada dos semanas de acuerdo con los requisitos listados abajo:
- (A) Las lecturas de emisiones visibles deberán realizarse de acuerdo con el Método 9 del 40 CRF Parte 60, Apéndice A, por un mínimo de seis minutos. Los lectores de emisiones visibles deberán estar certificados según el Método 9 por una escuela aprobada por la APA o la Junta.
- (B) Todas las lecturas de emisiones visibles deberán ser registradas de acuerdo con el Método 9.
- (C) Si el día en que corresponde tomar la lectura, la unidad no está en operación o no se cumple con las condiciones del Método 9, deberá documentarlo en el registro

de lecturas e informarlo en el resumen de emisiones visibles a ser sometido a la Junta junto con los informes semianuales requeridos en este permiso. Las próximas lecturas deberán realizarse cada dos semanas.

(D) AEEPR Aguirre deberá someter un resumen de las lecturas de emisiones visibles junto con los informes semianuales requeridos en este permiso. Este informe deberá incluir un resumen de los resultados de las lecturas y la hora de comienzo y terminación y las fechas en que se realizó la lectura de emisiones visibles. El informe deberá también incluir el número total de lecturas de emisiones visibles realizadas en ese periodo para las unidades sujetas a este requisito. AEEPR Aguirre retendrá una copia del informe de la lectura de emisiones visibles que incluya fecha y hora de la lectura por al menos 5 años, en cumplimiento con la Regla 603(a)(4)(ii) del RCCA.

- all*
- (iv) AEEPR Aguirre deberá someter a la Junta por lo menos 30 días previos a la lectura de opacidad inicial una copia del formato a ser utilizado para registrar las lecturas de emisiones visibles.
- all*
- (v) Notificará por escrito a la Junta 15 días antes de realizar el muestreo inicial bajo el Método 9 para permitirle a la Junta la oportunidad de tener un observador presente. [Regla 106(D) del RCCA]
- (vi) Someterá dos (2) copias del informe de los resultados del muestreo inicial bajo el Método 9 dentro de 60 días de finalizar las pruebas. Este informe tendrá la información requerida por la Regla 106(E) del RCCA. Los requisitos de las lecturas subsiguientes se someterán en el resumen de lecturas que se radicará con el informe semianual requerido en este permiso.

c. **LÍMITE DEL CONTENIDO DE AZUFRE:**

- (i) El tenedor del permiso no deberá quemar o permitir el uso de cualquier combustible con un contenido de azufre que exceda 0.5% por peso en las unidades CC1-1, CC1-2, CC1-3, CC1-4, CC2-1, CC2-2, CC2-3, CC2-4, AGGT2-1 y AGGT2-2. [Regla 410 del RCCA]
- (ii) El tenedor del permiso deberá conservar una copia de la certificación del suplidor de combustible en la que se indique el contenido de azufre a fin de demostrar que se cumple con el requisito de mantener un registro diario del contenido de azufre en el *fuel oil no. 2*. AEEPR Aguirre deberá obtener un análisis del contenido de azufre con cada recibo de combustible en la instalación para transferir a los tanques de almacenamiento de la instalación proveniente de cualquier otra fuente para verificar el contenido de azufre. La muestra de combustible deberá incluir, pero sin limitarse a, la determinación del contenido de azufre del combustible (% por peso).

- (iii) El tenedor del permiso deberá someter a la JCA un informe mensual en el que indique el consumo diario de combustible y el contenido de azufre, por peso, del combustible consumido en las diez (10) turbinas de quema de combustible. Este informe deberá someterse a la Junta en los primeros 30 días del siguiente mes para el cual el informe es representativo. El informe deberá dirigirse al Jefe de la División de Validación de Datos y Modelaje Matemático del Área Calidad de Aire de la Junta y mantenerse disponible en todo momento en la instalación para revisión por la JCA y la APA. [Regla 410 del RCCA]
- (iv) Según se especifica en la Regla 603(a)(4)(ii) del RCCA, el tenedor del permiso deberá conservar todos los expedientes de datos de muestreo requeridos y la información de apoyo por un período de 5 años a partir de la fecha de la muestra, medida, informe o aplicación de muestreo. Estos incluyen un registro de los resultados de las muestras de combustible, los informes mensuales de consumo de combustible y el contenido de azufre del combustible quemado.
- (v) El tenedor del permiso deberá someter, con cada certificación anual de cumplimiento, un resumen de los informes para ese año indicando el contenido de azufre por peso para los combustibles consumidos mensualmente.

*all*  
*M*  
*b*  
**d.** **LÍMITE DE CONSUMO DE COMBUSTIBLE:**

- (i) El tenedor del permiso no deberá exceder el límite de consumo total del *fuel oil no. 2* de **354,482,160 galones** en cualquier período de doce (12) meses consecutivos para las unidades CC1-1, CC1-2, CC1-3, CC1-4, CC2-1, CC2-2, CC2-3, CC2-4, AGGT2-1 y AGGT2-2. El consumo de combustible para cualquier período de doce (12) meses consecutivos deberá calcularse sumando el consumo mensual de la unidad al consumo total de combustible de la unidad durante los 11 meses anteriores.
- (ii) Los niveles del tanque de combustible deberán ser medidos mensualmente y la cantidad de combustible recibido deberá ser medida y anotada cada vez que el combustible sea recibido. Se determinará la cantidad de combustible consumido utilizando las mediciones en los niveles del tanque y la cantidad de combustible recibido durante ese mes.
- (iii) Según se especifica en la Regla 603(a)(4)(ii) del RCCA, el tenedor del permiso deberá retener todos los expedientes de muestreo requeridos y la información de apoyo por un período de 5 años a partir de la fecha de la muestra, la medida, informe o aplicación de muestreo. Estos incluirán un registro de los informes de consumo mensual y anual de combustible.

- (iv) El tenedor del permiso deberá someter, con cada certificación anual de cumplimiento, un resumen anual de los informes indicando el contenido de combustible de cada turbina en términos de consumo mensual y anual.

e. **NORMAS NACIONALES DE EMISIONES DE CONTAMINANTES ATMOSFÉRICOS PELIGROSOS PARA TURBINAS DE COMBUSTIÓN CONTENIDAS EN EL 40 CRF PARTE 63, SUBPARTE YYYY**

- (i) Cualquier fuente existente, nueva o reconstruida que posea u opere turbinas estacionarias de combustión está sujeta a las Normas Nacionales de Emisiones de Contaminantes Atmosféricos Peligrosos para turbinas de combustión contenidas en el 40 CRF Parte 63, Subparte YYYY.

- a. De acuerdo con la sección 63.6090 del 40 CRF, las turbinas de combustión estacionarias existentes en todas las subcategorías no tienen que cumplir con los requisitos de esta Subparte YYYY o de la Subparte A de la Parte 63 del 40 CRF. No es necesaria la notificación inicial para ninguna turbina de combustión interna estacionaria existente, aún si una turbina nueva o reconstruida en la misma categoría requeriría una notificación inicial.
- b. Si una de las turbinas fue reconstruida según la definición de reconstrucción de la sección 63.2 Subparte A de la Parte 63 y si la reconstrucción comenzó o comenzará después del 14 de enero de 2003, dicha unidad deberá cumplir con los requisitos aplicables esta Subparte YYYY.

C. D1, D2, D3, D4, R5, R6, LDR1 y LDR2 – Tanques de Almacenamiento o Servicio de Diésel

Condición	Parámetro	Valor	Unidades	Método de Prueba	Frecuencia del Método	Requisitos de Expedientes	Frecuencia de Informes
Límite de throughput Diesel	D1	78,840,000	gal/año	Registro	Mensual	Registro	Semianual (Ver Condición General 14)
	D2	78,840,000					
	D3	78,840,000					
	D4	78,840,000					
	LDR1	78,840,000					
	LDR2	78,840,000					

Condición	Parámetro	Valor	Unidades	Método de Prueba	Frecuencia del Método	Requisitos de Expedientes	Frecuencia de Informes
	R5	177,244,000					
	R6	177,244,000					

#### a. Límites de throughput

- Cliff*  
*Sel*  
*M*
- (i) La cantidad máxima permitida de almacenamiento o servicio de diésel para cada tanque será la cantidad máxima de *throughput* establecido en la tabla arriba. [Aumento Acumulativo]
  - (ii) El tenedor del permiso mantendrá un registro mensual en donde se anotarán las cantidades cargadas a cada tanque. Dicho registro deberá estar disponible en todo momento para ser inspeccionado.
  - (iii) El tenedor del permiso someterá semianualmente un resumen de las cargas a cada tanque junto con el informe semianual requerido en la condición II. 14. de este permiso.
  - (iv) El tenedor del permiso deberá mantener la documentación que establezca las dimensiones de cada tanque y un análisis que demuestre su capacidad. Dicha documentación estará disponible para la revisión del personal técnico de la Junta en todo momento y se mantendrá en la instalación mientras la fuente esté en operación.
  - (v) De acuerdo con la Regla 603(A)(4)(ii) del RCCA, el tenedor del permiso deberá retener los expedientes de todos los datos de muestreo requerido y la información de apoyo por un periodo de 5 años a partir de la fecha del muestreo, la medición, el informe o la aplicación del muestreo.

#### Sección VI - Requisitos de Mantenimiento de Registros:

- A. AEEPR Aguirre tendrá disponible en todo momento en la instalación copia del Plan de Emergencia requerido de acuerdo con la Regla 107 del RCCA.
- B. AEEPR Aguirre deberá mantener registros de las actividades de control de incendio relacionados a investigación o adiestramiento.

AEEPR AGUIRRE POWER STATION  
SALINAS, PUERTO RICO  
PFE-TV-4911-63-0212-0244  
PÁGINA 44 DE 53

- C. AEEPR Aguirre deberá mantener registros de las compras de refrigerante y el refrigerante añadido a dispositivos o equipos que contengan normalmente 50 libras de refrigerante o más. [40 CRF §82.166]
- D. AEEPR Aguirre deberá mantener accesibles la documentación que establezca las dimensiones de los tanques de almacenaje y un análisis que demuestre su capacidad según se especifica en el 40 CRF §60.116b(a). Este registro requerido se mantendrá en la instalación mientras la fuente esté en operación.
- E. Todos los registros de monitoreo, resultados de pruebas de muestreo de combustible, resultados de pruebas de calibración, gráficas producidas por la instrumentación, todos los informes presentados y bitácoras deben ser retenidos por un período de 5 años después de la fecha de su registro y proveerse a la solicitud de la APA o de la Junta. Todos los promedios rotativos deben calcularse en base diaria.
- F. Los niveles en los tanques de combustible deberán medirse en una base mensual y la cantidad de combustible recibida se medirá y anotara cada vez que se reciba el combustible. La cantidad de combustible consumido será determinada utilizando las medidas en los niveles de los tanques y la cantidad de combustible recibida durante el mes correspondiente.

## Sección VII - Requisitos de Informes

- A. Certificación de Cumplimiento: De acuerdo con la Regla 602(C)(2)(ix)(c) del RCCA, AEEPR Aguirre deberá someter anualmente una certificación de cumplimiento. Esta certificación de cumplimiento deberá ser sometida tanto a la JCA como a la APA<sup>12</sup> no más tarde del 1<sup>ro</sup> de abril de cada año, cubriendo el año natural anterior. La certificación de cumplimiento deberá incluir, pero sin limitarse, a la información requerida en la Regla 603(c) del RCCA.
- B. Cálculos de Emisiones: No más tarde del 1<sup>ro</sup> de abril de cada año, AEEPR Aguirre enviará el cálculo de las emisiones actuales del año natural anterior. El cálculo de las emisiones se presentará en los formularios preparados para ese efecto por la JCA y el oficial responsable certificará que toda la información sometida es correcta, verdadera y representativa de la actividad permitida. Los cálculos de emisiones deben incluir pero no limitarse a las emisiones de PM/PM<sub>10</sub>, NO<sub>x</sub>, COV, CO, Pb, SO<sub>2</sub>, CAP's y CO<sub>2</sub>e.

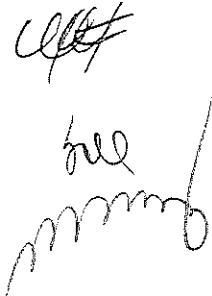
<sup>12</sup>La certificación a la JCA deberá ser enviada por correo a: Gerente, Área de Calidad de Aire, P.O. Box 11488, San Juan, PR, 00910. La certificación de la APA deberá ser enviada por correo a: *Chief, Enforcement and Superfund Branch, CEPD, US APA-Region II, City View Plaza – Suite 7000, #48 Rd. 165 Km 1.2 Guaynabo, P.R. 00968-8069.*

- C. De acuerdo con la Regla 603(a)(5)(i) del RCCA, AEEPR Aguirre deberá presentar a la Junta los informes sobre todos los muestreos, cada seis meses o con más frecuencia si lo requiriese la JCA o cualquier otro requisito aplicable. 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 un oficial responsable según lo establece la Regla 602(C)(3) del RCCA. El informe que cubre el período de enero a junio deberá entregarse no más tarde del 1<sup>ro</sup> de octubre del mismo año y el informe que cubre el período de julio a diciembre deberá entregarse no más tarde del 1<sup>ro</sup> de abril del próximo año. Una vez desarrolladas las guías por la Junta, deberá utilizar las mismas para completar estos informes.
- D. Informes Mensuales de Consumo de Combustible: Las unidades AG1, AG2, AGGT-1, AGGT2-2, CC1-1, CC1-2, CC1-3, CC1-4, CC2-1, CC2-2, CC2-3 y CC2-4 están afectadas por la Regla 410 del RCCA, por lo que AEEPR Aguirre deberá someter de forma mensual un informe sobre el contenido de azufre en porcentaje por peso y el consumo diario de combustible en cada unidad. Este informe debe someterse a la Junta a la atención del Jefe de la División de Validación de Datos y Modelaje Matemático durante los primeros 30 días del próximo mes para el cuál el informe es representativo.
- E. De acuerdo con la Regla 603(a)(5)(ii) del RCCA, cualquier desviación que resulte por condiciones de trastorno (tales como, fallo o ruptura súbita) o por emergencia según definida en la Regla 603(e) del RCCA tienen que ser informados dentro de los próximos dos (2) días laborables.
- F. De acuerdo con la Regla 603 (a)(5)(ii)(b) del RCCA, AEEPR Aguirre notificará a la Junta dentro de las próximas 24 horas si ocurre una desviación que resulte en la descarga de emisiones de contaminantes atmosféricos peligrosos por más de una hora en exceso del límite aplicable. Para la descarga de cualquier contaminante atmosférico regulado que continúe por más de 2 horas en exceso del límite aplicable, se notificará a la Junta dentro de 24 horas de ocurrida la desviación. AEEPR Aguirre deberá someter a la JCA además, dentro de 7 días de la desviación, un informe escrito detallado que incluirá las causas probables, tiempo y duración de la desviación, acción remediativa tomada y los pasos que están siguiendo para evitar que vuelva a ocurrir. (Condición ejecutable sólo estatalmente)
- G. AEEPR Aguirre someterá una copia a la APA y dos copias a la Junta del informe escrito de los resultados de todas los muestreos de emisiones dentro de 60 días de completar las pruebas de rendimiento. [Regla 106(E) del RCCA]
- H. AEEPR Aguirre deberá cumplir con los requisitos de notificación aplicables del 40 CRF §63.6145 y del 40 CRF parte 63, subparte A para las fechas especificadas a menos que se determine que esta regulación no es aplicable.

- I. AEEPR Aguirre deberá cumplir con los requisitos de notificación aplicables del 40 CRF §63.6645 y del 40 CRF parte 63, subparte A para las fechas especificadas.

### Sección VIII - Unidades de Emisiones Insignificantes

AEEPR Aguirre proveyó la siguiente lista de actividades insignificantes para un mejor entendimiento de sus operaciones y la distribución de equipos. La lista de las actividades insignificantes pueden haber sufrido cambios desde el momento en que fue sometida, sin embargo AEEPR Aguirre deberá incluir la lista de actividades insignificantes que están exentas por tamaño o tasa (razón) de producción y algunas podrían requerir un permiso de construcción bajo la Regla 203 del RCCA.



ID de la unidad de emisión	Descripción (Base de la exención)
Tanques de aceite usado, aceite de lubricación, amoníaco acuoso, hidracina, y tanques de ciclohexilamina	Menos de 10,000 galones [Apéndice B(3)(ii)(N) del RCCA].
Tanques de ácido y soda cáustica	Menos de 10,000 galones [Apéndice B(3)(ii)(N) del RCCA].
Tanques de propano líquido	Menos de 10,000 galones [Apéndice B(3)(ii)(N) del RCCA]
Tanques de combustible del <i>starting engines</i>	Menos de 10,000 galones [Apéndice B(3)(ii)(N) del RCCA]
Tres tanques de reserva (R1, R2 y R3) de combustible <i>fuel oil no. 6</i>	Menos de 1 ton/año de COV (cada uno) [Apéndice B(3)(ii)(P) del RCCA].
Dos tanques de servicio (S1 y S2) de combustible <i>fuel oil no. 6</i>	Menos de 1 ton/año de COV (cada uno) [Apéndice B(3)(ii)(P) del RCCA].
Dos tanques de servicio (TG1 o LDS1 y TG2 o LDS2) de <i>fuel oil no. 2</i>	Menos de 10,000 galones [Apéndice B(3)(ii)(N) del RCCA].
Muelles de descarga de combustible <i>fuel oil no. 6</i> y <i>fuel oil no. 2</i> ( <i>Discharge docks</i> )	Menos de 1 ton/año de COV (cada uno) [Apéndice B(3)(ii)(P) del RCCA].

## Sección IX - Protección por permiso

- De acuerdo con la Regla 603(d) del RCCA, el cumplimiento con las condiciones del permiso se considerará como cumplimiento con cualquier requisito aplicable a la fecha de expedir el mismo, siempre y cuando dicho requisito encuentre específicamente identificado en el permiso. Del mismo modo, se considerará como en cumplimiento con cualquier requisito específicamente identificado como No Aplicable en el permiso.

### A. Requisitos no aplicables

Determinación de No Aplicabilidad

Código	Fundamento
Estándares de Ejecución de turbinas estacionarias de gas (40 CRF Parte 60, Subparte GG)	A las turbinas fueron construidas antes del 3 de octubre de 1977. La Subparte GG del 40 CRF Parte 60 no es aplicable a las fuentes construidas antes de 3 de octubre de 1977.
Estándares de Ejecución de <i>fossil-fuel-fired steam generators</i> (40 CRF Parte 60, Subparte D)	Las calderas AG1 y AG2 fueron construidas antes del 17 de agosto de 1971. La Subparte D del 40 CRF Parte 60 no es aplicable a las calderas construidas antes del 17 de agosto de 1971.
Estándares Nacionales de Emisión para Contaminantes Atmosféricos Peligrosos para Fuentes Mayores: Calderas Industriales, Comerciales e Institucionales y Calentadores de Proceso (40 CRF Parte 63, Subparte DDDDD)	No aplica a las calderas AG1 y AG2 que son unidades de generación de vapor de utilidades eléctricas cubiertas bajo la Subparte UUUUU de la Parte 63 del 40 CRF (Sección 63.7491(a) del 40 CRF).
Estándares Nacionales de Emisión para Contaminantes Atmosféricos Peligrosos para Fuentes de Área para Calderas Industriales, Comerciales e Institucionales (40 CRF Parte 63, Subparte JJJJJ)	No aplica a las calderas AG1 y AG2 ubicadas en fuentes mayores de contaminantes atmosféricos peligrosos, ni a calderas que son unidades de generación de vapor de utilidades eléctricas cubiertas bajo la Subparte UUUUU de la Parte 63 del 40 CRF (Sección 63.1195(k) del 40 CRF).
Regla 106(A), (B) y (C) del RCCA sólo para el Método 9 requerido en este permiso.	No aplica porque el Método 9 ya está establecido para estas unidades.

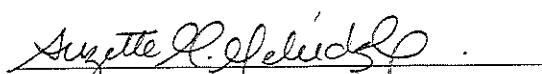
AEEPR AGUIRRE POWER STATION  
SALINAS, PUERTO RICO  
PFE-TV-4911-63-0212-0244  
PÁGINA 48 DE 53

### Sección X - Aprobación del permiso

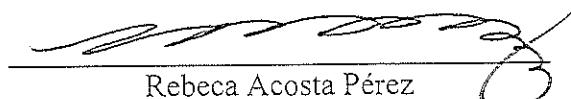
En virtud de los poderes conferidos a la Junta de Calidad Ambiental por la Ley sobre Política Pública Ambiental, Ley Número 416 del 22 de septiembre de 2004, según enmendada, y luego de verificado el expediente administrativo y el cumplimiento con la Ley Sobre Procedimiento Administrativo Uniforme, Ley Número 170 del 12 de agosto de 1988, según enmendada, la Ley Federal de Aire Limpio, Ley Sobre Política Pública Ambiental y el Reglamento para el Control de la Contaminación Atmosférica de Puerto Rico, la Junta de Calidad Ambiental aprueba el permiso sujeto a los términos y condiciones que en el mismo se expresan.

En San Juan, Puerto Rico, hoy 14 de abril de 2015.

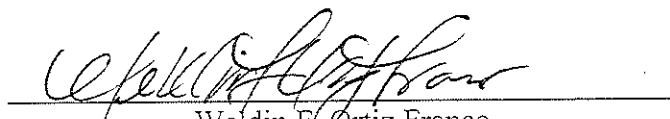
JUNTA DE CALIDAD AMBIENTAL

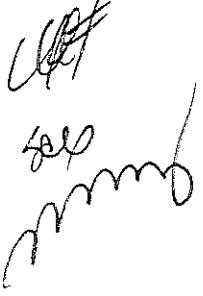


Suzette M. Meléndez Colón  
Vice Presidenta



Rebeca Acosta Pérez  
Miembro Asociado

  
Weldin F. Ortiz Franco  
Presidente



## APÉNDICE

## Apéndice A - Definiciones y abreviaciones

### A. Definiciones:

1. Ley - Ley Federal de Aire Limpio, según enmendada, *42 U.S.7401, et seq.*
2. Oficial Responsable - Ver definición de Oficial Responsable según se establece en el Reglamento para el Control de la Contaminación Atmosférica de la Junta de Calidad Ambiental (1995).
3. Reglamento - Reglamento para el Control de la Contaminación Atmosférica de la Junta de Calidad Ambiental.
4. Título V - Título V de la Ley Federal de Aire Limpio (*42 U.S.C. 7661*).

### B. Abreviaciones

APA	Agencia Federal de Protección Ambiental ( <i>APA-Environmental Protection Agency</i> )
AP-42	<i>Compilation of Air Pollutant Emission Factors</i>
bbl	bariles
Btu	Unidad Térmica Británica ( <i>British thermal unit</i> )
CAP	Contaminantes Atmosféricos Peligrosos ( <i>HAP-Hazardous Air Pollutant</i> )
CRF o CFR	Código de Reglamentos Federales de los Estados Unidos (CFR- <i>United States Code of Federal Regulations</i> )
CO	Monóxido de Carbono
CO <sub>2</sub> e	Bióxido de carbono equivalente
COV	Compuestos Orgánicos Volátiles ( <i>Volatile Organic Compounds</i> )
GHGs	Gases con Efecto de Invernadero ( <i>Greenhouse Gases</i> )
HCl	Ácido Clorhídrico
HF	Ácido Fluorhídrico
hp	Caballos de fuerza ( <i>horsepower</i> )

JCA	Junta de Calidad Ambiental de Puerto Rico
Lbs	Libras
MMBtu	Millón de Btu
MWh	Mega Watt-hora
NESHAP	Estándares Nacionales de Emisión de Contaminantes Atmosféricos Peligrosos ( <i>National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants</i> )
NNCAA	Normas Nacionales de Calidad de Aire Ambiental ( <i>National Ambient Air Quality Standards-NAAQS</i> )
NSPS	Estándares de Ejecución para Fuentes Nuevas ( <i>New Source Performance Standards</i> )
NO <sub>x</sub>	Óxidos de nitrógeno ( <i>Nitrogen Oxides</i> )
OPM	Operaciones y Mantenimiento Preventivo ( <i>Operations and Preventive Maintenance</i> )
Pb	Plomo
PM	Materia particulada (en inglés)
PM <sub>10</sub>	Materia particulada con partícula cuyo diámetro tiene un tamaño de masa aerodinámica igual o menor de diez (10) micrones (en inglés)
ppmw	Partes por millón por peso
PREPA	Puerto Rico <i>Electric Power Authority</i> (AEEPR-Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico)
Psid	libra por pulgada cuadrada, diferencial
Psig	libra por pulgada cuadrada, manómetro
RCCA	Reglamento para el Control de la Contaminación Atmosférica de la Junta de Calidad Ambiental (RCAP- <i>Regulation for the Control of Atmospheric Pollution of the Environmental Quality Board</i> )

RMP	Plan de Manejo de Riesgo ( <i>Risk Management Plan</i> )			
SIC	Clasificación Industrial	Estándar	( <i>Standard</i> )	<i>Industrial</i>
SOx	Óxidos de azufre			
SO <sub>2</sub>	Bióxido de azufre			
SSU	Segundo Saybolt Universal			

Apéndice B - Lista de Contaminantes Atmosféricos Peligrosos

Contaminantes Atmosféricos Peligrosos	Emisiones (ton/año)
1,1,1-Trichloroethane	5.76E-02
Acenaphthene	5.15E-03
Acenaphthylene	6.18E-05
Anthracene	2.98E-04
Benzo(a)anthracene	9.79E-04
Benceno	1.367E+00
Benzo(b,k)fluoranthene	3.61E-04
Benzo(g,h,i)perylene	5.52E-04
Chrysene	5.81E-04
Dibenzo(a,h)anthracene	4.08E-04
Ethylbenzene	1.55E-02
Fluoranthene	1.18E-03
Fluorene	1.09E-03
Formaldehido	14.75+00
Naphthalene	1.107+00
Phenanthrene	2.56E-03
Pyrene	1.04E-03
Toluene	1.51E+00
Xylene	2.66E-02
Antimony	1.28E+00
Arsenic	5.83E-01
Beryllium	1.74E-02
Cadmium	2.147E-01
Chromium	4.71E-01
Chromium VI	6.00E-02
Cobalt	1.47E+00
Copper	4.30E-01
Fluoride	9.11E+00
Lead	3.72E-01
Manganese	19.62E+00
Mercury	5.867E-02
Nickel	2.071E+01
Phosphorous	2.31E+00
Selenium	6.15E-01
Vanadium	7.76E+00
Zinc	7.10E+00
Barium	6.30E-01
Chloride	84.71E+00
Molybdenum	1.90E-02
1,3-Butadiene	3.8289E-01
PAH	9.5747E-01
Total	177.73

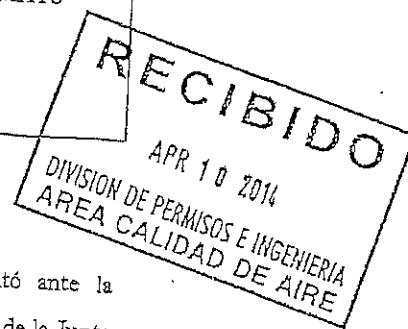
AEEPR AGUIRRE  
SALINAS, PUERTO RICO  
PFE-TV-4911-70-1196-0015  
PÁGINA 54 DE 54

*[Handwritten signature]*

Apéndice C – Documentos de Solicitud de la Extensión de Cumplimiento de MATS

ESTADO LIBRE ASOCIADO DE PUERTO RICO  
OFICINA DEL GOBERNADOR  
JUNTA DE CALIDAD AMBIENTAL

IN RE:	REF. NÚM.: R-14-10
AUTORIDAD DE ENERGÍA ELECTRICA AGUIRRE STEAM POWER PLANT  (PETICIONARIO)	SOBRE: SOLICITUD DE EXTENSIÓN DE FECHA PARA CUMPLIMIENTO INICIAL MATS



RESOLUCIÓN Y NOTIFICACIÓN

En referéndum celebrado el 28 de marzo de 2014, se presentó ante la consideración de la Junta de Gobierno (en adelante, la "Junta de Gobierno") de la Junta de Calidad Ambiental (en adelante, la "JCA") la Solicitud de Extensión de Fecha para el Cumplimiento Inicial de los Estándares Nacionales de Emisión de Contaminantes Atmosféricos Peligrosos: *Coal and Oil Fired Electric Utility Steam Generating Units* contenidos en la Subparte UUUUUU de la Parte 63 del 40 CFR, mejor conocida como *Mercury and Air Toxics Standards* (en adelante, "MATS") para la Autoridad de Energía Eléctrica (en adelante, "AEEPR", o *Puerto Rico Electric Power Authority*, en adelante "PREPA", por sus siglas en inglés) en sus calderas AG1 y AG2 de la Estación Generatriz de Aguirre que ubica en el Barrio Aguirre del municipio de Salinas (en adelante "PREPA Aguirre").

El 16 de diciembre de 2011, la Agencia Federal de Protección Ambiental (en adelante, "EPA" por sus siglas en inglés) promulgó los MATS con el fin de reducir las emisiones de metales pesados tales como el mercurio, arsénico, cromo, níquel; gases ácidos como ácido clorhídrico y ácido fluorhídrico provenientes de las unidades de generación de energía eléctrica que utilizan carbón o combustible líquido. Las fuentes afectadas son las unidades de generación de energía mediante vapor (*electric utility steam generating unit* o EGU, en inglés), que utilizan carbón o combustible fósil líquido y tienen capacidad de generación mayor de 25 megavatios de electricidad ("MWe", por sus siglas en inglés) que sirven un generador que produce electricidad para la venta.

La fecha límite establecida por la EPA para que las unidades existentes estén en cumplimiento con los MATS vence el 16 abril de 2015. A tenor con lo dispuesto en la Sección 112(i)(3)(B) de la Ley Federal de Aire Limpio, la AEEPR puede solicitar una extensión de un año para la instalación y/o construcción de sistemas de control de

contaminantes atmosféricos necesarios para demostrar cumplimiento con los límites de emisión.<sup>1</sup>

Según dispone la sección 63.6(i) del 40 CFR, la solicitud para una extensión a la fecha de cumplimiento debe incluir lo siguiente:

- A) Una descripción de los controles que serán instalados para cumplir con los estándares; y
- B) Un itinerario de cumplimiento, incluyendo la fecha para la cual se alcanzará cumplimiento para cada paso. Como mínimo, la lista de fechas deberá incluir:
  - a. La fecha en que se iniciará la construcción, la instalación de equipos de control o el cambio en el proceso;
  - b. la fecha en que se logrará el cumplimiento total;
  - c. la fecha en la que culminarán las actividades de construcción, instalación de equipo de control de emisiones o el cambio en los procesos; y
  - d. la fecha en que se logrará el cumplimiento total.

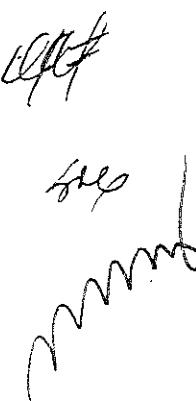
El 17 de enero de 2014, la AEEPR sometió a la Junta de Gobierno de la JCA una Solicitud de Extensión Inicial a la Fecha de Cumplimiento con el MATS para la instalación de PREPA Aguirre (AEEPR Aguirre Power Station). El asunto fue referido al Área de Calidad de Aire (en adelante, "ACA"), quienes evaluaron el documento, encontrando que la información sometida era general y carecía de detalles necesarios para evaluar la misma adecuadamente. En atención a esto, el 5 de febrero de 2014, el ACA solicitó información adicional para evaluar adecuadamente la solicitud de extensión. Así las cosas, el 28 de febrero de 2014, AEEPR sometió un documento suplementando su solicitud original, por lo que luego de evaluar el mismo, el ACA entendió que cumplía con los requisitos mínimos dispuestos en la sección 63.6(i) del 40 CFR. En atención a esto, la Junta de Gobierno de la JCA procede a resolver.

#### I. RESOLUCIÓN:

Luego de evaluar la totalidad del expediente administrativo, discutir todos los méritos de este caso, y en virtud de los poderes y facultades conferidos por la Ley Núm. 416-2004, según enmendada, conocida como la "*Ley sobre Política Pública Ambiental*" y los reglamentos aprobados a su amparo, la Junta de Gobierno RESUELVE:

<sup>1</sup> The Administrator (or a State with a program approved under subchapter V of this chapter) may issue a permit that grants an extension permitting an existing source up to 1 additional year to comply with standards under subsection (d) of this section if such additional period is necessary for the installation of controls. An additional extension of up to 3 years may be added for mining waste operations, if the 4-year compliance time is insufficient to dry and cover mining waste in order to reduce emissions of any pollutant listed under subsection (b) of this section.

1. Basado en la información provista por la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico se declara HA LUGAR la petición de extensión de la fecha de cumplimiento con el MATS para las unidades AG1 y AG2 de la instalación PREPA Aguirre (AEEPR Aguirre Power Station), sujeto a los términos y condiciones enumerados a continuación:
- Esta determinación es autorizada bajo la sección 112(i)(3) de la Ley de Aire Limpio y la sección 63.6(i)(9) del 40 CFR. Si la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico no cumple alguno de los términos y condiciones, o si no se realizan las actividades para lograr cumplimiento, esto podría resultar en la terminación de la extensión de cumplimiento, en parte o en su totalidad, de acuerdo con los procedimientos y requisitos establecidos en la sección 63.6(i)(14) del 40 CFR.
  - Esta extensión de la fecha de cumplimiento de MATS es permitida para instalar el equipo necesario para establecer la quema de gas natural como combustible primario para las calderas AG1 y AG2 en la instalación de PREPA Aguirre. El combustible secundario será Bunker C.
  - La Junta de Calidad Ambiental concede la extensión de la fecha de cumplimiento con el MATS hasta un máximo de 1 año, por lo que la fecha de cumplimiento expirará el 16 de abril de 2016.
  - La AEEPR propuso el siguiente itinerario de cumplimiento:



Unidad de Emisión	Fecha para la cual se planifica iniciar la construcción o el cambio en proceso	Fecha para la cual la construcción o el cambio en proceso será completado	Fecha en que se logrará el cumplimiento definitivo
AG1	Octubre 2014	Marzo 2015 <sup>1</sup>	16 de abril de 2016
AG2	Mayo 2015	Octubre 2015	16 de abril de 2016

<sup>1</sup>AEEPR anticipa que la construcción del terminal de gas natural conocido como *Aguirre Offshore GasPort* (AOGP) comenzará en octubre de 2014 y terminará en octubre de 2015.

- Si no logra cumplir la actividad (entiéndase, inicio de construcción, completar la construcción, construcción del AO GP, etc.) para la fecha propuesta en el itinerario, la AEEPR deberá someter un *Informe de Desviación* donde explique en detalle las razones por las cuales la actividad no ha sido lograda para la fecha propuesta y un itinerario revisado para lograr el cumplimiento con la fecha extendida del 16 de abril de 2016. La JCA no podrá extender más allá del 16 de abril de 2016 la fecha de cumplimiento con MATS. Los Informes de Desviación deberán someterse a la Junta no más tarde de 15 días posteriores a la fecha no cumplida.

- (Handwritten signature)*
- Sell*
- f. La AEEPR deberá mantener un registro de todas las actividades específicas realizadas y que estén relacionadas con las fechas propuestas para revisión del personal técnico de la Junta.
  - g. Todos los informes y notificaciones deberán enviarse a la atención del Sr. Eliud Gerena López, Gerente Interino del Área de Calidad Aire al P.O. Box 11488, San Juan, P.R. 00910.
  - h. Esta aprobación de la extensión de cumplimiento con el MATS no implica una aprobación de permiso de construcción, ni exime a la AEEPR de obtener los permisos aplicables para las actividades y fuentes de emisión cubiertas en esta aprobación de la extensión de cumplimiento con el MATS. Es responsabilidad de la AEEPR asegurar el cumplimiento con la obtención de todos los permisos necesarios para realizar las acciones o actividades necesarias para lograr cumplimiento para la fecha extendida aprobada.
  - i. La Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, deberá someter una revisión a su permiso de operación Título V para incorporar las condiciones de esta aprobación de la Extensión de Cumplimiento.
  - j. Si la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico desea someter una extensión de cumplimiento más allá del 16 de abril de 2016, deberá someter dicha petición al Administrador de la EPA, o quien él designe.
  - k. La EPA ha establecido mediante memorando fechado el 16 de diciembre de 2011, que la fecha límite para solicitar a la EPA la Orden Administrativa para la Extensión de Cumplimiento para MATS es no más tarde de 180 días de la fecha de cumplimiento de MATS o sea en o antes del 18 de octubre de 2014.
  - l. Si la AEEPR solicita a la EPA una Orden Administrativa bajo la Sección 113(a) de la Ley de Aire Limpio para extender a un quinto año la fecha de cumplimiento para la Subparte UUUUUU de la Parte 63 del 40 CFR y si la misma es concedida, deberá someter una revisión a su permiso de operación Título V para incorporar las condiciones de la Orden Administrativa aprobando la Extensión de Cumplimiento.
  - m. Una vez seleccionados los suplidores o contratistas, los diagramas y especificaciones del manufacturero deberán ser entregados a la Junta para que forme parte de la solicitud de permiso de construcción. De haber alguna información confidencial, deberá tramitar la misma de acuerdo con

los procedimientos de información confidencial para determinación de la Junta de Gobierno de la Junta de Calidad Ambiental.

- n. Su solicitud de extensión sometida el 17 de enero de 2014 y la información sometida con fecha del 28 de febrero de 2014 forman parte de esta autorización (Ver Anejo A).

## II. APERCIBIMIENTO

La parte adversamente afectada por una resolución u orden parcial o final podrá, dentro del término de veinte (20) días desde la fecha de archivo en autos de la notificación de la resolución u orden, presentar una moción de reconsideración de la resolución u orden.

*Cliff*  
*zep*  
*m6*

La agencia dentro de los quince (15) días de haberse presentado dicha moción deberá considerarla. Si la rechazare de plano o no actuare dentro de los quince (15) días, el término para solicitar revisión comenzará a correr nuevamente desde que se notifique dicha denegatoria o desde que expiren esos quince (15) días, según sea el caso. Si se tomare alguna determinación en su consideración, el término para solicitar revisión empezará a contarse desde la fecha en que se archive en autos una copia de la notificación de la resolución de la agencia resolviendo definitivamente la moción de reconsideración. Tal resolución deberá ser emitida y archivada en autos dentro de los noventa (90) días siguientes a la radicación de la moción de reconsideración.

Si la agencia acoge la moción de reconsideración pero deja de tomar alguna acción con relación a la moción dentro de los noventa (90) días de ésta haber sido radicada, perderá jurisdicción sobre la misma y el término para solicitar la revisión judicial empezará a contarse a partir de la expiración de dicho término de noventa (90) días salvo que la agencia, por justa causa y dentro de esos noventa (90) días, prorrogue el término para resolver por un período que no excederá de treinta (30) días adicionales.

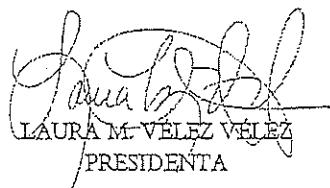
Una parte adversamente afectada por una orden o resolución final de una agencia podrá presentar una solicitud de revisión ante el Tribunal de Apelaciones, dentro de un término de treinta (30) días contados a partir de la fecha del archivo en autos de la copia de la notificación de la orden o resolución final de la agencia o a partir de la fecha aplicable de las dispuestas en 3 L.P.R.A. sec. 2165 cuando el

término para solicitar la revisión judicial haya sido interrumpido mediante la presentación oportuna de una moción de reconsideración.

III. NOTIFICACIÓN:

NOTIFÍQUESE, copia fiel y exacta de esta Resolución mediante correo certificado con acuse de recibo a: Ing. Juan F. Alicea Flores, Director Ejecutivo de la Autoridad de Energía Eléctrica PO Box 364267, San Juan, PR 00936-4267; y personalmente a los siguientes funcionarios de la Junta de Calidad Ambiental: Sr. Ramón Cruz Diaz, Miembro Asociado; Lcda. Suzette M. Meléndez Colón, Miembro Asociado, Sra. María de los Ángeles Ortiz, Miembro Alterno; Lcda. Raquel Román Hernández, Gerente de la Oficina de Asuntos Legales; Sr. Eliud Gerena López, Gerente Interino del Área de Calidad de Aire.

Dada en San Juan, Puerto Rico, a 28 de marzo de 2014.



LAURA M. VÉLEZ VÉLEZ  
PRESIDENTA

IV. CERTIFICACIÓN

CERTIFICO: Que he notificado, por correo certificado con acuse de recibo copia fiel y exacta de la Resolución R-14-10 a: Juan F. Alicea Flores, PE, Director Ejecutivo de la Autoridad de Energía Eléctrica, Inc. a la dirección que aparece en la Sección III y mediante correo interno a los funcionarios de la JCA, habiendo archivado el original en autos.

En San Juan, Puerto Rico a 28 de marzo de 2014.



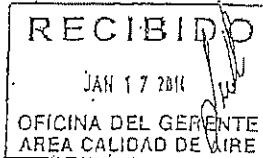
REBECA I. ACOSTA PÉREZ  
SECRETARIA  
JUNTA DE GOBIERNO



COMMONWEALTH OF PUERTO RICO  
Puerto Rico Electric Power Authority

Juan F. Alicea Flores, P.E.  
Executive Director

January 15, 2104



Ms. Laura Vélez Vélez, Esq.  
Governing Board President  
Puerto Rico Environmental Quality Board  
Box 11488  
San Juan, PR 00910

Dear Ms. Vélez Vélez:

*clft*  
*gfp*

**Subject:** Aguirre Steam Power Plant Units 1 and 2 - Request for Extension of Initial Compliance Date of the Mercury and Air Toxics Standard (40 CFR Part 63, Subpart UUUUU).

The Mercury and Air Toxics Standard (MATS) was published by the United States Environmental Protection Agency (USEPA), pursuant to Section 112 of the Clean Air Act (CAA), to establish national emission standards for hazardous air pollutants (NESHAP) limits and work practice standards for pollutants emitted from coal- and oil-fired electric utility steam generating units (EGUs). The requirements established by the MATS are found in the Code of Federal Regulations, Title 40, Part 63, Subpart UUUUU, National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants from Coal and Oil Fired Electric Utility Steam Generating Units; and became effective on April 16, 2012, sixty (60) days after being published as a Final Rule in the Federal Register, Vol. 77, No. 32 on February 16, 2012.

According to MATS, the initial compliance date for all applicable coal- and oil-fired EGUs is April 16, 2015. Nevertheless, and pursuant to §112(l)(3)(B) of the CAA, a State with a program approved under Title V of the CAA may issue an extension of the initial compliance date for up to one (1) additional year for an existing source to comply with a standard adopted pursuant to §112(d) of the Act, if such an extension is necessary for the installation of controls (see also 40 CFR §63.6(l)(4)(i)(A)). According to 42 USC §112(l)(3)(B) of the CAA, the Puerto Rico Environmental Quality Board (PREQB) has the delegated authority to approve such extension in the Commonwealth of Puerto Rico.

According to 40 CFR §63.6(l), a request for a first year extension to the initial compliance date must include the following information:

- (A) a description of the controls to be installed to comply with the standard;  
and

G.P.O. BOX 364267 SAN JUAN, PUERTO RICO 00936-4267 PHONE: (787) 521-4668 FAX: (787) 521-4665  
*"We are an equal opportunity employer and do not discriminate on the basis of race, color, gender, age, national or social origin, social status, political ideas or affiliation, religion; for being or perceived to be victim of domestic violence, sexual aggression or harassment; for physical or mental disability or veteran status or for genetic information"*

- (B) a compliance schedule, including the date by which each step toward compliance is reached, including at a minimum:
- (1) the date by which on-site construction, installation of emission control equipment or a process change is planned to be initiated;
  - (2) the date by which full compliance will be achieved;
  - (3) the date by which on-site construction, installation of emission control equipment, or a process change is planned to be completed; and
  - (4) the date by which full compliance will be achieved.

Based on the above, the Puerto Rico Electric Power Authority (PREPA) hereby submits the following information, in accordance with the requirements to request a first year extension to the initial compliance date, for the Aguirre Steam Power Plant Units 1 and 2 (AG1-2):

I. Description of the Controls to be installed:

As stated in the *MATS Early Notice of Compliance Plan*, submitted to the Puerto Rico Planning Board, acting as the *Planning Authority*, on April 16, 2013, PREPA determined to convert the boilers from the AG1-2 units from exclusively using No. 6 fuel oil (Bunker C) to enable them to generate power through the combustion of natural gas. Such determination will allow PREPA and the public to take advantage of a cleaner fuel that will result in both the reduction of emission of various NESHAP air pollutants to the environment and achieve compliance with the new MATS requirements.

To complete this natural gas conversion project, both boilers will be retrofitted with natural gas burners in order to utilize natural gas as the primary fuel. The boilers must be shut down to install the natural gas burners system, as well as, the associated piping, manifolds and controls required. The natural gas conversion activities include upgrading the material of some of the boiler internal heat transfer elements to make them suitable for dual fuel-firing, as well as the installation of all necessary natural gas combustion system equipment, such as necessary gas supply equipment (piping, valves, controls, etc.), burner hardware (gas burners, combustion air distribution diffusers, isolation valves), etc. Also, the currently installed burner management systems and boiler control systems will be modified to include the logic for the boilers dual fuel firing capabilities. To reduce and maintain NO<sub>x</sub> emissions within the required limits, PREPA will acquire and install all necessary equipment (ducts, isolation dampers, expansion joints, tube panels, damper drives, instrumentation, ducting hangers, injection ports, etc.), in order to implement an over fire air (OFA) system. A 24-week outage is estimated on a per unit basis for the changes to take place. Once these conversions are completed, PREPA's AG1-2 will be Natural Gas-Fired EGUs. See 40 C.F.R. §63.10042.

II. Compliance Schedule:

As mentioned in the *MATS Early Notice of Compliance Plan*, the key condition for delaying the installation of the controls in the AG1-2 boilers is the current lack of the required natural gas managing infrastructure in the Island to supply these units with the fuel required. Unlike

Ms. Laura Vélez Vélez  
Page 3  
January 15, 2014

continental states, Puerto Rico is an island in the Caribbean, isolated from the widespread natural gas supply infrastructure existing in the continental United States. Therefore, PREPA's EGUs that are affected by the MATS requirements do not have the same advantage of prompt interconnection to an existing natural gas pipeline system. Developing and constructing such infrastructure is a critical issue that requires resolution in order to achieve the completion of the affected EGUs conversion projects at the AG1-2.

To supply natural gas to these units, PREPA is committed to contract the development of the infrastructure for a natural gas offshore terminal, known as the Aguirre Offshore Gasport (AOGP). Excelerate Energy, LLP was the contractor chosen to develop, construct and operate this gas port, which will be located offshore the Jobos Bay in the municipality of Salinas, along the southern shore of the Commonwealth of Puerto Rico waters. The AOGP is currently in the process of complying with the National Environmental Policy Act, both state and federal, and obtaining the required regulatory and legal approvals, consultations and permits (PREQB, Puerto Rico Department of Natural and Environmental Resources, Puerto Rico Permit Management Office, Puerto Rico Ports Authority, Federal Energy Regulatory Commission, United States Army Corps of Engineers, United States Fish and Wildlife Service, National Marine Fisheries Service, and EPA, among others) prior to commencing its construction. As planned, PREPA anticipates that construction of the AOGP will begin by October 2014 and is expected to be completed by October 2015, therefore delaying the AG1-2 boilers natural gas conversion projects beyond the MATS initial compliance date of April 15, 2015. The conversion project on Unit 1 is planned to begin by October 2014 and to be completed by March 2015. The conversion project on Unit 2 is planned to begin by May 2015 and to be completed by October 2015. These anticipated dates represent a best case timeline for construction of both the AOGP and the conversion of the AG1-2. Due to the complexity of this project, these may be subject to unanticipated delays, such as climate and natural events, delays of other EGUs scheduled outages required for compliance with the USEPA-PREPA Consent Decree, delays in the fabrication and delivery of the required equipment, construction and regulatory permits issuance delays, etc. Based on this information, compliance with MATS for both units is expected to be on or before April 16, 2016.

*CLF*  
*SMP*

Considering the above, PREPA respectfully requests PREQB to grant an extension of the MATS initial compliance date until April 15, 2016 for PREPA's AG1-2. This will allow PREPA to install the equipment necessary to complete the conversion projects from fuel oil-fired to natural gas-fired boilers in the AG1-2.

If you have any questions or require additional information, please contact Eng. Sonia Miranda Vega, Planning and Environmental Protection Director, at 787-521-4881.

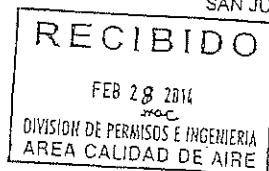
Cordially,

*Juan F. Arceo Flores*  
Juan F. Arceo Flores  
Executive Director

ESTADO LIBRE ASOCIADO DE PUERTO RICO  
AUTORIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE PUERTO RICO

SAN JUAN, PUERTO RICO

[www.aeepr.com](http://www.aeepr.com)



APARTADO 364267  
CORREO GENERAL  
SAN JUAN, PR 00936-4267

28 de febrero de 2014

Ing. Eliud Gerena López, Gerente Interino  
Área de Calidad de Aire  
Junta de Calidad Ambiental  
PO Box 11488  
San Juan, PR 00917

RECIBIDO  
FEB 28 2014  
OFICINA DEL GERENTE  
ÁREA CALIDAD DE AIRE

Estimado ingeniero Gerena López:

Re: Solicitud de Información  
Solicitud de Extensión Mercury & Air Toxics Standard (MATS)  
PREPA Aguirre Power Station

El 5 de febrero de 2014, recibimos la solicitud de información indicada en el asunto. En esta nos requiere información adicional para evaluar adecuadamente el documento que presentamos el 17 de enero de 2014 con relación a la solicitud de extensión de la fecha inicial de cumplimiento del MATS para las unidades 1 y 2 de la Central Aguirre.

Según su comunicado, la JCA determinó que la solicitud presentada está incompleta, por lo que encontramos pertinente aclarar que la misma se realizó conforme a los requisitos del 40CFR 63.6 y luego de consultar al personal técnico del Programa que usted dirige. El 27 de septiembre de 2013, nuestro personal técnico participó de una reunión con funcionarios del Área de Calidad de Aire de su agencia con el propósito de solicitar nos orientaran e instruyeran con relación al formato a utilizar y la información que requerirían para poder procesar la solicitud de referencia, entre otros. Como resultado de nuestras gestiones, no recibimos ningún tipo de información al respecto por lo que determinamos utilizar de referencia modelos de solicitudes similares sometidas por otras utilidades y aprobadas por otras jurisdicciones de los Estados Unidos. Estos modelos fueron compartidos vía correo electrónico el 2 de octubre de 2013 con el personal del Área que usted dirige con la intención de obtener algún tipo de reacción al respecto antes de preparar y someter nuestra solicitud, sin embargo no recibimos respuesta al respecto (Ver anejos). A base de lo anterior, entendimos en todo momento que la información provisoria con la solicitud era una completa y razonablemente suficiente para dar curso a la evaluación de la solicitud presentada. No obstante lo anterior y en ánimo de que se pueda dar curso a nuestra solicitud a la brevedad, incluimos la información solicitada. La misma está presentada en el orden que ha sido requerida.

"Somos un patrón con igualdad de oportunidades en el empleo y no discriminamos por razón de raza, color, sexo, edad, origen social o nacional, condición social, afiliación política, ideas políticas o religiosas; por ser víctima o ser percibida(o) como víctima de violencia doméstica, agresión sexual o acecho; por impedimento físico, mental o ambos, por condición de veterano(a) o por información genética."

1. Una descripción general de la instalación (PREPA Aguirre) que incluya:

- a. Nombre de la Instalación: PREPA-Aguirre Power Station
- b. Dirección Física: Barrio Montesoria  
Carretera PR-3 Km 152.3  
Aguirre, Salinas
- c. Número de Permiso TV: PFE-TV-4911-63-0212-0244
- d. Oficial Responsable: Ing. Carlos Castro Montalvo
- e. Persona de Contacto: Ing. Milton Ballester Colón
- f. Teléfono: 787-521-3903/3904

2. Descripción detallada de las Calderas AG1 y AG2:

Las calderas de las unidades AG1-2 son de tipo tangencial, con una capacidad de generación máxima nominal de 450 MW cada una. Estas fueron fabricadas por la compañía Combustion Engineering, Inc. y tienen una configuración que resulta típica con generadores de vapor de su capacidad y tamaño. Estas son de tiro balanceado y cuentan con 16 quemadores de combustible, los cuales son atomizados con vapor y están distribuidos en cuatro elevaciones de quemadores en cada esquina de la caldera. Las calderas utilizan combustible residual #6 (Bunker C) con un por ciento de contenido de azufre no mayor de 0.5%/peso, un por ciento de contenido de asfaltenos no mayor a 8%/peso y un contenido de vanadio no mayor a 150 ppm/peso. El combustible destilado líquido No. 2 (Diesel) es utilizado como combustible de calentamiento durante las situaciones de arranques fríos de las unidades con el fin de alcanzar las condiciones de suministro de vapor de atomización necesarias para utilizar Bunker C en las mismas. Los quemadores operan con un diferencial de presión entre el vapor de atomización y combustible entre 15-25 psig en cada quemador. Esto corresponde a un diferencial de presión de 25-35 psig entre los cabezales de suministro de combustible y vapor de atomización.

*CLF*  
*SEL*  
*MW*

El diferencial de presión entre el horno de la caldera y la caja de vientos (Windboxes) y la distribución de aire de combustión hacia cada quemador son controlados por los registros principales y auxiliares de aire. Estos registros controlan el flujo de aire que se suministra a través, por encima y por debajo de cada quemador. La fuente principal del aire para la combustión fluye a través de los registros de aire principales, los cuales se encuentran en el mismo nivel de cada uno de los quemadores. Estos permanecen completamente abiertos mientras el quemador correspondiente se mantenga en servicio. Los registros auxiliares son modulados entre completamente abiertos y completamente cerrados para proveer la presión de aire de combustión requerida en las cajas de vientos.

Con relación al flujo de agua que manejan, estas calderas son de circulación de agua forzada. Estas operan a una presión operacional de vapor principal de 2,660 psig, y a temperaturas del vapor recalentado y sobrecalentado de 1,005°F. Estas unidades están equipadas con serpentinas de vapor, las cuales son ajustadas para mantener una temperatura promedio en el lado frío de los pre-calentadores de aire mayor a 190°F.

Los gases de combustión se distribuyen en dos conductos localizados luego del economizador. Estos conductos dirigen los gases hacia los dos pre-calentadores de aire y luego hacia los dos abanicos de tiro inducido, los cuales llevan el gas hacia las dos chimeneas de la unidad generatriz. Cada conducto de gas contiene celdas para medir el

exceso de oxígeno en los gases producto de la combustión. Estas están localizadas luego del área del economizador y distribuidas en tres de ellas por cada conducto para un total de seis celdas. Cada chimenea tiene instalado un monitor continuo de opacidad. Las unidades no cuentan con controles de emisiones adicionales.

3. Una demostración de la necesidad de la extensión:

La Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (Autoridad) determinó convertir las unidades AG 1-2 para proveer la capacidad de utilizar gas natural como combustible en lugar de quemar Bunker C exclusivamente como al presente. Esta determinación permitirá a la Autoridad y al pueblo de Puerto Rico tomar ventaja del uso de un combustible más limpio que resultará en una reducción en la emisión de varios contaminantes NESHAP al ambiente, así como lograr cumplimiento con los nuevos requisitos del MATS. La razón principal para la demora en la instalación de controles para cumplir con la nueva reglamentación en AG1-2 radica en la situación actual de falta de una infraestructura de suministro de gas natural en la Isla. Contrario a los Estados Unidos continentales, Puerto Rico es una isla en el caribe, distante de la amplia disponibilidad de la infraestructura de gas natural que existe en los mismos. Las unidades de la Autoridad que están sujetas a las disposiciones de MATS no tienen la disponibilidad de poder lograr una interconexión rápida a un sistema de suministro de gas natural. Desarrollar y construir esta infraestructura resulta ser el factor crítico para poder lograr el proyecto de conversión de las unidades de AG1-2 y el cumplimiento de las mismas con los requisitos del MATS.

Para suprir gas natural a esas unidades, la Autoridad está comprometida con el desarrollo de un terminal de gas natural conocido como el Aguirre Offshore GasPort (AOGP). Esta infraestructura se localizará en altamar, a las afueras de la Bahía de Jobos en Salinas, Puerto Rico. El AOGP se encuentra en el proceso de obtener los permisos, tanto locales como federales, que son requeridos previo a comenzar la construcción del proyecto. La Autoridad anticipa que la construcción del AOGP comenzará en octubre de 2014 y terminará en octubre de 2015. Esto demorará la terminación del proyecto de conversión a gas natural de las unidades AG1-2 más allá de la fecha de cumplimiento inicial del MATS (16 de abril de 2015).

4. Indicar específicamente cada estándar MATS para el cuál solicitan la extensión y una justificación para cada uno. Por ejemplo, deberá citar el inciso de la reglamentación MATS e incluir el límite extensión de cumplimiento con el estándar de emisión aplicable (PM,HCL,HF) requisitos de pruebas iniciales de cumplimiento, recordkeeping, reporting.

La Autoridad seleccionó demostrar el cumplimiento con las disposiciones de MATS a base de las siguientes determinaciones:

1. Uso de materia particulada filtrable ( $PM_{filtrable}$ ) como subrogado para las emisiones de Hazardous Air Pollutants (HAP) metálicos totales. (40CFR 63.9991-Table 2)
2. Analizar y demostrar que el contenido de humedad en el Bunker C utilizado en las calderas no exceda el uno por ciento por peso, en sustitución de los requisitos de monitoreo y cumplimiento con los límites de emisión de ácido fluorhídrico (HF) y ácido clorhídrico (HCl) (40CFR 63.10000).

3. La implementación de *Work Practice Standards* en sustitución de los requisitos de monitoreo y cumplimiento con los límites de emisión de HAP orgánicos, incluyendo las emisiones de dioxinas y furanos. (*Federal Register*, Vol. 77 No. 32, p. 9371)

La Autoridad solicita la extensión de un primer año de la fecha inicial de cumplimiento (16 de abril de 2015) para todas las disposiciones del MATS (40CFR Parte 63, Subparte UUUUU) aplicables a las unidades AG1-2. De esta forma, se solicita que la fecha de cumplimiento sea el 16 de abril de 2016. La razón para solicitar la extensión radica en la necesidad de tiempo adicional para lograr la instalación de controles y cumplimiento con las disposiciones de MATS. Las disposiciones aplicables a las unidades de referencia incluyen, pero sin limitarse a, lo siguiente:

- *Emission Limits for Existing EGUs (Liquid Oil-Fired Unit – Non-Continental)*: 40CFR 63.9991–Table 2
- *Work Practice Standards (Existing EGU)*: 40CFR 63.9991–Table 3
- *Performance Testing Requirements (Filterable Particulate Matter–PM CEMS)*: 40CFR 63.10007–Table 5
- *Demonstration of Continuous Compliance*: 40CFR 63.10021–Table 7
- *Reporting Requirements*: 40CFR 63.10031–Table 8
- *General Provisions*: 40CFR 63.10040–Table 9
- *Notifications*: 40CFR 63.10030
- *Recordkeeping*: 40CFR 63.10032

5. Descripción detallada de los controles a ser instalados o los cambios de proceso que aseguren cumplimiento con el estándar para PM, HCl, HF específicamente
- a. Deberá explicar y demostrar claramente como el cambio en proceso reducirá las emisiones de PM, HCl, HF a los límites de emisión establecidos en el MATS.

Según discutido en la sección 4 de este documento, la Autoridad optó por demostrar cumplimiento con los límites de emisiones de HF y HCl mediante el certificado de análisis del contenido de humedad en el Bunker C utilizado en las calderas. Con relación a las emisiones de PM<sub>filterable</sub>, la Autoridad estima que con el uso de 100% gas natural como combustible primario en las calderas de las unidades AG 1-2 se reducirá las emisiones actuales en aproximadamente un 73 porcientos. Esto debido a que el gas natural es un combustible gaseoso y mucho más limpio que el Bunker C que se utiliza en la actualidad, resultando en una emisión menor de PM<sub>filterable</sub>, entre otros. Por otro lado, la determinación de mantener la operación de las unidades AG1-2 bajo la categoría de *Natural Gas-Fired EGU* exime las mismas de los requisitos del MATS. (40CFR 63.9983)

- b. Deberá explicar detalladamente el proyecto de conversión a gas natural.

Para completar el proyecto de conversión a gas natural de las unidades AG1-2, la Autoridad habilitará las calderas con quemadores de gas, con la intención de utilizar gas natural como combustible primario durante la operación normal de las mismas. Para ello, las unidades tendrán que ser retiradas de servicio para poder instalar los componentes del sistema de suministro y combustión de gas natural, tales como tubería, cabezales, válvulas, quemadores, difusores de aire, instrumentación y controles, asociados al mismo. Las actividades de conversión incluyen también mejoras al material de algunos de los elementos internos de transferencia de calor existentes en las calderas para habilitarlas para su uso con gas natural. Además, los sistemas de control de las calderas serán actualizados para incluir la lógica relacionada a la integración de los componentes del sistema de combustión con gas natural. Se estima que la duración de los trabajos requeridos es de 24 semanas por cada unidad generatriz.

- c. Deberá establecer el porcentaje de uso de gas natural vs. Bunker C en la instalación.

Una vez se complete el proyecto de conversión, las unidades AG1-2 se denominarán como *Natural Gas Fired EGU's* de acuerdo a la definición en el 40CFR 63.10042. Las calderas operarán en escenarios de uso de 100% gas natural o cualquier combinación de gas natural y Bunker C, pero limitando el consumo de Bunker C a menos de el 10% del valor calorífico anual en períodos de tres (3) años consecutivos o menos de 15% del valor calorífico en cualquier año calendario, según dispone la reglamentación.

- d. Deberá proveer diagramas del proyecto, especificaciones del manufacturero, etc.

La AEE está trabajando con diferentes proveedores de equipos para determinar cuales son los sistemas que se instalarán en AG1-2 como parte del proyecto de conversión. Por tal razón, la información disponible es propietaria y confidencial de cada manufacturero, por lo que la misma no se puede proveer.

- e. Deberá proveer información necesaria de apoyo: por ejemplo cálculos de emisión comparando el gas natural con el bunker C, etc.

A modo de ejemplo y tomando como referencia el consumo de combustible Bunker C de las unidades AG1-2 durante el 2013 (6,934,074 galones/año), calculamos el equivalente energético de este consumo de combustible:

$$\begin{aligned} \text{Total Heat Input Anual 2013} &= \left( \text{Consumo Anual de BC} \times \frac{42 \text{ galones}}{\text{bbl}} \right) \times (\text{Valor Calorífico BC}) \\ &= \left( 6,934,074 \text{ bbls/año} \times \frac{42 \text{ gal}}{\text{bbl}} \right) \times \left( 0.150 \frac{\text{MMBtu}}{\text{gal}} \right) = 40,261,667 \text{ MMBtu/año} \end{aligned}$$

Utilizando el factor de emisiones para combustible Bunker C (FE = 0.051 lbm/MMBtu), calculamos las emisiones anuales de PM<sub>Filtrable</sub>:

$$\begin{aligned} \text{Total Emisiones Anuales PMFiltrables} &= [\text{Heat Input Anual}] \times \text{FE} \frac{\text{lbt}}{\text{MMBtu}} \times \frac{1 \text{ ton}}{2,000 \text{ lbt}} \\ &= [(40,262,667 \frac{\text{MMBtu}}{\text{año}})] \times 0.051 \frac{\text{lbt}}{\text{MMBtu}} \times \frac{1 \text{ ton}}{2,000 \text{ lbt}} = 1,027 \text{ tons/año} \end{aligned}$$

Utilizando el factor de emisiones para gas natural (FE = 0.014 lbm/MMBtu), calculamos las emisiones anuales de PM<sub>Filtrable</sub>:

$$\begin{aligned} \text{Total Emisiones Anuales PNIFiltrables} &= [\text{Heat Input Anual}] \times \text{FE} \frac{\text{lbt}}{\text{MMBtu}} \times \frac{1 \text{ ton}}{2,000 \text{ lbt}} \\ &= [(40,262,667 \frac{\text{MMBtu}}{\text{año}})] \times 0.014 \frac{\text{lbt}}{\text{MMBtu}} \times \frac{1 \text{ ton}}{2,000 \text{ lbt}} = 282 \text{ tons/año} \end{aligned}$$

- f. Deberá aclarar como relacionan los controles (overfire air system) mencionados para NO<sub>x</sub> con el MATS. Si se relaciona con el MATS deberá proveer información más detallada sobre el mismo. Si no está relacionado, deberá removerlo de la solicitud.

Con el propósito de controlar las emisiones de NO<sub>x</sub> de las unidades AG1-2 y mantenerlas dentro de los límites de emisión permitidos, la Autoridad instalará un sistema de Over Fire Air (OFA) en cada una de las calderas. Por ser una medida de control de emisiones de NO<sub>x</sub>, la misma no tiene un impacto directo en los límites de la emisión de materia particulada filtrable (PM<sub>Filtrable</sub>) requeridos en el MATS, pero fue incluida en la solicitud como parte de la descripción de las actividades a realizarse en el proyecto de referencia.

6. Incluir en una tabla para cada unidad de emisión las fechas de cumplimiento como sigue:

Unidad de Emisión	Fecha para la cual se planifica iniciar la construcción o cambio en proceso	Fecha para la cual la construcción o cambio en proceso será completado	Fecha en que se logrará cumplimiento definitivo
AG1	Octubre 2014	Marzo 2015 <sup>(1)</sup>	16 de abril de 2016
AG2	Mayo 2015	Octubre 2015 <sup>(1)</sup>	16 de abril de 2016

(1) Sujeto a la construcción y operación de la infraestructura de suministro de gas natural para las unidades (Aguirre Offshore GasPort).

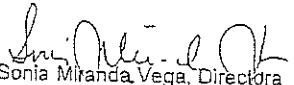
7. Una certificación del Oficial Responsable (según definido en la sección 63.2 del 40 CFR):

Según solicitado, incluimos la certificación como anexo.

Solicitud de Información  
Solicitud de Extensión de Cumplimiento  
Página 7  
28 de febrero de 2014

Nos reiteramos a su disposición para proveer cualquier otra información que sea necesaria para el trámite de este importante asunto. De requerir información adicional puede comunicarse con el Ing. Rafael Marrero Carrasquillo por el (787) 521-4960.

Cordialmente,

  
Sonia Miranda Vega, Directora  
Planificación y Protección Ambiental

Anexos

ESTADO LIBRE ASOCIADO DE PUERTO RICO  
AUTORIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE PUERTO RICO

SAN JUAN, PUERTO RICO

[www.aepr.com](http://www.aepr.com)



APARTADO 364267  
CORREO GENERAL  
SAN JUAN, PR 00936-4267

CERTIFICACION

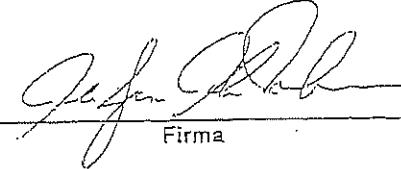
Yo, Carlos Castro Montalvo, funcionario responsable designado de la

Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, certifico que:

Con base de información y creencia formada después de una investigación razonable,  
yo, como funcionario responsable de la instalación antes mencionada, certifico que las  
declaraciones y la información contenida en esta solicitud son verdaderas y exactas, y  
están completas.

Y para que conste, firmo la presente certificación en San Juan de Puerto Rico,

hoy 27 de febrero de 2014.



Firma

*(Handwritten signatures and initials are present on the left side of the page)*

"Somos un patrón con igualdad de oportunidades en el empleo y no discriminamos por razón de raza, color, sexo, edad, origen social o nacional, condición social, afiliación política, ideas políticas o religiosas; por ser víctima o ser percibido(a) como víctima de violencia doméstica, agresión sexual o acecho; por impedimento físico, mental o ambos, por condición de veterano(a) o por información genética."





BASE LEGAL Y FÁCTICA – PERMISO TÍTULO V  
AEEPR AGUIRRE POWER STATION  
PFE-TV-4911-63-0212-0244

La Junta de Calidad Ambiental (JCA) está emitiendo un permiso Título V de acuerdo con el Título 40 del Código de Regulaciones Federales (CRF), Parte 70 y Parte VI del Reglamento para el Control de la Contaminación Atmosférica (RCCA) para la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico -Aguirre Power Station (AEEPR Aguirre). La instalación está localizada en la Carretera PR-3 Km 152.7 en el Barrio Montesoria en Salinas, Puerto Rico. La JCA recibió una solicitud de permiso Título V el 24 de febrero de 2012. El 26 de septiembre de 2013, AEEPR hizo una solicitud de enmienda a la solicitud inicial de permiso Título V.

AEEPR Aguirre consiste de doce fuentes de combustión ubicadas en una de las siguientes tres áreas de la planta: planta termoeléctrica que consta de dos unidades termoeléctricas (AG1 y AG2) de quema de combustible (calderas), planta eléctrica de ciclo combinado consta de ocho turbinas de gas (CC1-1, CC1-2, CC1-3, CC1-4, CC2-1, CC2-2, CC2-3, CC2-4) de quema de combustible con dos generadores termoeléctricos, y un bloque de energía (*power block*) que consta de dos turbinas de gas (AGGT2-1 y AGGT2-2) de quema de combustible líquido. Las dos calderas (AG1 y AG2) queman principalmente *fuel oil* núm. 6 (*Bunker C*) para generar electricidad en un turbogenerador de vapor. El *fuel oil* núm. 6 tiene un contenido de azufre de 0.50% por peso. Las dos calderas utilizan el propano para la ignición y el contenido de azufre es 0.0187% por peso. Las turbinas de combustión o turbinas de gas de ciclo combinado consumen *fuel oil* núm. 2 para generar electricidad. Las dos turbinas de gas o turbinas de combustión del *power block* consumen *fuel oil* no. 2 para generar electricidad. El *fuel oil* núm. 2 tiene un contenido de azufre de 0.5% por peso. Esta instalación es una fuente mayor de contaminantes atmosféricos porque tiene el potencial de emitir más de 100 toneladas por año de óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>), óxidos de azufre (SO<sub>x</sub>), materia particulada (PM<sub>10</sub>), monóxido de carbono (CO), y compuestos orgánicos volátiles (COV), los cuales son contaminantes criterio. También, es una fuente mayor para los gases de invernadero (*greenhouse gases*) (GHGs, en inglés) porque tiene el potencial de emitir más de 100,000 toneladas por año, se expresan como CO<sub>2</sub>e. Esta instalación es una fuente mayor para contaminantes atmosféricos peligrosos (CAP's). [Total de CAPs, *nickel compounds*, *manganese compounds*, *chloride and formaldehyde compounds*].

Las emisiones permisibles autorizadas bajo este permiso se mencionan abajo. La fuente deberá certificar anualmente que sus emisiones actuales no exceden las emisiones permisibles. Esta certificación deberá basarse en las horas actuales de operación del año natural anterior y utilizando los factores de emisión del AP-42 (*Compilation of Air Pollutant Emission Factors*) efectivo al momento de completar la solicitud de Título V.

Contaminantes	Emisiones Permisibles (toneladas /año)
PM	2,194.88
SO <sub>2</sub>	30,608.58
NO <sub>x</sub>	28,867.78
CO	1,299.54
COV	195.32
Plomo	0.63
CO <sub>2e</sub>	10,093,497.14

Contaminantes Atmosféricos Peligrosos	Emisiones Permisibles (toneladas /año)
<i>Nickel compounds</i>	20.71
<i>Manganese compounds</i>	19.62
<i>Formaldehyde compounds</i>	14.75
<i>Chloride</i>	84.71
CAP's totales <sup>1</sup> (HAP's, en inglés)	177.73

<sup>1</sup> El Apéndice B del permiso desglosa las emisiones de CAP's totales.

La siguiente tabla resume la aplicabilidad<sup>2</sup> de AEEPR Palo Seco con respecto a los principales programas reglamentarios de contaminación de aire:

Programa Reglamentario	Aplicabilidad
RCCA- Reglas 403, 406, 410 para las calderas y las turbinas de combustión	Sí
NSPS (40 CFR Parte 60, Subparte GG)	No
NESHAP (MACT-40 CFR Parte 63, Subparte UUUUU)	Sí
NESHAP (MACT-40 CFR Parte 63 Subparte YYYY)	No
Título V (40 CFR Parte 70) y Parte VI del RCCA	Sí
NSPS (40 CFR Parte 60, Subparte D)	No
NESHAP (MACT-40 CFR Parte 63, Subparte DDDDD)	No

Abajo se establecen las unidades de emisión, sus requisitos aplicables y las razones fundamentales de los requisitos aplicables.

**Calderas:** La capacidad de cada caldera AG1 y AG2 es de 4,180 MMBtu/hr. Consumen principalmente *fuel oil no. 6 (Bunker C)*. Las dos calderas tienen un límite total de consumo para *fuel oil* núm. 6 de 488,229,840 galones para cualquier periodo de 12 meses consecutivos. Las dos calderas tienen un límite total de consumo para propano (para la ignición y apagado de las calderas) de 19,018.44 galones y 803,405.40 galones de diésel (solo para calentamiento) para cualquier periodo de 12 meses consecutivos. No estará permitida la quema de desperdicios o materiales sólidos en las calderas.

Las dos calderas (AG1 y AG2) deberán cumplir con todos los requisitos aplicables de los *National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants: Coal- and Oil-Fired Electric Utility Steam Generating Units* contenidos en la Subparte UUUUU de la Parte 63 Título 40 del Código de Regulaciones Federales (40 CFR). Las condiciones de la Subparte UUUUU de la Parte 63 del 40 CFR para las cuatro calderas se encuentran en la Sección V(A) del permiso Título V.

---

<sup>2</sup>Es importante mencionar que no se necesita explicar en este documento todas las condiciones de permiso, ya que la base legal y práctica para las condiciones son evidentes según establecidas en el permiso de operación Título V. Esto significa que todos los requisitos aplicables están identificados en el permiso Título V con una referencia al requisito. Por ejemplo, si una restricción proviene de un permiso de construcción, la condición citará el número del permiso de construcción, si proviene de una regulación, citará la regla específica del RCCA y si la restricción proviene de un estándar federal, la condición citará el estándar federal o la regulación. Si la restricción proviene de cálculos de emisión y un aumento acumulativo, la condición lo establecerá. Además, los requisitos aplicables solo estatalmente están claramente identificados.

- Límite de emisión para PM: La Regla 406 del RCCA establece un límite de emisión 0.3 lb de material particulado por MMBtu de calor introducido demostrado mediante la realización de una prueba de chimenea durante el primer año del permiso utilizando el Método de Prueba 5 de EPA.
- Contenido de azufre: La Regla 410 del RCCA requiere que se limite el contenido de azufre en los combustibles (*fuel oil* núm. 6 y propano). El *fuel oil* núm. 6 no podrá tener un contenido de azufre en exceso de 0.5% por peso. El propano que se utiliza para ignición y apagado de las calderas no podrá tener un contenido de azufre en exceso de 0.0187% por peso. La misma regla y el permiso requieren que se monitoree el contenido de azufre diariamente y se reporte a la Junta mensualmente. AEEPR Palo Seco deberá muestrear los combustibles en cada recibo de combustible en la instalación para transferirlo a los tanques de almacenaje en la instalación de cualquier fuente para verificar el contenido de azufre en la certificación del suplidor, excepto para propano para el cual solo se requerirá la certificación del suplidor.
- Opacidad: Según lo requiere la Regla 403 del RCCA, las unidades no podrán descargar emisiones visibles de opacidad de más de 20% en promedio de 6 minutos. El permiso requiere un sistema de monitoreo continuo de opacidad, una prueba de opacidad a la chimenea de cada caldera durante el primer año del permiso utilizando el Método de Prueba 9 de EPA y subsecuentes inspecciones visuales de opacidad de forma bisemanal usando un lector de emisiones visibles certificado por una escuela aprobada por la EPA o por la Junta.
- Estándares Nacionales de Emisión para Contaminantes Atmosféricos Peligrosos *Coal-and Oil-Fired Electric Utility Steam Generating Units* contenidos en la Subparte UUUUUU de la Parte 63 del 40 CFR: Esta reglamentación va dirigida a reducir las emisiones de metales pesados, incluyendo el mercurio, arsénico, cromo, níquel y gases ácidos, incluyendo el ácido clorhídrico (HCl) y el ácido fluorhídrico (HF). Esta reglamentación establece límites de emisión numéricos para PM (como sustituto para todos los metales tóxicos), HCl y HF. El tenedor del permiso podrá demostrar cumplimiento con los límites de HCl y HF limitando el contenido de humedad en el combustible líquido. Además se establecen prácticas de trabajo, en lugar de límites numéricos, para limitar las emisiones de tóxicos orgánicos, incluyendo dioxinas y furanos. Debido a que las dioxinas y furanos son el resultado de una combustión ineficiente, los estándares de prácticas de trabajo aplicables requieren un programa anual de pruebas de funcionamiento para cada unidad, que incluye inspección, ajuste y/o mantenimiento y reparaciones para asegurar la combustión óptima en cada unidad.

AEEPR debía cumplir con los requisitos aplicables de los *National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants: Coal- and Oil-Fired Electric Utility Steam Generating Units* contenidos en la Subparte UUUUU de la Parte 63 del 40 CFR, mejor conocido como el *Mercury Air Toxic Standards* (MATS, en inglés), en o antes del 16 de abril de 2015, o para la fecha especificada en la extensión o extensiones de cumplimiento que sean concedidas por la Junta de Calidad Ambiental y la Agencia Federal de Protección Ambiental de acuerdo con el 40 CFR §63.6(i). Según establecían las condiciones de la Sección V.A.1.i del borrador de permiso, la Junta podía extender 1 año adicional la fecha de cumplimiento con MATS (fecha original de cumplimiento es el 16 de abril de 2015) bajo la Sección 112(i)(3)(B) de la Ley de Aire Limpio. La Junta no recibió comentarios adversos en relación a la alternativa de la extensión de 1 año adicional de cumplimiento de MATS. Revisamos estas condiciones de cumplimiento con MATS incluidas en el borrador de permiso para reflejar la extensión de cumplimiento por 1 año adicional, aprobada por la Junta para las calderas AG1 y AG2. La extensión de cumplimiento fue autorizada con condiciones adicionales con el propósito de proveer tiempo adicional para la instalación del equipo necesario en estas unidades para quemar gas natural como combustible primario en estas calderas AG1 y AG2. El combustible secundario será Bunker C (fuel oil No. 6). Debido a la extensión de cumplimiento aprobada, la Junta revisó las condiciones para incluir la nueva fecha de cumplimiento para estas calderas que será el 16 de abril de 2016 e incorporar las condiciones establecidas en la extensión de cumplimiento según establecidas en la Resolución R-14-10 firmada el 28 de marzo de 2014. Esto incluye un itinerario de cumplimiento, requisitos de informes y notificaciones, entre otros. Estos cambios no afectan los límites de emisión establecidos por el MATS o cualquier otra condición de MATS que sea aplicable.

**Turbinas de Combustión:** La capacidad de cada turbina de ciclo combinado (CC1-1, CC1-2, CC1-3, CC1-4, CC2-1, CC2-2, CC2-3 y CC2-4) es 607.5 MMBtu/hr. La capacidad de cada turbina (AGGT2-1 y AGGT2-2) es 301.5 MMBtu/hr. Estas diez turbinas tienen un límite total de consumo de *fuel oil* num. 2 de 354,482,160 galones para cualquier periodo de doce (12) meses consecutivos. El permiso requiere además que se registre y se informe a la Junta mensualmente el consumo de combustible. Ya que las unidades fueron construidas antes del 3 de octubre de 1977, no están afectadas por los Estándares de Ejecución para Fuentes Nuevas (NSPS, en inglés) para Turbinas Estacionarias de Gas del 40 CFR Parte 60 Subparte GG y ningún requisito aplicable les requiere instalar equipos de control en las mismas. A pesar de que estas unidades no están afectadas por reglamentación federal, las unidades están sujetas a las siguientes limitaciones del RCCA.

- Límite de emisión para PM: La Regla 406 del RCCA establece un límite de emisión 0.3 lb de material particulado por MMBtu de calor introducido demostrado mediante el

tipo de combustible y cálculos de emisión del AP-42 (*Compilation of Air Pollutant Emission Factors*).

- Contenido de azufre: La Regla 410 del RCCA requiere que se limite el contenido de azufre en el combustible. El *fuel oil* núm. 2 utilizado no podrá tener un contenido de azufre en exceso de 0.5% por peso. La misma regla y el permiso requieren que se monitoree el contenido de azufre diariamente y se reporte a la Junta mensualmente. AEEPR Palo Seco deberá muestrear el combustible en cada recibo de combustible en la instalación para transferirlo a los tanques de almacenaje en la instalación de cualquier fuente para verificar el contenido de azufre en la certificación del suplidor.
- Opacidad: Según lo requiere la Regla 403 del RCCA, las unidades tienen un límite de opacidad de 20% (promedio de 6 minutos), excepto por un período de no más de cuatro minutos en cualquier intervalo de 30 minutos cuando la opacidad no exceda de 60%. El permiso requiere una prueba de opacidad a la chimenea de cada turbina de combustión durante el primer año del permiso utilizando el Método de Prueba 9 de EPA y subsecuentes inspecciones visuales de opacidad de forma bisemanal usando un lector de emisiones visibles certificado por una escuela aprobada por la EPA o por la Junta.
- Normas Nacionales de Emisiones de Contaminantes Atmosféricos Peligrosos para Turbinas de Combustión contenidas en el 40 CFR Parte 63, Subparte YYYY: Cualquier fuente existente, nueva o reconstruida que posea u opere turbinas estacionarias de combustión está sujeta a las Normas Nacionales de Emisiones de Contaminantes Atmosféricos Peligrosos para turbinas de combustión contenidas en el 40 CFR Parte 63, Subparte YYYY.
  - a. De acuerdo con la sección 63.6090 del 40 CFR, las turbinas de combustión estacionarias existentes en todas las subcategorías no tienen que cumplir con los requisitos de esta Subparte YYYY o de la Subparte A de la Parte 63 del 40 CFR. No es necesaria la notificación inicial para ninguna turbina de combustión estacionaria existente, aún si una turbina nueva o reconstruida en la misma categoría requeriría una notificación inicial.
  - b. Si una de las turbinas fue reconstruida según la definición de reconstrucción de la sección 63.2 Subparte A de la Parte 63 y si la reconstrucción comenzó o comenzará después del 14 de enero de 2003, dicha unidad deberá cumplir con los requisitos aplicables esta Subparte YYYY.

Todos los requisitos de monitoreo, mantenimiento de registros e informes son aplicables de acuerdo con la Regla 603 del RCCA que requiere que todos estos elementos tienen que ser incluidos en el permiso Título V emitido.

Según se establece en el Apéndice B del RCCA, AEEPR Aguirre incluye una lista de actividades insignificantes (Sección VIII del permiso) (*storage tanks, fuel oil and light oil discharge docks, etc.*) por su tamaño y razón de producción.

La JCA encontró que el permiso Título V para AEEPR Aguirre (propiedad de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico) satisface los requisitos de la Parte VI del RCCA.

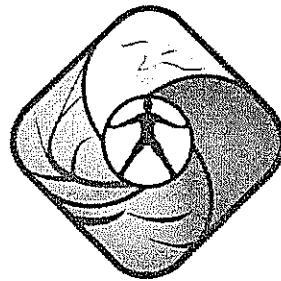
AI





COMMONWEALTH OF  
PUERTO RICO  
Environmental Quality Board

*FINAL TITLE V OPERATING PERMIT  
AIR QUALITY AREA  
ENVIRONMENTAL QUALITY BOARD*



Permit Number:

PFE-TV-4911-63-0212-0244

Date of Receipt of the Renewal Application:

February 24, 2012

Final Issue and/or Effective Date:

April 15, 2015

Expiration Date:

April 15, 2015

Pursuant to the provisions of Part VI of the Environmental Quality Board Regulations for the Control of Atmospheric Pollution (RCAP) and the provisions of the Code of Federal Regulations (CFR), Title 40, Part 70:

**PUERTO RICO ELECTRIC POWER AUTHORITY  
PREPA AGUIRRE POWER STATION  
SALINAS, PUERTO RICO**

*(Handwritten signature)*  
hereinafter **PREPA<sup>1</sup> AGUIRRE POWER STATION (PREPA Aguirre)** or the permittee, is authorized to operate a stationary source of air pollutant emissions limited to the units and conditions described in this permit. Until such time as this permit expires, is modified or revoked, **PREPA Aguirre** may release air pollutants resulting from processes and activities that are directly related to and/or associated with the emission sources, as required, limited or conditioned by this permit, until its expiration date or until the permit is modified or revoked.

The conditions in this permit shall be enforceable by the federal and state governments. Those requirements that may be enforced only by the state government shall be identified as such in this permit. Copy of this permit must be kept in the aforementioned facility at all times.

---

<sup>1</sup>PREPA is Puerto Rico Electric Power Authority.

## TABLE OF CONTENT

Section I	General Information.....	1
	A. Facility Information.....	1
	B. Process Description.....	2
Section II	Description of the Emission Units.....	3
Section III	General Conditions of the Permit.....	3
Section IV	Permissible Emissions.....	12
Section V	Specific Permit Conditions.....	13
Section VI	Recordkeeping Requirements.....	35
Section VII	Reporting Requirements.....	36
Section VIII	Insignificant Emission Units.....	38
Section IX	Permit Shield.....	39
	1.A. Non-applicable Requirements.....	39
Section X	Permit Approval.....	40
Appendixes	.....	41

## Section I - General Information

### A. Facility Information

Company Name: Puerto Rico Electric Power Authority  
Postal Address P.O. Box 364267  
City: San Juan  
State: Puerto Rico  
Zip Code: 00936-4267  
Email of the company: AEE-DPACC@aeepr.com  
Name of Facility: PREPA Aguirre Power Station  
Location of the Facility: State Road PR-3 Km. 152.7  
Ward Montesoria, Aguirre  
Salinas, Puerto Rico  
Responsible Official: Carlos Castro Montalvo  
Generation Director  
Telephone: 787-521-6407, 787-521-6408, 787-521-  
6409  
Fax: 787-521-6410  
Technical Contact Person: Milton Ballester Colón  
Head, Aguirre Steam Plant  
William Ríos Mera  
Head, Combined Cycle Plant  
Ivan L. Monroig Morales  
Supervisor Engineer, Gas Turbine Plant  
Telephone: 787-521-3903  
Fax: 787-521-3905  
SIC Primary Code: 4911

## B. Process Description

PREPA Aguirre is located in southeast Puerto Rico adjacent to the town of Aguirre in the Montesoria Ward (PR-3 Km 152.7) on Salinas. The facility consists of twelve fuel combustion sources located in one of the following three plant areas:

1. steam power plant consisting of two oil-fired steam electric (boilers) units (AG1 and AG2),
2. combined cycle power plant consisting of eight oil-fired gas turbines (CC1-1, CC1-2, CC1-3, CC1-4, CC2-1, CC2-2, CC2-3 and CC2-4) with two steam electric generators, and a
3. power block consisting of two oil-fired gas turbines (AGGT2-1 and AGGT2-2) of burning liquid fuel.

The two (2) boilers (AG1 and AG2) combust primarily No. 6 fuel oil (Bunker C) to produce steam used to generate electricity at a steam turbogenerator. The No. 6 fuel oil (Bunker C) is received by barge or ship and unloaded into four (4) on-site reserve tanks for storage. The No. 6 fuel oil (Bunker C) is transferred into two (2) service tanks which then are fed into the boilers for combustion. The combustion flue gases are exhausted to the atmosphere through two emission points for each boiler.

Propane from on-site tanks is used only during fuel oil burner start-up, and shutdown of the fuel oil burners in the boilers. During a boiler start-up, depending on boiler conditions, either No. 2 fuel oil or no. 6 fuel oil can be used to warm up the boiler. If No. 2 fuel oil is used for warm up, after the boiler have reached the desired conditions, No. 6 fuel oil is fired to continue the process.

The combined cycle plant consists of eight (8) combustion turbines or gas turbines that combust No. 2 fuel oil to generate electricity and steam. In turn, the combustion gases of the above process may be emitted into the atmosphere through its respective emission point or through a heat exchanger (Heat Recovery Steam Generator or HRSG), which produces the necessary steam to drive a steam turbine to produce additional electricity. The fuel oil no. 2 is received from barges or boats in six (6) reserve tanks. Fuel is then transferred to four (4) service tanks that feed the combustion process of the combined cycle turbines. The combination of four gas turbines and one steam turbine is known as a combined cycle unit. Each combustion turbine can operate in combined cycle mode (HRSG in operation) or in simple cycle mode (HRSG is not in operation). Each turbine has a stack and each heat recovery unit has a stack.

The power block consists of two (2) combustion turbines or gas turbines that combust fuel oil No.2 to generate electricity. Fuel oil No. 2 is received by barge or ship into six (6) reserve tanks. The fuel is then transferred into two (2) service tanks which feed the combustion process of the gas turbine units. Also, the service tanks can also receive fuel directly from fuel delivery trucks.

As a consequence of operating at its permit level, PREPA Aguirre is a major source because it has the potential to emit PM<sub>10</sub>, SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, VOC, CO in excess of 100 tons per year, nickel compounds and formaldehyde in excess of 10 tons per year, a combination of hazardous atmospheric pollutants in excess of 25 tons per year, and greenhouse gases (GHG) in excess of 100,000 tons per year, expressed as CO<sub>2e</sub>.

## Section II - Description of the Emission Units

The emission units regulated by this permit are as follows:

Emission Unit	Description	Control Equipment
AG1 and AG2	Two boilers that burn residual fuel with steam/turbo generators. The capacity of each boiler is 4,180 MMBtu/hr.	None
CC1-1, CC1-2, CC1-3, CC1-4, CC2-1, CC2-2, CC2-3 and CC2-4	Eight oil-fired combustion turbines with HRSG and steam turbogenerators. The capacity of each combustion turbine is 607.5 MMBtu/hr.	None
AGGT2-1 and AGGT2-2	Two oil-fired combustion turbines. The capacity of each turbine is 301.5 MMBtu/hr.	None
R5 and R6	Fixed roof storage tanks Stores: <i>fuel oil no. 2</i> . Each one has: Capacity of 321,000 bbl (13,482,000 gallons) Diameter: 219' Height: 48'	None
D1, D2, D3 and D4	Fixed roof service tanks Stores: <i>fuel oil no. 2</i> . Each one has: Capacity of 27,430 bbl (1,152,060 gallons) Diameter: 70' Height: 41'	None
LDR1 and LDR2	Fixed roof storage tanks Stores: <i>fuel oil no. 2</i> . Each one has: Capacity of de 43,025 bbl (1,807,050 gallons) Diameter: 80' Height: 44-49'	None

## Section III - General Conditions of the Permit

- Sanctions and Penalties:** The permittee is obligated to comply with all the terms, conditions, requirements, limitations, and restrictions set forth in this permit. Any violation of the terms of this permit will be subject to administrative, civil or criminal penalties as established in the Puerto Rico Environmental Public Policy Act, Article 16 (Act Number 416, September 22, 2004, as amended).
- Right of Entry:** As specified under Rules 103 and 603(c)(2) of the RCAP, the permittee shall allow the EQB or an authorized representative, upon presentation of credentials and other documents as may be required by law, to perform the following activities:

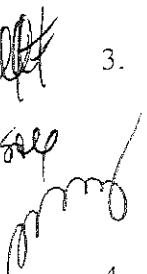
AGUIRRE STEAM POWER PLANT

SALINAS, PUERTO RICO

PFE-TV-4911-63-0212-0244

PAGE 4 OF 45

- (a) Enter upon the permittee's premises where an emission source is located or where emission related activities are conducted, or where records must be kept under the conditions of this permit, under the RCAP, or under the Clean Air Act;
- (b) Have access to and copy, at reasonable times, any records that must be kept under the conditions of the permit, under the RCAP, or under the Clean Air Act;
- (c) Inspect and examine any facility, equipment (including monitoring and air pollution control equipment), practices or operations (including QA/QC methods) regulated or required under this permit; as well as sampling emissions of air quality and fuels; and
- (d) As authorized by the Clean Air Act and the RCAP, to sample or monitor, at reasonable times, substances or parameters for the purpose of assuring compliance with the permit or other applicable requirements.

-   
3. **Sworn Statement:** All reports required pursuant Rule 103(D) of the RCAP (i.e., semiannual monitoring reports and annual compliance certification) shall be submitted together with a sworn statement or affidavit by the Responsible Official or a duly authorized representative. Such sworn statement shall attest to the truth, correctness and completeness of such records and reports.
4. **Data Availability:** As specified under Rule 104 of the RCAP, all emission data obtained by or submitted to the Board, including data reported pursuant to Rule 103 of the RCAP, as well as that obtained in any other way, shall be available for public inspection and may also be made available to the public in any additional manner that the Board may deem appropriate.
5. **Emergency Plan:** As specified under Rule 107 of the RCAP, PREPA Aguirre shall have available an Emergency Plan which must be consistent with adequate safety practices, and provides for the reduction or retention of the emissions from the plant during periods classified by the Board as air pollution alerts, warnings or emergencies. These plans shall identify the emission sources, include the reduction to be accomplished for each source and the means by which such reduction will be accomplished. These plans shall be available for inspection, as required by representatives of the Board at any times.
6. **Compliance Certification:** As specified under Rule 602(c)(2)(ix)(C) of the RCAP, PREPA Aguirre shall be submit each year a compliance certification. This certification must be submitted to both the Board and the U.S. Environmental Protection Agency (EPA)<sup>2</sup> every year no later than the 1<sup>st</sup> of April, covering the previous calendar year. The compliance certification shall include, but is not limited to, the information required under Rule 603(c) of the RCAP as follows:

---

<sup>2</sup>The certification to the EQB shall be mailed to: Manager, Air Quality Area, P.O. Box 11488, San Juan, PR, 00910. The certification to the EPA shall be mailed to: Chief, Enforcement and Superfund Branch, CEPD, US EPA- Region II, City View Plaza II Building, Suite 7000<sup>th</sup> Floor, 48 Road 165 Km 1.2, Guaynabo, P.R. 00968-8069.

- a. The identification of each term or condition of the permit that is the basis of the certification; and
- b. The compliance status. Each deviation shall be identified and considered in the compliance certification; and
- c. Whether compliance was continuous or intermittent; and
- d. The methods or other means used for determining the compliance status of the source, with each term and condition, currently and over the reporting period, consistent with sections (a)(3) – (5) of the RCAP; and
- e. Identification of possible exceptions to compliance, any periods which compliance is required and in which an excursion or exceedance as defined under 40 CFR Part 64 (CAM)<sup>3</sup> occurred; and
- f. Such other facts as the Board may require to determine the compliance status of the source.

*dkf*  
7.

**Regulation Compliance:** As specified under Rule 115 of the RCAP, any violation to said Regulation, or to any other applicable rule or regulation, shall be grounds for the Environmental Quality Board (EQB) to suspend, modify, or revoke any relevant permit, approval, variance or other authorization issued by the EQB according to the Law of Uniform Administrative Procedures.

- dkf mm*
8. **Location Approval:** As specified under Rule 201 of the RCAP, nothing in this permit shall be interpreted as authorizing the location or construction of a major stationary source, or the modification of a major stationary source, or a major modification of a significant source, without obtaining first a location approval from the Board and without first demonstrating compliance with the National Ambient Air Quality Standards (NAAQS). This permit does not allow the construction of new minor sources without the required permit under Rule 203 of the RCAP.
  9. **Open Burning:** As specified under the Rule 402 of the RCAP, the permittee shall not cause or permit the open burning of refuse in their premises except as established under Rule 402 (E) of the RCAP to conduct training or research of fire fighting techniques.
  10. **Objectionable Odors:** As specified under Rule 420 of the RCAP, the permittee shall not cause or permit emissions to the atmosphere of any matter which produces *objectionable* odors that can be perceived in an area other than that designated for industrial purposes. (This condition is enforceable only by the State.)

---

<sup>3</sup> CAM is Compliance Assurance Monitoring.

11. **Permit Renewal Applications:** As specified under the Rule 602(A)(1)(iv) of the RCAP, the permittee's applications for permit renewal shall be submitted at least twelve (12) months prior to the date of permit expiration. A responsible official must certify all required applications consistent with paragraph (c)(3) of Rule 602.
12. **Permit Duration:** As specified under Rule 603 of the RCAP, the following terms will apply during the duration of this permit:
- (a) **Expiration:** This authorization shall have a fixed term of five (5) years. The expiration date will be automatically extended until the Board approves or denies a renewal application (Rule 605(c)(4)(ii) of the RCAP) but only in those cases where the permittee submits a complete renewal application at least twelve months before the expiration date. (Rule 603 (a)(2), Rule 605 (c)(2) and Rule 605 (c)(4) of the RCAP)
  - (b) **Permit Shield:** As specified under Rule 605(c)(4)(i) of the RCAP, the permit shield may be extended until the time it is renewed if a timely and complete renewal application is submitted.
  - (c) In the case that this permit is subject to any challenge by third parties, the permit shall remain in effect until the time it is revoked by a court of law with jurisdiction in the matter.
13. **Recordkeeping Requirement:** As specified under Rule 603(a)(4) of the RCAP, PREPA Aguirre shall retain all required monitoring data and supporting information for a period of 5 years from the date of the monitoring sample, measurement, report or application. PREPA Aguirre shall maintain readily accessible at the facility, copies of all records of required monitoring information that include the following:
- i. The date, place as defined in the permit, and time of sampling or measurements;
  - ii. The date(s) analyses were performed;
  - iii. The company or entity that performed the analysis;
  - iv. The analytical techniques or methods used;
  - v. The results of such analysis; and
  - vi. The operating conditions as existing at the time of sampling or measurement.
14. **Semiannual Monitoring Reports/Samplings<sup>4</sup>:** As specified under Rule 603(a)(5)(i) of the RCAP, PREPA Aguirre shall submit the Board, the reports of all required monitoring, every six months or more frequently if required by the EQB or any other underlying applicable requirement. All instances of deviations from permit requirements must be clearly identified in such reports. All required reports must be certified by a responsible official as established under Rule 602(C)(3) of the RCAP. The report that covers the period from January to June shall be

---

<sup>4</sup> These reports cover two major elements. The first element is the summary of all periodic monitoring / sampling required in this permit. The second element requires that all deviations from permit conditions are clearly identified, summarized and reported to the Board.

submitted no later than October 1<sup>st</sup> of the same year, and the report covering the period from July to December shall be submitted no later than April 1<sup>st</sup> of the next year. Once the guidelines are developed by the Board, the permittee must use them to complete these reports.

15. **Deviations Reporting due to Emergencies:** As specified under Rule 603(a)(5)(ii)(a) of the RCAP, any deviation resulting from an upset (such as sudden malfunction or break-down) or emergency conditions, as defined in Rule 603(e) of the RCAP, must be reported within the next 2 working days from the time the emission limits are exceeded due to the emergency, if PREPA Aguirre wishes to assert the affirmative defense authorized under Rule 603 (e) of the RCAP. If PREPA Aguirre raises the emergency defense upon an enforcement action, the permittee shall demonstrate that such deviation happens due to an emergency and that the Board was adequately notified. If such emergency deviation last for more than 24 hours, the affected units may be operated until the end of the cycle or 48 hours, what occurs first. The Board may only extend the operation of an emission source in excess of 48 hours, if the source demonstrates to the Board's satisfaction that the National Air Quality Standards have not been exceeded and that there is no risk to the public health.
- (Signature)*
16. **Deviation Reporting (Hazardous Air Pollutants):** The source shall act as specified in its Emergency Response Plan (established in Rule 107 (C) of the RCAP), when such Plan has shown no significant impact on an area other than those that have been designated for industrial purposes or will cease operations immediately if there is a significant impact on an area other than those that have been designated for industrial purposes (state-only enforceable condition). In accordance with Rule 603(a)(5)(ii)(b) of the RCAP, he shall notify the Board within the next 24 hours if a deviation that results in the release of emissions of hazardous air pollutants for more than occurs an hour in excess of the applicable limit. For the discharge of any regulated air pollutant that continues for more than 2 hours in excess of the applicable limit, the permittee shall notify the Board within 24 hours of the deviation. PREPA Aguirre shall submit to the Board, within 7 days of the deviation, a detailed written report which includes probable causes, time and duration of the deviation, remedial action taken and the steps you are following to prevent recurrence.
- (Signature)*
17. **Severability Clause:** As specified under Rule 603(a)(6) of the RCAP, the clauses in this permit are severable. In the event of a successful challenge to any portion of the permit in an administrative or judicial forum, or in the event any of its clauses is held to be invalid, all other portions of the permit shall remain valid and effective, including those related to emission limits, terms and conditions, be they specific or general, as well as monitoring, record keeping and reporting requirements.
18. **Permit Noncompliance:** As specified under Rule 603(a)(7)(i) of the RCAP, the permittee must comply with all conditions of the permit. Permit noncompliance constitutes a violation of the RCAP and will be grounds for taking the appropriate enforcement action, impose sanctions, revoke, terminate, modify, and/or reissue the permit, or to deny a permit renewal application.

19. **Defense not Allowed:** As specified under Rule 603(a)(7)(ii) of the RCAP, PREPA Aguirre shall not allege as a defense in an enforcement action, that it would have been necessary to halt or reduce the permitted activity in order to maintain compliance with the conditions of this permit.
20. **Permit Modification and Revocation:** As specified under Rule 603(a)(7)(iii) of the RCAP, the permit may be modified, revoked, reopened, reissued, or terminated for cause according to the Law of Uniform Administrative Procedures. The filing of a request by PREPA Aguirre for a permit modification, revocation and reissuance, or termination, or of a notification of planned changes or anticipated noncompliance does not stay any permit condition.
21. **Property Rights:** As specified under Rule 603(a)(7)(iv) of the RCAP, this permit does not convey any property rights of any sort, nor does it grant any exclusive privilege.
22. **Obligation to Furnish Information:** As specified under Rule 603(a)(7)(v) of the RCAP, PREPA Aguirre shall furnish to the Board, within a reasonable time, any information that the Board may request in writing to determine whether cause exists for modifying, revoking and reissuing, or terminating the permit or to determine compliance with the permit. Upon request, PREPA Aguirre shall also furnish to the Board copies of documents related to this permit.
23. **Prohibition on Default Issuance:** As specified under Rule 605(d) of the RCAP, it shall never be considered that a permit has been issued by default as a result of the Board's failure to take final action on a permit application within 18 months. The Board's failure to issue a final permit within 18 months should be treated as a final action solely for the purpose of obtaining judicial review in a state court.
24. **Administrative Permit Amendments and Permit Modifications:** As specified under Rule 606 of the RCAP, the permit shall not be amended nor modified unless PREPA Aguirre complies with the requirements for administrative permit amendments and permit modifications as described in the RCAP.
25. **Permit Reopenings:** As specified under Rule 608(a)(1), this permit shall be reopened and revised under the following circumstances:
- (A) Whenever additional applicable requirements under any law or regulation become applicable to PREPA Aguirre, when the remaining permit term is of three (3) or more years. Such reopening shall be completed eighteen (18) months after promulgation of said applicable requirement. No such reopening is required if the effective date of the requirement is later than the date on which the permit is due to expire, unless the original permit or any of its terms and conditions have been extended pursuant to Rule 605(c)(4)(i) or Rule 605(c)(4)(ii) of the RCAP.
- (B) Whenever the EQB or the EPA determines that the permit contains a material mistake or that inaccurate statements were made in establishing the emission standards or other terms or conditions of the permit.

- (C) Whenever the EQB or the EPA determines that the permit must be revised or revoked to assure compliance with the applicable requirements.
26. **Changes in Name or Responsible Official:** This permit is issued to Puerto Rico Electric Power Authority – Aguirre Power Station. In the event that the company and/or installation change its name, the responsible official must submit an administrative amendment to this permit to reflect the change in name. If the event that the responsible official changes, the new responsible official must submit no later than 30 days after the change, an administrative amendment including a sworn statement in which he/she accepts and promises to comply with all the conditions of this permit.
27. **Changes in Ownership:** This permit is issued to Puerto Rico Electric Power Authority – Aguirre Power Station. In the event that the company and/or installation is transferred to a different owner or change operational control and the Board determines that no other change in the permit is necessary, the new responsible official must submit an administrative amendment. The administrative amendment shall include a sworn statement in which the new responsible official accepts and promises to comply with all the conditions of this permit, and a written agreement containing a specific date for transfer of permit responsibility, coverage, and liability between the current and new permittee. This is not applicable if the Board determines that changes to the permit are necessary.
28. **Renovation Work/ Demolition:** The permittee shall comply with the provisions set forth in 40 CFR §61.145 and §61.150, and Rule 422 of the RCAP, and Regulations for the Processing of General Permits (General Permit for the Handling of Asbestos Containing Materials) when doing renovation or demolition activities of asbestos containing materials at the facility.
29. **Requirements for Refrigerants (Climatologic and Stratospheric Ozone Protection):**
- a) In the event that the permittee has equipment or appliances, including air conditioning units, which use Class I or II refrigerants as defined in 40 CFR Part 82, Subpart A, Appendices A and B, PREPA Aguirre shall take the necessary measures to ensure that all maintenance, service or repair services performed are done so according to the practices, certification and personnel requirements, disposition requirements, and recycling and/or recovery equipment certification requirements specified under 40 CFR Part 82, Subpart F.
  - b) Owners/ operators of appliances normally containing 50 or more pounds of refrigerant must keep records of refrigerant purchased and added to such appliances pursuant to §82.166.
  - c) Service on Motor Vehicles: If PREPA Aguirre performs a service on motor (fleet) vehicles when this service involves ozone-depleting substance refrigerant (or regulated substitute substance) in the motor vehicle air conditioner (MVAC), the permittee is

subject to all the applicable requirements as specified in 40 CFR Part 82, Subpart B, Servicing of Motor Vehicle Air Conditioners. The term motor vehicle as used in Subpart B does not include a vehicle in which final assembly of the vehicle has not been completed. The term MVAC as used in Subpart B does not include the air-tight sealed refrigeration system used as refrigerated cargo or system used on passenger buses using HCFC-22 refrigerant.

30. **Labeling of Products Using Ozone-Depleting Substances:** PREPA Aguirre shall comply with the standards for labeling of products using ozone-depleting substances pursuant to 40 CFR Part 82, subpart E.
- a) All containers in which a class I or class II substance is stored or transported, all products containing a class I substance, and all products directly manufactured with a class I substance must bear the required warning statement if it is being introduced into interstate commerce pursuant to §82.106.
  - b) The placement of the required warning statement must comply with the requirements pursuant to §82.108.
  - c) The form of the label bearing the required warning statement must comply with the requirements pursuant to §82.110.
  - d) No person may modify, remove or interfere with the required warning statement except as described in §82.112.
31. **Compliance Clause:** Under no circumstances does compliance with this permit exempt PREPA Aguirre from complying with all other applicable state or federal laws, regulations, permits, administrative orders or applicable court orders.
32. **Annual Fee:** As specified under Resolution R-06-17-8<sup>5</sup>, Puerto Rico Electric Power Authority shall pay an annual fee of \$1,500,000.00, or the charge established by the Board through resolution for all of the facilities included in the agreement between the Environmental Quality Board and Puerto Rico Electric Power Authority. This annual fee shall be submitted in two terms, the first payment must be submitted, on or before June 30 and the second payment, on or before December 30 of each year.
33. **Risk Management Plan (RMP):** If during the effectiveness of this permit, PREPA Aguirre is subject to the 40 CFR Part 68, PREPA Aguirre shall submit a Risk Management Plan (RMP) according with the compliance schedule in the 40 CFR §68.10. If during the effectiveness of this permit, PREPA Aguirre is subject to the 40 CFR Part 68, PREPA Aguirre shall submit a compliance certification with the requirements of part 68 as part of the annual compliance certification required under 40 CFR part 70, including the recordkeeping and the RMP.

<sup>5</sup> Resolution R-06-17-8 (Solicitud de Interpretación de Resolución RO-06-2 sobre Pago de los cargos de operación para permisos Título V) issued on June 5, 2006.

34. **General Duty Requirements:** PREPA Aguirre has the general obligation of identifying hazards which may result from accidental releases of any controlled substance under section 112(r) of the Clean Air Act or any other extremely hazardous substance in a process, using appropriate hazard assessment techniques, designing, maintaining and operating a safe facility and minimizing the consequences of accidental releases if they occur as required in section 112(r)(1) of the Act and Rule 107(D) of the RCAP.
35. **Reports:** Unless stated otherwise specifically provided in a condition, any requirement of information submittal to the Board shall be addressed to: Manager, Air Quality Area, P.O. Box 11488, San Juan, P.R. 00910.
36. **Particulate Fugitive Emissions:** As established in Rule 404 of the RCAP, PREPA Aguirre shall not cause or permit:  
*all mm*  
a) any materials to be handled, transported or stored in a building, its appurtenances, or a road to be used, constructed, altered, repaired or demolished, without taking reasonable precautions to prevent particulate matter from becoming airborne.  
b) the discharge of visible emissions of fugitive dust beyond the boundary line of the property on which the emissions originate.
37. **Roof Surface Coating:** This is a state-only requirement. PREPA Aguirre shall not cause or permit the roof surface coating by applying hot tar or any other coating material containing organic compounds without previous notification to the Board. The use of used oil or hazardous waste for roof surface coating is prohibited.
38. **Storage Tanks:** PREPA Aguirre shall keep records of all fuel oil storage tanks listed as insignificant activities showing the dimensions of each tank and an analysis showing the capacity of each tank pursuant to the 40 CFR §60.116b. This documentation shall be readily available at any time for inspection of EQB personnel and shall be kept onsite for the life of the tank.
39. **Emissions Calculations:** PREPA Aguirre shall submit, on the first day of April of each year, the actual or permissible emissions calculations for the previous natural year. The emissions calculations shall be submitted on the forms prepared by the Board for this purpose and the responsible official must certify all the information submitted as true, correct and representative of the permitted activity.
40. **Amendments or New Regulations:** In case a new regulation is established or an existing one is amended (state or federal) and the Board determines that it applies to the facility, PREPA Aguirre shall comply with the provisions of this regulation or amendment within the time specified in the applicable state or federal regulations.

41. **Reservation of Rights:** Except as expressly provided in this permit:

- a) Nothing herein shall prevent EPA or the Board from taking administrative enforcement measures or seeking legal or equitable relief to enforce the terms of the Title V permit, including but not limited to the right to seek injunctive relief, and imposition of statutory penalties and fines.
  - b) Nothing herein shall be construed to limit the rights of EPA or the Board to undertake any criminal enforcement activity against PREPA Aguirre or any person.
  - c) Nothing herein shall be construed to limit the authority of EPA or the Board to undertake any actions in response to conditions that present an imminent and substantial endangerment to public health or welfare, or the environment.
  - d) Nothing herein shall be construed to limit PREPA Aguirre's rights to administrative hearing and judicial appeal of termination/ revocation/ disputes over modification/ denial actions in accordance with regulations and the Environmental Public Policy Act.
- clerk  
sell  
M  
d)*

#### Section IV - Permissible Emissions

- A. The permissible emissions authorized under this permit are mentioned below. The source shall certify annually that its actual emissions do not exceed the permissible emissions. This certification shall be based on the actual operation of the previous calendar year (natural year)<sup>6</sup> and using the emission factors of AP-42 (Compilation of Air Pollutant Emission Factors) effective at the time of completing the Title V application, that their emissions do not exceed the permissible emissions.

Pollutants	Permissible Emissions (tons /year)
PM	2,194.88
SO <sub>2</sub>	30,608.58
NO <sub>x</sub>	28,867.78
CO	1,299.54
VOC	195.32
Lead	0.63
CO <sub>2e</sub>	10,093,497.14

<sup>6</sup> Calendar year (natural year) means 365 consecutive days commencing on January 1 and ending on December 31. This definition is under Regulation No. 6630 of June 4, 2003, Amendments to Regulations for the Control of Atmospheric Pollution (Rules 102 and 405).

## AGUIRRE STEAM POWER PLANT

SALINAS, PUERTO RICO

PFE-TV-4911-63-0212-0244

PAGE 13 OF 45

Hazardous Air Pollutants (HAP's)	Permissible Emissions (tons /year)
Formaldehyde compounds	14.75
Manganese compounds	19.62
Chloride	84.71
Nickel compounds	20.71
Total HAP's <sup>7</sup>	177.73

**Section V - Specific Permit Conditions****A. Normal operating scenario: AG1 and AG2 (Oil-fired boiler with steam/turbogenerator)**

1. The following table contains a summary of applicable requirements, as well as the test methods, for emission units AG1 and AG2 identified in Section II of this permit. The permit conditions include additional applicable requirements.

Condition	Parameter	Value	Units	Test Method	Frequency	Record Keeping Requirements	Reporting Frequency
Particulate Matter Emission Limits	Particulate Matter	0.3	Lbs/MMBtu	Fuel type Method 5	Monthly During the first year of the permit.	Fuel type Record	Monthly No later than sixty (60) days after the performance of the test
Fuel consumption limit	Fuel oil no. 6	488,229,840	Gallons per year	Consumption	Daily	Record	Monthly
	Propane (igniter fuel)	19,018.44	Gallons per year	Consumption	Daily	Record	Monthly
	Diesel (warm-up fuel)	803,405.40	Gallons per year	Consumption	Daily	Record	Monthly
Sulfur content limit	Fuel oil no.6 and fuel oil no. 2	0.50	Percent by weight	Fuel Analysis	With every fuel receipt and upon any fuel blending	Analysis results	Monthly

<sup>7</sup> See all hazardous air pollutants in Appendix B.

Condition	Parameter	Value	Units	Test Method	Frequency	Record Keeping Requirements	Reporting Frequency
	Propane (igniter fuel)	0.0187	Percent by weight	Fuel Analysis	Supplier's certification with each receipt of fuel.	Analysis results	Monthly
Opacity Limit	20	Percent (6 minute average)	COMS and Oxygen CEMS Method 9	Continuous or no less frequent than every 15 seconds. Every two weeks	Data acquisition System with Backup Record book	See Permit Conditions	See Permit Conditions
Asphaltene content limit	8	Percent by weight	Fuel analysis	With every fuel receipt and upon any fuel blending	Analysis results	Record	Quarterly
Vanadium content limit	150	Ppmw	Fuel analysis	With every fuel receipt and upon any fuel blending	Analysis results	Record	Quarterly
Time Between Water Washings	18	Months	Calendar	One water wash per outage	One water wash per outage	Record	Quarterly

\* Items below give explanatory details on tabulated parameter requirements.

### **PARTICULATE MATTER EMISSION LIMIT:**

- (i) The permittee shall not cause nor permit the emission of particulate matter, in excess of 0.3 lb/MMBtu of heat input from AG1 and AG2. [Rule 406 of the RCAP]
- (ii) The permittee shall perform a performance test on each unit during the first year of the permit using Method 5 of the 40 CFR part 60, Appendix A in order to verify compliance with the standard. [Rule 603(a)(3) of the RCAP].
- (iii) The permittee must submit a test protocol to EQB 30 days prior to the start of the test, a detailed test protocol describing all test equipment, procedures and Quality Assurance (QA) measures to be used. The protocol must be specific to the test, facility, operating conditions and parameters to be measured. [Rule 106 (C) of the RCAP]
- (iv) The permittee must submit a written notification 15 days prior of the performance test in order to allow EQB to assign an observer. [Rule 106 (D) of the RCAP]

- (v) The permittee must submit two copies of the report of the initial reading under Method 5 within 60 days after the tests. This report shall contain the information required by Rule 106 (E) of the RCAP.
- (vi) As specified in Rule 603(a)(4)(ii) of the RCAP, the permittee shall retain all records for required monitoring and supporting information for a period of 5 years from the date of the monitoring sample, measurement, report or application.

b. **FUEL CONSUMPTION LIMIT:**

- (i) PREPA Aguirre will be authorized to burn only fuel oil no. 6 for normal operation, fuel oil no. 2 for warm up and propane as fuel for ignition and shutdown of units AG1 and AG2 according to the following limits:
  - a. The permittee shall not exceed the total consumption limit for fuel oil no. 6 of **488,229,840 gallons** for any period of 12 consecutive months only for units AG1 and AG2. The consumption of fuel oil no. 6 for any consecutive 12-month period shall be calculated by adding the monthly consumption for the unit to the total fuel consumption for the unit for the previous 11 months.  
*Off*  
*AG*
  - b. The permittee shall not exceed the total consumption limit for propane of **19,018.44 gallons** for any period of 12 consecutive months only for the ignition and shutdown of units AG1 and AG2. The consumption of propane for any consecutive 12-month period shall be calculated by adding the monthly consumption for the unit to the total fuel consumption for the unit for the previous 11 months.
  - c. The permittee shall not exceed the total consumption limit for fuel oil no. 2 of **803,405.40 gallons** for any period of 12 consecutive months only for the warm up of units AG1 and AG2. The consumption of fuel oil no. 2 for any consecutive 12-month period shall be calculated by adding the monthly consumption for the unit to the total fuel consumption for the unit for the previous 11 months.
- (ii) The AG1 and AG2 units are not allowed to burn solid fuels (for. ex. controlled substances, absorbent pads and wipes, industrial waste, etc.).
- (iii) The levels of the fuel tank must be measured monthly and the amount of fuel that is received must be measured and recorded each time that the fuel is received. The amount of fuel consumption will be determined using the measurement in the levels of tank and the amount of fuel is received during this month.
- (iv) As specified in Rule 603(a)(4)(ii) of the RCAP, the permittee shall retain all records of required monitoring data and supporting information for a period of 5 years from the date of the monitoring sample, measurement, report or application. These shall include a record of the monthly and annual fuel consumption reports.

- (v) The permittee shall submit, with each annual compliance certification, an annual report summary indicating the fuel consumption of each boiler in term of the monthly and annual consumption.

c. **SULFUR CONTENT LIMIT:**

- (i) To comply with Rule 403 of the RCAP, the permittee shall not burn or allow the use of any no. 6 fuel oil or lighter<sup>8</sup> (Lighter means only fuel oil no. 2 for boilers warm up.) in Units AG1 and AG2, with a sulfur content which exceeds 0.50% by weight. [U.S. v. PREPA, Consent Decree<sup>9</sup>. Civil Action No. 93-2527 CCC]
- (ii) Only the use of propane gas for ignition and shutdown of the fuel oil burners of the AG1 and AG2 units is allowed. The permittee shall not burn or allow the use of propane in the two units with a sulfur content that exceeds 0.0187% by weight.
- (iii) The permittee, a service contractor retained by the permittee, or any other qualified agency shall sample the fuel and/or verify sulfur content from supplier's receipt or invoice upon every delivery for transfer to the facility's storage tanks. The fuel sampling shall include but not be limited to determining the fuel's sulfur content (% by weight). The compliance with the standard of sulfur content shall be determined using the methods established in ASTM 4294.
- (iv) Prior to combustion, the permittee shall analyze the composition of any fuel blended after the receipt of shipment (including but not limited to blending due to additions to reserve tanks or mixing of fuel from various plant locations). The fuel sampling shall include but not be limited to determining the sulfur content (% by weight). For propane fuel supplier, the permittee must obtain a certification with each receipt where the sulfur content (% by weight) is established.
- (v) For Units AG1 and AG2, the permittee shall submit a monthly report indicating on a daily basis the sulfur content (percent by weight) in the fuels burned or combusted by each unit during the reporting period and the amount of fuel burned at each unit. This report shall be submitted to EQB to the attention of the Chief of the Validation and Data Management Division of the Air Quality Area. All monthly reports shall be postmarked on or before the thirtieth (30<sup>th</sup>) day following the end of each calendar month. [Rule 410 of the RCAP]
- (vi) In accordance with Rule 603(a)(4)(i) of the RCAP, the permittee shall retain monitoring records that include:
- i. The date, place as defined in the permit, and time of sampling or measurements;
  - ii. The date(s) analyses were performed;
  - iii. The company or entity that performed the analysis;

---

<sup>8</sup> Lighter fuel means fuel oil no. 1, 2, 4 or 5.

<sup>9</sup> Consent Decree, (Decree), signed in 1999 by the Federal Department of Justice, the Environmental Protection Agency (EPA) and the Authority, as part of the Civil Case No. 93-2527 (CC), United States of America vs. Power Authority of Puerto Rico Energy.

- iv. The analytical techniques or methods used;
  - v. The results of such analysis; and
  - vi. The operating conditions as existing at the time of sampling or measurement.
  - vii. For propane, the supplier's certification must be kept.
- (viii) In accordance with Rule 603(a)(4)(ii) of the RCAP, the permittee shall keep all records of required monitoring data and supporting information for a period of five (5) years from the date of the monitoring sample, measurement, report, or application. This includes records of the sulfur content (% by weight) of received fuel shipments, and the sulfur content of consumed fuels.
- (ix) The permittee shall submit, with each semiannual compliance certification, a summary of the reports for that year indicating the sulfur content (% by weight).
- d. **OPACITY LIMIT:**
- (i) In accordance with Rule 403(A) of the RCAP, the permittee shall not exceed the opacity limit of 20% (in 6-minute average), except for one period of not more than four (4) minutes in any consecutive thirty (30) minute interval when the opacity shall not exceed 60%.
  - (ii) The permittee shall calibrate, maintain, and operate the following:
    - (A) A continuous opacity monitoring system (COMS) to measure and record the percent opacity in each boiler exhaust stack; and
    - (B) An oxygen continuous emission monitoring system (CEMS) to measure and record the percent oxygen in each boiler exhaust stream.
  - (iii) The permittee shall perform bi-weekly readings of each emission point (Units AG1 and AG2) according to 40 CFR Part 60, Method 9. The readings shall be made at the point of greatest opacity in that portion of the plume where condensed water vapor is not present. If opacity is measured at any time to be greater than 20%, either by a Method 9 visible emission reading or a COMS, all possible corrective actions shall be taken as soon as an exceedance of the opacity limit at Units AG1 and/or AG2 is observed.
  - (iv) The permittee shall submit a written report of all excess emissions to EQB for every calendar quarter. All quarterly reports shall be postmarked on or before the 30th day following the end of each quarter and shall include the information specified below:
    - (A) The magnitude of excess emissions computed in accordance with 40 C.F.R. §60.13(h), any conversion factor(s) used, and the date and time of commencement and completion of each time period of excess emissions;

- (B) The date and time identifying each period during which the continuous monitoring system was inoperative, except for zero and span checks, and the nature of the system repairs or adjustments;
  - (C) The optimal operating range(s) for the percent oxygen used during the quarter with the date(s) the ranges became effective;
  - (D) The oxygen CEMS readings at the times opacity exceeds 20% (in 6-minute average); and
  - (E) A written report of any oxygen measurements taken during optimization and verification studies along with opacity measurements.
- (v) Within thirty (30) days of the end of each calendar quarter, the permittee shall submit to the EQB all of the Method 9 reports for visible emissions readings taken during the previous quarter.
- (vi) In accordance with 40 CFR §60.7(d), the summary report form shall contain the information and be in the format shown in figure 1 of 40 CFR §60.7(d), unless otherwise specified by the Administrator.
- See*
- (A) If the total duration of excess emissions for the reporting period is less than 1% of the total operating time for the reporting period and COMS downtime for the reporting period is less than 5% of the total operating time for the reporting period, only the summary report form shall be submitted and the excess emission report described in 40 CFR §60.7(c) need not be submitted unless requested by the Administrator.
  - (B) If the total duration of excess emissions for the reporting period is 1% or greater of the total operating time for the reporting period, or the total COMS downtime for the reporting period is 5% or greater of the total operating time for the reporting period, the summary report form and the excess emission report described in 40 CFR §60.7(c) shall both be submitted.
- (vii) In accordance with Rule 603(a)(4)(i) of the RCAP, the permittee shall retain opacity and oxygen monitoring records that include:
- (A) The date, place as defined in the permit, and time of sampling or measurements;
  - (B) The date(s) analyses were performed;
  - (C) The company or entity that performed the analysis;
  - (D) The analytical techniques or methods used;
  - (E) The results of such analysis; and
  - (F) The operating conditions as existing at the time of sampling or measurement.
- (viii) In accordance with Rule 603(a)(4)(ii) of the RCAP, the permittee shall keep all records of required monitoring data and supporting information for a period of five (5) years from the date of the monitoring sample, measurement, report, or application. This includes a record of visible

emissions readings by Method 9, COMS opacity records, and CEMS oxygen content records. Records shall contain the dates and times of inspections, as well as information about any corrective measures taken.

e. **ASPHALTENE CONTENT LIMITS:**

- (i) To assure compliance with Rule 403 of the RCAP and according to a February 3, 1994 agreement between the EQB and PREPA, the permittee shall not burn or allow the use of any fuel, in any fuel burning equipment, with an asphaltene content that exceeds 8% by weight.
- (ii) The permittee, a service contractor retained by the permittee, or any other qualified agency shall sample the fuel and/or verify asphaltene content from supplier's invoice upon every delivery for transfer to the facility's storage tanks. The fuel sampling shall include but not be limited to determining the fuel's asphaltene content (% by weight), using either method IP 143 or ASTM 3279 for compliance purposes.
- (iii) Prior to combustion, the permittee shall analyze the composition of any fuel blended after the receipt of shipment (including but not limited to blending due to additions to reserve tanks or mixing of fuel from various plant locations). The fuel sampling shall include but not be limited to determining the asphaltene content (% by weight).
- (iv) For units AG1 and AG2, PREPA Aguirre shall submit a quarterly report indicating on a daily basis the asphaltene content (percent by weight) in the fuels burned or combusted and the amount of fuel burned at each unit. This report shall be submitted to the EQB to the attention of the Chief of the Validation and Data Management Division of the Air Quality Area. All quarterly reports shall be postmarked on or before the thirtieth (30<sup>th</sup>) day following the end of each calendar quarter.
- (v) In accordance with Rule 603(a)(4)(i) of the RCAP, the permittee shall retain monitoring records that include:
- i. The date, place as defined in the permit, and time of sampling or measurements;
  - ii. The date(s) analyses were performed;
  - iii. The company or entity that performed the analysis;
  - iv. The analytical techniques or methods used;
  - v. The results of such analysis; and
  - vi. The operating conditions as existing at the time of sampling or measurement.
- (vi) In accordance with Rule 603(a)(4)(ii) of the RCAP, the permittee shall keep all records of all required monitoring data and supporting information for a period of five (5) years from the date of the monitoring sample, measurement, report, or application. This includes records of the asphaltene content (% by weight) of received fuel shipments, and the asphaltene content (% by weight) of consumed fuels.

- (vii) The permittee shall submit, with each annual compliance certification, a summary of the reports for that year indicating the asphaltene content (% by weight).

**f. VANADIUM CONTENT LIMITS:**

- (i) To assure compliance with Rule 403 of the RCAP, the permittee shall not burn or allow the use of any fuel, in any fuel burning equipment, with a vanadium content which exceeds 150 ppmw.
- (ii) The permittee, a service contractor retained by the permittee, or any other qualified agency shall sample the fuel and/or verify vanadium content from supplier's invoice upon every delivery for transfer to the facility's storage tanks. The fuel sampling shall include but not be limited to determining the vanadium content (ppmw), using method ASTM D1548, ASTM D5708, and/or ASTM D5863 (Test Method A) for compliance purposes.
- (iii) Prior to combustion, the permittee shall analyze the composition of any fuel blended after the receipt of shipment (including but not limited to blending due to additions to reserve tanks or mixing of fuel from various plant locations). The fuel sampling shall include but not be limited to determining the vanadium content (ppmw).
- (iv) For Units AG1 and AG2, PREPA Aguirre shall submit a quarterly report indicating on a daily basis the vanadium content (ppmw) in the fuels burned or combusted and the amount of fuel burned at each unit. This report shall be submitted to EQB to the attention of the Chief of the Validation and Data Management Division of the Air Quality Area. All quarterly reports shall be postmarked on or before the thirtieth (30<sup>th</sup>) day following the end of each calendar quarter.
- (v) In accordance with Rule 603(a)(4)(i) of the RCAP, the permittee shall retain monitoring records that include:
- i. The date, place as defined in the permit, and time of sampling or measurements;
  - ii. The date(s) analyses were performed;
  - iii. The company or entity that performed the analysis;
  - iv. The analytical techniques or methods used;
  - v. The results of such analysis; and
  - vi. The operating conditions as existing at the time of sampling or measurement.
- (vi) In accordance with Rule 603(a)(4)(ii) of the RCAP, the permittee shall keep all records of all required monitoring data and supporting information for a period of five (5) years from the date of the monitoring sample, measurement, report, or application. This includes records of the vanadium content (ppmw) of received fuel shipments and the vanadium content (ppmw) of consumed fuels.
- (vii) The permittee shall submit, with each annual compliance certification, a summary of the reports for that year indicating the vanadium content (ppmw).

**g. WATER WASHING DURING ENVIRONMENTAL OUTAGE:**

- (i) To assure compliance with Rule 403 of the RCAP, the permittee shall water wash Units AG1 and AG2 no less than one (1) time every eighteen (18) months. Upon agreement of PREPA, the EQB and the U.S. EPA, this permit requirement may be administratively revised to include water washing of Units AG1 and/or AG2 no less than one (1) time every twenty-four (24) months. The environmental outage will include cleaning and maintenance of the gas-side of the boiler including combustion sensitive equipment such as burners and fuel oil handling equipment that can affect compliance with Rules 403 or 404 of the PRCAP and can be more readily inspected during a planned outage than during operation of the boiler.
- (ii) In accordance with Rule 603(a)(4)(i) of the RCAP, the permittee shall retain monitoring records that include:
- i. The date, place as defined in the permit and time of sampling or measurements related to water washing;
- ii. The date(s) water washes were performed;
- iii. The company or entity that performed the water wash;
- iv. The techniques or methods used;
- v. The results of such water wash; and
- vi. The operating conditions existing at the time of sampling or measurement or water wash.
- (iii) In accordance with Rule 603(a)(4)(ii) of the RCAP, the permittee shall keep all records of all required monitoring data and supporting information for a period of five (5) years from the date of the monitoring sample, measurement, report, or application. This includes a record of water washes which contains the dates and times of washes, as well as information about any corrective measures taken.

**h. TRAINING REQUIREMENTS:**

- (i) PREPA Aguirre shall ensure that PREPA employees in charge of the emission units AG1 and AG2 are properly trained in all operations of the emissions units and shall document the training provided.
- i. **NATIONAL EMISSION STANDARDS FOR HAZARDOUS AIR POLLUTANTS: COAL- AND OIL-FIRED ELECTRIC UTILITY STEAM GENERATING UNITS CONTAINED IN 40 CFR PART 63 SUBPART UUUUU**
- (i) The two boilers (AG1 and AG2) are affected by the applicable requirements of the National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants: Coal-and Oil-Fired Electric Utility Steam Generating Units contained in 40 CFR part 63 Subpart UUUUU, known as the Mercury and Air Toxics Control Standards (MATS). The affected units must demonstrate compliance with these regulations and requirements outlined in the conditions under this subsection, on or before April 16, 2016.

- (ii) In accordance with Section 63.9991 (a)(1) of 40 CFR , the permittee shall comply with each emission limit and each applicable standard of practice work as specified in Table 2, paragraph 5 and Table 3, paragraphs 1, 3, and 4 of 40 CFR part 63 Subpart UUUUU for AG1 and AG2 units. The permittee shall comply with the following applicable emission limits for existing boilers AG1 and AG2:
- a. Filterable particulate matter (PM): 0.030 lb / MMBtu or 0.30 lb / MWh<sup>10</sup>
  - b. Hydrochloric acid (HCl): 0.00020 lb / MMBtu or 0.0020 lb / MWh
  - c. Hydrofluoric acid (HF): 0.000060 lb / MMBtu or 0.00050 lb / MWh
  - d. In accordance with Section 63.10000(c)(2)(iv) if any of the units is designated in the subcategory of limited use (limited-use liquid oil-fired subcategory) as defined in Section 63.10042 of 40 CFR, the unit will not be subject to the emission limits set out in subsections i.(ii)(a) to (c) of this section V(A) from Table 2 of the UUUUU Subpart of Part 63 of 40 CFR, but shall meet the requirements for work practices of tune-ups in Table 3, paragraphs 1, 3, and 4 of 40 CFR part 63 Subpart UUUUU.
- (iii) The permittee shall comply with each applicable operating limit as specified in Table 4 of this subpart. [Section 63.9991 (a) (2) of 40 CFR]
- (iv) The permittee shall meet applicable general requirements as described in section 40 CFR 63.10000.
- (v) The permittee shall comply with the applicable initial compliance requirements as specified in section 40 CFR 63.10005.
- (vi) The permittee shall comply with the requirements of initial compliance with the emission limits and work practice applicable as specified in section 40 CFR 63.10011.
- (vii) Continuous compliance shall be demonstrated as applicable and as specified in the sections 63.10006, 63.10007, 63.10009, 63.10010, 63.10020, 63.10021, 63.10022 and 63.10023 of 40 CFR.
- (viii) The permittee shall comply with the applicable notices and reports as specified in sections 63.10030, 63.10031, 63.10032, and 63.10033 of 40 CFR.
- (ix) The permittee shall comply with the applicable general provisions of sections 63.1 through section 63.15, which are included in Table 9 of 40 CFR Subpart UUUUU. [40 CFR Section 63.10040]

---

<sup>10</sup>Gross electric output.

(x) If the Puerto Rico Electric Energy Authority requests an Order under Section 113 (a) of the Clean Air Act to the Federal Environmental Protection Agency to extend to a fifth year the compliance date for 40 CFR Part 63 Subpart UUUUU, and if it is granted, the permittee must submit a revision to the Title V Operating Permit to incorporate the conditions of the Administrative Order approving the Extension of Compliance in a term not exceeding 30 days from the issuance of the Administrative Order. The deadline to request EPA an Administrative Order for the Compliance Extension of MATS date, is not later than 180 days<sup>11</sup> from the compliance date of MATS. The permittee must comply with all procedures and information requirements set out in the EPA's Memorandum<sup>12</sup> of Office of Enforcement and Compliance Assurance (OEACA Policy Memorandum) of December 16, 2011.

(xi) **Conditions for the Extension of Compliance Date [Resolution R-14-10]:** This determination is authorized under section 112(i)(3) of the Clean Air Act and section 63.6(i)(9) of 40 CFR. If the Puerto Rico Electric Power Authority does not meet any of the terms and conditions, or if activities are not performed to achieve compliance, this could result in termination of the extension of compliance, in part or in its entirety, in accordance with the procedures and requirements set forth in section 63.6(i)(14) of 40 CFR.

- clerk*
- SP*
- a. This extension of the compliance date of MATS is allowed to install the equipment necessary to make the burning of natural gas as the primary fuel for boilers in AG1 and AG2 in PREPA Aguirre facility. The secondary fuel will be Bunker C.
  - b. The Environmental Quality Board granted the extension of the compliance date with MATS up to one year, so the compliance date will expire on April 16, 2016.
  - c. PREPA proposed the following compliance schedule:

Emission Unit	Date for which it is planned to start construction or change in process	Date for which the construction or change in process will be completed	Date for which the construction or change in process will be completed
AG1	October 2014	March 2015 <sup>1</sup>	April 16, 2016
AG2	May 2015	October 2015	April 16, 2016

<sup>11</sup>PREPA anticipated that the construction of the natural gas terminal known as Offshore GasPort Aguirre (AOGP) will commence in October 2014 and will end in October 2015.

- d. If PREPA cannot meet the activity (this is, start of construction, completing construction, construction AOGP, etc.) to the date proposed in the itinerary, PREPA shall submit a Deviation Report that explains in detail, the reasons why the activity which has not been achieved by the proposed date and a revised schedule for achieving compliance with the

<sup>12</sup>That is, on or before October 18, 2014 [Resolution R-14-10].

<sup>12</sup>The Environmental Protection Agency's Enforcement Response Policy for Use of Clean Air Act Section 113(a) Administrative Orders In Relation To Electric Reliability and The Mercury and Air Toxics Standard.

extended date of April 16, 2016. The Board cannot extend beyond April 16, 2016, the date of compliance with MATS. Deviation Reports must be submitted to the Board no later than 15 days after the unfulfilled date.

- e. PREPA shall maintain a record of all the specific activities that are related to the proposed dates for review of the technical staff of the Board.
- f. All reports and notifications shall be sent to the attention of the Manager, Air Quality Area, P.O. Box 11488, San Juan, P.R. 00910.
- g. This approval of the extension of compliance with the MATS does not imply approval of a construction permit, or exempt PREPA to obtain applicable permits for activities and emission sources covered by this approval of the extension of compliance with the MATS. It is PREPA's responsibility of ensuring compliance with obtaining all necessary permits to perform the actions and activities necessary to achieve compliance with the approved extended date.
- h. After selecting the suppliers or contractors, drawings and manufacturers specifications shall be submitted to the Board as part of the construction permit application. If there is any confidential information, it must be processed in accordance with the procedures of confidential information for determination of the Governing Board of the Environmental Quality Board.
- i. Your request for extension filed on January 17, 2014 and the information submitted dated February 28, 2014 are part of this authorization (See Attachment C).

**k. ADDITIONAL MONITORING REQUIREMENTS FOR AG1 AND AG2**

- (A) The following monitoring requirements apply to units AG1 and AG2 (hereinafter generating unit).

**1. Optimization**

- a. PREPA Aguirre shall establish and maintain optimal operating ranges that assure compliance with Rule 403 of the RCAP. PREPA Aguirre shall review and revise such ranges as necessary depending on operating conditions of the boiler. The optimal operating ranges shall be established at fixed loads (50%, 75% and 100% maximum continuous rating), frequency control and sootblowing modes for the following parameters:
  - (1) minimum and maximum percent oxygen levels;
  - (2) average cold end air heater temperature, minimum degrees Fahrenheit;

- (3) atomizing steam-to-oil pressure differential, minimum psid<sup>13</sup>;
  - (4) sootblower header steam pressure, minimum psig<sup>14</sup> (during sootblowing only); and
  - (5) fuel viscosity at burner header, maximum SSU<sup>15</sup>.
- b. The permittee shall maintain the established optimal operating ranges and shall not operate any generating unit outside of the optimal operating ranges established for any parameter set forth above in paragraph 1.a. The requirements of this paragraph shall not apply during the following periods:
- (1) start up or shutdown (loads below 50%) periods for which operating ranges do not apply; or
  - (2) malfunction<sup>16</sup> periods; or
  - (3) during any period, as necessary but not to exceed fifteen (15) minutes, in which PREPA Aguirre is taking a burner elevation in or out of service in conformance with best practices.
- clerk*  
*El*
- c. Within twenty four (24) hours from the onset of the malfunction period, the permittee shall assess whether operation of an affected generating unit within the previously established optimal operating ranges is appropriate for the period of malfunction. If PREPA Aguirre determines that operation within the previously established optimal operating ranges is inappropriate, no later than 120 hours from the onset of the malfunction period, PREPA Aguirre shall modify the previously established optimal operating ranges and maintain any optimal operating range modified for the duration of the period of malfunction.

2. **Continuous Monitoring**

- a. PREPA Aguirre shall install, repair, replace, calibrate and test, in accordance with the table provided below and/or manufacturer's recommendations, the following monitors:
- (1) continuous oxygen;
  - (2) average cold end air heater temperatures;

---

<sup>13</sup> Psid, pound per square inch, differential

<sup>14</sup> Psig, pound per square inch, gauge

<sup>15</sup> SSU, Saybolt Universal Seconds

<sup>16</sup> Malfunction shall mean any sudden, infrequent, and not reasonably preventable failure of air pollution control and monitoring equipment, process equipment, or a process to operate in a normal or usual manner which causes, or has the potential to cause, the emission limitations in an applicable standard to be exceeded. Failures that are caused in part by poor maintenance or careless operation are not malfunctions.

- (3) differential pressure across air heaters;
- (4) atomizing steam/fuel oil differential pressure at burner header;
- (5) sootblower steam pressure at header;
- (6) fuel viscosity;
- (7) furnace pressure;
- (8) fuel flow rates;
- OK*
- SAP*
- (9) gross power in kilowatts;
- (10) feedwater temperature economizer inlet; and
- (11) opacity monitors (after installation as addressed in paragraph 3).

- b. PREPA Aguirre shall measure, average, record, calibrate and conduct quality assurance testing for the monitors required above in accordance with the table below. Such activities shall be conducted in a manner consistent with recognized electrical generating industry practices and standards that include manufacturer's recommendations and standard engineering procedures.

Continuous Monitoring Requirements				
Monitor	Measurement Frequency	Averaging Frequency	Recording Frequency	Quality Assurance
Oxygen	Continuously or no less frequently than every 15 sec	6 minutes	12-minute average	As per 40 CFR Part 60 Appendix F
Opacity	Continuously or no less frequently than every 10 sec	6 minutes	6-minute average and 10 sec	As per 40 CFR Part 51 Appendix M, Method 203
Average Cold End Air Heater Temperatures	Continuously	None	Hourly	Yearly as per OPM <sup>17</sup>
Differential Pressure Across Air Heaters	Continuously	None	Hourly	Yearly as per OPM
Atomizing Steam/Fuel oil Differential Pressure at Burner Header	Continuously	None	Hourly	Yearly as per OPM
Sootblower Steam Pressure	Continuously by Electronics	None	None	Yearly as per OPM
Fuel viscosity	Continuously	None	Hourly	Yearly as per OPM
Furnace Pressure	Continuously	None	Hourly	Yearly as per OPM

<sup>17</sup> OPM is an abbreviation for Operations and Preventive Maintenance that is required by paragraph 6 of this part.

Continuous Monitoring Requirements				
Monitor	Measurement Frequency	Averaging Frequency	Recording Frequency	Quality Assurance
Fuel Flow Rate	Continuously	None	Continuously	Yearly as per OPM
Gross Power	Continuously	None	Continuously	Yearly as per OPM
Feedwater Temperature at Economizer Inlet	Continuously	None	Hourly	Yearly as per OPM

- c. PREPA Aguirre shall calibrate, operate, performance test and conduct quality assurance procedures for each oxygen monitor in accordance with 40 CFR Part 60 Appendix F.
- d. Within sixty (60) days after installation in accordance with paragraph 3 of Section V.A.2.(A), PREPA Aguirre shall performance test each opacity monitor in accordance with 40 CFR Part 60 Appendix B, Performance Specification 1. Upon completion of the performance test, PREPA Aguirre shall calibrate and operate each opacity monitor in accordance with 40 CFR Part 51 Appendix M, Method 203.
- e. *See*  
In addition, following performance testing and calibration, conducted pursuant to paragraph 2.d above, PREPA Aguirre shall perform ongoing quality assurance assessments for each opacity monitor, in accordance with 40 CFR Part 51 Appendix M, Method 203.
- f. *M*  
For the monitors required above by paragraph 2.a (2) through 2.a (11), PREPA Aguirre shall periodically ensure that zero or span drifts do not exceed 3% of the upper end of the optimal operating range.
- g. PREPA Aguirre shall:
  - (1) for the data generated by the monitors identified in paragraph 2.a. above, observe the monitoring data generated in order to ensure that the optimal operating ranges are maintained to assure compliance with the opacity limit;
  - (2) calculate, on a monthly basis, the heat rate of each generating unit (Btu/kilowatt hour);
  - (3) while sootblowing, compare the sootblowing steam pressure data with the optimal operating range for sootblowing; and
  - (4) at a minimum, install alarms in the control rooms for monitors listed above in subparagraphs 2.a.(1), (4) and (7), and install, in the control rooms, alarms for opacity monitors in accordance with paragraph 3 of this Part. These alarms shall alert an operator when a generating unit is operating outside any optimal operating range established. With respect to the monitor listed above in paragraph 2.a (10), PREPA Aguirre shall ensure that each generating unit is equipped, at a minimum, with an alarm that shall notify an operator when the feed water temperature at the economizer inlet is below the optimal temperature range.

**3. Opacity Monitor Installation**

- a. PREPA Aguirre shall install new opacity monitors at the stacks of each generating unit and generating unit and operate and conduct performance tests and calibration of such monitors in accordance with paragraphs 2 and 6 of this Part in order to ensure long-term operation of each generating unit in compliance with Rule 403 of the RCAP.
- b. Upon completion of installation of an opacity monitor, PREPA Aguirre shall install, in the control room for such monitor, an alarm for such monitor.

**4. Fuel Quality**

- a. The permittee shall sample and analyze the following fuel parameters in accordance with the method of analysis set forth below. All other sampling and analysis required shall be conducted in accordance with appropriate ASTM or IP Methods.
  - (1) asphaltenes: IP 143 or ASTM 3279;
  - (2) sulfur: ASTM D4294;
  - (3) vanadium: ASTM D1548; and
  - (4) viscosity: ASTM D445 or ASTM D88.
- b. Prior to receipt of any shipment of fuel, PREPA Aguirre shall receive from the fuel supplier a certified laboratory analysis of the fuel to be delivered for the following parameters:
  - (1) gross heat content, Btu/lb;
  - (2) API gravity;
  - (3) viscosity (Saybolt @122°F);
  - (4) asphaltenes, ppmw;
  - (5) sulfur, wt %;
  - (6) vanadium, ppmw;
  - (7) sodium plus potassium, ppmw;
  - (8) calcium, ppmw;
  - (9) ash, wt % (% by weight);

- (10) filterable solids and water, wt % (% by weight); and
  - (11) pour point, °F.
- c. Prior to combustion, PREPA Aguirre shall sample and analyze the composition of any fuel blended after receipt of shipment (including, but not limited to blending due to additions to reserve tanks or mixing of fuel from various Power Plant locations) for asphaltenes, sulfur, vanadium and viscosity, in accordance with paragraph 4.a above.
  - d. Any analysis conducted in accordance with paragraph 4.c. above shall be certified by both a laboratory supervisor and the chemist who performed such analysis (certification may be made by one person where the laboratory supervisor is also the chemist who performed such analysis).
  - e. PREPA Aguirre shall provide taps for sampling prior to each oil heater at each generating unit.

*DP*

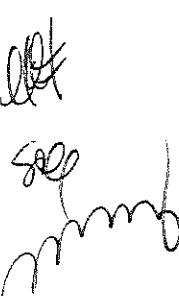
*DP*

**5. Spare Parts Inventory**

- a. PREPA Aguirre shall maintain a spare parts inventory of spare hardware components for each generating unit to ensure that repairs and replacement of any hardware component is performed with as little interruption to the operation of the generating unit as possible.
- b. PREPA Aguirre shall document the hardware purchasing and replenishment of the inventory.

**6. Operations and Preventive Maintenance**

- a. Proper operations and preventive maintenance shall include, at a minimum, the following elements:
  - (1) operation checklists and preventive maintenance checklists for each generating unit with schedules for inspection;
  - (2) operations activities and preventive maintenance activities relating to hardware components that affect or potentially affect compliance with Rule 403 of the RCAP, including but not limited to all monitors required above in paragraph 2;
  - (3) visible emission readings; and
  - (4) operations manuals for the PREPA Aguirre facility.
- b. PREPA Aguirre shall perform the operations and preventive maintenance activities listed below in order to ensure that each generating unit achieves and maintains compliance with Rule 403 of the RCAP:

- 
- (1) operate each generating unit within the optimal operating ranges established; PREPA Aguirre shall not be required to operate each generating unit within the optimal operating ranges established during start up, shutdown (loads below 50%), or malfunction periods or during any period, as necessary but not to exceed fifteen (15) minutes, in which PREPA Aguirre is taking a burner elevation in or out of service in conformance with best practices;
  - (2) respond and document operator response to data and analysis generated pursuant to the continuous monitoring referenced in paragraph 2,
  - (3) implement inspections pursuant to the checklists in order to determine if each generating unit is functioning properly;
  - (4) monitor and record the frequency of water-washing each boiler (furnace and back passage surfaces);
  - (5) monitor and record the frequency of steam cleaning the tubes of each generating unit;
  - (6) monitor and record the frequency of cleaning the burner tips and guns;
  - (7) determine deficiencies, including inspection of alarms and, where necessary, repair of alarms within two working days; and
  - (8) document any deficiencies discovered, analyze and document the reasons for the deficiencies, and document the steps taken to correct any deficiencies.
- c. In addition to monitor the emissions with the COMS, PREPA Aguirre shall conduct visible emissions testing once every two weeks in accordance with the requirements listed below:
- (1) visible emission readings shall be conducted by certified visible emission readers in accordance with Test Method 9, 40 CFR Part 60 Appendix A (Method 9), for minimum of six minutes;
  - (2) all visible emission readings recorded shall be recorded in accordance with Method 9; and
  - (3) where a PREPA visible emission reader records, in accordance with Method 9, an average opacity level greater than 20% opacity for a period equal to or greater than six (6) minutes, PREPA Aguirre shall review the operating conditions of the relevant generating unit to determine and document the cause of any emissions with such elevated opacity, correct any deficiency and document the steps taken to correct any deficiency.
- d. PREPA Aguirre shall ensure that PREPA employees are properly trained in all operations of the emissions units and shall document training provided.

B. Normal operating scenario: CC1-1, CC1-2, CC1-3, CC1-4, CC2-1, CC2-2, CC2-3, CC2-4 (combined cycle turbines), AAGT2-1 and AAGT2-2 (gas turbines)

The following table contains a summary of applicable requirements, as well as the test methods, for emission units CC1-1, CC1-2, CC1-3, CC1-4, CC2-1, CC2-2, CC2-3, CC2-4, AAGT2-1 and AAGT2-2 identified in Section II of this permit. The permit conditions include additional applicable requirements.

Condition	Parameter	Value	Units	Test Method	Frequency	Record Keeping Requirements	Reporting Frequency
Emission limit for particulate matter	Particulate matter	0.3	Lb/MMBtu	Fuel type and AP-42 emissions calculations	Monthly	Record book of fuel type and emissions calculations	Semiannually
Visible Emissions Limit	Visible Emissions	20	Percent (6-minute average)	Method 9	Once during the first year of permit approval.	Tests results	Semiannually
				Visible emissions inspections	Every two (2) weeks	Record book	Semiannually
Sulfur emission limit	Sulfur Content	0.5	Percent by weight	Fuel sample	Daily	Sulfur percent records	Monthly
				Fuel supplier analysis	With each receipt	Daily Record of the sulfur content on fuel	
Fuel Consumption Limit	No. 2-Distillate Oil (diesel)	354,482,160	Gallons per year	Consumption	Daily	Record book	Monthly

a. PARTICULATE MATTER EMISSION LIMIT:

- (i) The permittee shall not cause nor permit the emission of particulate matter, in excess of 0.3 lb/MMBtu from emission units CC1-1, CC1-2, CC1-3, CC1-4, CC2-1, CC2-2, CC2-3, CC2-4, AGGT2-1 and AAGT2-2. [Rule 406 of the RCAP]
- (ii) PREPA Aguirre shall calculate the emissions of particulate matter monthly using applicable AP-42 (Compilation of Air Pollutant Emission Factors) emission factors to the unit and the average rate of fuel heat input.
- (iii) PREPA Aguirre shall also maintain in the facility a monthly report of the type of fuel used. Copy of these reports shall be submitted every six months along with the semi-annual reports required in condition 14 of the Section III of this permit.

AGUIRRE STEAM POWER PLANT

SALINAS, PUERTO RICO

PFE-TV-4911-63-0212-0244

PAGE 32 OF 45

- (iv) As specified in Rule 603(a)(4)(ii) of the RCAP, the permittee shall retain all records for required monitoring and supporting information for a period of 5 years from the date of the monitoring sample, measurement, report or application.

b. **VISIBLE EMISSIONS LIMIT:**

- (i) The permittee shall not exceed the opacity limit of 20% in 6 minutes average for units CC1-1, CC1-2, CC1-3, CC1-4, CC2-1, CC2-2, CC2-3, CC2-4, AGGT2-1 and AGGT2-2. Nevertheless, the permittee may discharge into the atmosphere visible emissions of an opacity up to 60% for a period of no more than four (4) minutes in any 30 minutes interval. [Rule 403(A) of the RCAP]
- (ii) Because it is not viable to install a continuous opacity monitoring system (COMS) in these turbines, as alternate test method, PREPA shall contract an independent opacity reader, certified in a school approved by EPA or EQB, to perform one (1) opacity reading to each stack of each turbine, during the first year of the permit using Method 9 established under 40 CFR part 60, Appendix A. The applicable turbine shall be operating at the time of performance of the opacity readings.
- (iii) PREPA Aguirre shall perform opacity visual inspections every two (2) weeks during the hours of the day using a visible emissions reader certified by a school approved by EPA or the Board. When the certified reader establishes that the opacity limit is exceeded according to Rule 403 of RCAP, PREPA Aguirre shall verify that the equipment causing the visible emissions is operating in accordance with the specifications of the manufacturer and the conditions of the permit. If it is not operating adequately, PREPA Aguirre shall take corrective actions to eliminate the excess of opacity immediately, and shall document the cause of the emissions with such elevated opacity, shall correct any deficiency and shall document the taken steps to correct any deficiency. PREPA Aguirre shall realize tests of visible emissions every two weeks in accordance with the requirements listed below:

- (A) The visible emissions readings shall be performed in accordance with 40 CFR Part 60 Method 9, Appendix A, for a minimum of six minutes. The visible emissions readers shall be certified according to Method 9 by a school approved by the EPA or the Board.
- (B) All visible emissions readings shall be recorded in accordance with Method 9.
- (C) If the day that corresponds to take the reading, the unit is not in operation or the conditions of Method 9 are not complied, PREPA Aguirre shall document it in the report of readings and inform it in the visible emissions summary to be submitted to the Board along with the semi-annual reports required in this permit. The next readings shall be realized every two weeks.
- (D) PREPA Aguirre shall submit a summary of the readings of visible emissions along with the semi-annual report required in this permit. This report shall include a summary of the results of the readings and the beginning and ending hours and the dates in which the

readings were performed. The report also shall include the total number of the readings of visible emissions realized in that period for the units subject to this requirement. PREPA Aguirre shall retain a copy of the report of the reading of visible emissions that include date and the hour of the reading by at least 5 years, in compliance with the Rule 603(a)(4)(ii) of the RCAP.

(iv) PREPA Aguirre shall submit to the Board, a copy of the format to be used to record the readings of visible emissions at least 30 days prior to the reading of the initial opacity reading.

(v) The permittee shall notify in writing the Board at least 15 days of prior of the initial reading of Method 9, to allow the EQB the opportunity to have an observer present. [Rule 106 (D) of the RCAP]

*CCF*  
*All*  
*W*

(vi) Two (2) copies of the report of the initial reading under Method 9 shall be submitted by the permittee within 60 days after the tests. This report shall contain the information required in Rule 106(E) of the RCAP. The requirements of the subsequent readings shall be submitted in the summary of readings that shall be submitted with the semiannual report required in condition 14 of Section III of this permit.

c. **SULFUR CONTENT LIMIT:**

(i) The permittee shall not burn or allow the use in any fuel burning equipment, any fuel with a sulfur content, by weight, which exceeds 0.5% in the units CC1-1, CC1-2, CC1-3, CC1-4, CC2-1, CC2-2, CC2-3, CC2-4, AGGT2-1 and AAGT2-2. [Rule 410 of the RCAP]

(ii) The permittee shall keep a copy of the fuel supplier certification indicating the fuel sulfur content to demonstrate compliance with the requirement of keeping a daily record of the sulfur content in the No. 2 fuel oil. PREPA Aguirre shall obtain an analysis of sulfur content upon every delivery at the site for transfer to the storage tanks at the facility from any other source to verify sulfur content from supplier's invoice. The fuel sampling shall include but not be limited to determining the fuel's sulfur content (% by weight).

(iii) The permittee shall submit to EQB a monthly report indicating the daily fuel consumption and the sulfur content, by weight, for the fuel consumed in the ten (10) oil- fired combustion turbines. This report shall be submitted to the Board within the first 30 days of the month following for which the report is representative. The report shall be addressed to the Chief of the Validations Data and Mathematical Model Division of the Air Quality Area and shall keep available at any time at the facility for EQB and EPA revision. [Rule 410 of the RCAP]

(iv) As specified in Rule 603(a)(4)(ii) of the RCAP, the permittee shall retain all records of required monitoring data and supporting information for a period of five (5) years from the date of the monitoring sample, measurement, report or application. These include a record of the results of fuel sampling, monthly fuel consumption reports and the sulfur content in the fuel burned.

- (v) The permittee must submit a summary with the annual compliance reports, indicating the sulfur content by weight for the fuels consumed monthly.

**d. FUEL CONSUMPTION LIMIT:**

- (i) The permittee shall not exceed the total consumption limit for No. 2 fuel oil of **354,482,160 gallons** for any period of twelve (12) consecutive months for the units CC1-1, CC1-2, CC1-3, CC1-4, CC2-1, CC2-2, CC2-3, CC2-4, AGGT2-1 and AAGT2-2. The fuel consumption for any consecutive twelve (12) month period shall be calculated by adding the monthly consumption for the unit to the total fuel consumption for the unit for the previous 11 months.
- (ii) The levels of the fuel tank must be measured monthly and the amount of fuel that is received must be measured and recorded each time that the fuel is received. The amount of fuel consumption will be determined using the measurement in the levels of tank and the amount of fuel is received during this month.
- (iii) As specified in Rule 603(a)(4)(ii) of the RCAP, the permittee shall retain all records of required monitoring data and supporting information for a period of 5 years from the date of the monitoring sample, measurement, report or application. These include the records of the monthly and annual fuel consumption reports.
- (iv) The permittee shall submit, with each annual compliance certification, an annual report summary indicating the fuel consumption of the turbines in terms of the monthly and annual consumption.

**e. NATIONAL EMISSION STANDARDS FOR HAZARDOUS AIR POLLUTANTS FOR COMBUSTION TURBINES CONTAINED IN 40 CFR PART 63, SUBPART YYYY**

- (i) Any existing, new, or reconstructed source that have or operates stationary combustion turbines, is subject to the National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants for Combustion Turbines contained in 40 CFR Part 63, Subpart YYYY.
- a. According to 40 CFR section 63.6090, the existing stationary combustion turbines in all subcategories does not have to comply with the requirements of this Subpart YYYY or 40 CFR Part 63 Subpart A. No initial notification is necessary for any existing internal stationary combustion turbine, even if a new or reconstructed turbine in the same category would require an initial notification.
- b. If one of the turbines was reconstructed according to the definition of reconstruction in section 63.2, subpart A, and if the reconstruction began or will begin after January 14, 2003, the unit must comply with the applicable requirements of this Subpart YYYY.

### C. D1, D2, D3, D4, R5, R6, LDR1 and LDR2 – Diesel Storage and Service Tanks

Condition	Parameter	Value	Units	Test Method	Frequency	Recordkeeping Requirements	Reporting Frequency
Límite de throughput Diesel	D1	78,840,000	Gallons per year	Record	Monthly	Record	Semianual (See General condition 14)
	D2	78,840,000					
	D3	78,840,000					
	D4	78,840,000					
	LDR1	78,840,000					
	LDR2	78,840,000					
	R5	177,244,000					
	R6	177,244,000					

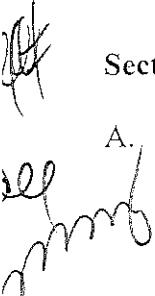
#### a. Throughput limits

- (i) The maximum permitted storage or service of diesel for each tank will be the maximum throughput established in the table above. [Cumulative Increase]
- (ii) The permittee shall keep a monthly record where the amounts of fuel loaded to each tank are recorded. This record shall be available at all times for inspection.
- (iii) The permittee shall submit semiannually, a summary of the loads to each tank along with the semiannual report required in condition II.14. of this permit.
- (iv) The permittee shall maintain documentation establishing the dimensions of each storage tank and an analysis showing their capacity. This documentation shall be available for review by the technical staff of the Board at all times and kept at the facility while the source is in operation.
- (v) According to Rule 603(A)(4)(ii) of the RCAP, the permittee shall retain records of all required monitoring data and supporting information for a period of 5 years from the date of sampling, measurement, report or application of sampling.

#### Section VI – Recordkeeping Requirements:

- A. PREPA Aguirre shall have available at all times in the facility a copy of the Emergency Plan required under Rule 107 of the RCAP.

- B. PREPA Aguirre must keep a record of all research or training related firefighting activities.
- C. PREPA Aguirre must keep a record of the purchases of refrigerant and the refrigerant added to the devices or equipment that generally have 50 lbs of refrigerant or more. [40 CFR §82.166]
- D. PREPA Aguirre must keep available documents that establish the dimensions of the storage tanks and an analysis showing their capacity as specified in 40 CFR §60.116b(a). This required record will be kept at the installation while the source is in operation.
- E. All monitoring records, results of the fuel sampling tests, results of the calibration tests, charts prepared by instrumentation, all the reports submitted and the logs must be kept for a period of 5 years after the date they are recorded and shall be made available at the request of the EPA or the EQB. All rolling averages shall be calculated on a daily basis.
- F. The levels of the fuel tank, both for fuel oil no. 6 and fuel oil no. 2 must be measured on a monthly basis and the amount of fuel received shall be measured and written down every time fuel is received. The amount of fuel consumed shall be determined using tank level measurements and the amount of fuel received during the corresponding month.

  
**Section VII - Reporting Requirements:**

- A. Certification of Compliance: In accordance with Rule 602(C)(2)(ix)(c) of the RCAP, PREPA Aguirre shall submit an annual certification of compliance. This certification of compliance shall be submitted to both the EQB and the EPA<sup>18</sup> no later than April 1<sup>st</sup> of each year, covering the previous year. The certification of compliance must include, but shall not be limited to, the information required in Rule 603(c) of the RCAP.
- B. Calculation of Emissions: On April 1<sup>st</sup> of each year, PREPA Aguirre shall send the estimate of real or permissible emissions for the previous calendar year. The estimate of emissions shall be provided in the forms prepared by the EQB for such purposes. The responsible official will certify that all the information submitted is correct, true and representative of the permitted activity. Emission calculations must include, but not be limited to, PM/PM<sub>10</sub>, NO<sub>x</sub>, VOC, CO, Pb, SO<sub>x</sub>, HAP's and CO<sub>2</sub>e emissions.
- C. In accordance with Rule 603(a)(5)(i) of the RCAP<sup>19</sup>, PREPA Aguirre shall submit of reports of any required monitoring every six months, or more frequently if required by the underlying applicable requirement or by the Board. All instances of deviations from permit requirements

<sup>18</sup> The EQB certification must be addressed to: Manager, Air Quality Area, Box 11488, San Juan, P.R. 00910. The EPA certification must be addressed to: Chief, Enforcement and Superfund Branch, CEPD, US EPA Region II, City View Plaza – Suite 7000, #48 Road 165 Km 1.2, Guaynabo, P.R. 00968-8069.

<sup>19</sup> These reports cover two major elements. The first element is the summary of all periodic monitoring / sampling required in this permit. The second element requires that all deviations from permit conditions are clearly identified, summarized and reported to the Board.

must be clearly identified in such reports. The responsible official must certify all required reports as established under Rule 602(C)(3) of the RCAP. The report that covers the period from January to June shall be submitted no later than October 1<sup>st</sup> of the same year, and the report covering the period from July to December shall be submitted no later than April 1<sup>st</sup> of the next year. Once the guidelines are developed by the Board, the permittee must use them to complete these reports.

- D. Monthly Reports of Fuel Consumption: Units AG1, AG2, CC1-1, CC1-2, CC1-3, CC1-4, CC2-1, CC2-2, CC2-3, CC2-4, AGGT2-1 and AGGT2-2 are affected by Rule 410 of the RCAP, therefore PREPA Aguirre must submit, on a monthly basis, a report indicating sulfur content by percent by weight and daily fuel consumption for each fuel for each unit. The report must be submitted to the Board to the attention of the Chief of the Validation Data and Mathematical Model Division during the first 30 days of the month following the month for which it is representative.
- E. In accordance with rule 603(a)(5)(ii) of the RCAP, any deviations resulting from upset conditions (just as fault or unexpected rupture) or from emergency as defined in section (e) of Rule 603 of RCAP shall be reported within two (2) working days.
- F. In accordance with rule 603 (a)(5)(ii)(b) of the RCAP, PREPA Aguirre shall notify the Board within 24 hours of any deviation that results in a release of hazardous air pollutant that continues for more than one hour in excess of the applicable limit. In case of a release of any other regulated air pollutant that continues for more than 2 hours in excess of the applicable limit, the Board will be notified within 24 hours of the deviation. PREPA Aguirre shall also submit to the Board, within 7 days, a written detailed report which includes probable causes, time and duration of the deviation, remedial action taken, and steps which are being undertaken to prevent a reoccurrence. (State enforceable only.)
- G. PREPA Aguirre shall submit one to the EPA and two to the EQB of the written report of the results of all emission samplings within 60 days after performance of the emission tests. [Rule 106(E) of the RCAP]
- H. PREPA Aguirre must comply with the applicable notification requirements of 40 CFR §63.6145 and 40 CFR part 63, subpart A by the dates specified unless it is determined that these rules do not apply.
- I. PREPA Aguirre must comply with the applicable notification requirements of 40 CFR §63.6645 and 40 CFR part 63, subpart A by the dates specified.

## Section VIII - Insignificant Emission Units

PREPA Aguirre provided the following list of insignificant activities below in order to permit a better understanding of its operations and equipment distribution. Given that it is not required to keep this list up-to-date, the activities may have suffered changes from the time when it was submitted, however, PREPA Aguirre must include the list of insignificant activities that are exempt due to size or production and some of these may require a construction permit under Rule 203 of the RCAP.

Emission Unit ID	Description (Exemption criteria)
Used oil, lubricating oil, hydrazide, aqueous ammonia and cyclohexilamine tanks	Less than 10,000 gallons [Appendix B(3)(ii)(N) of the RCAP].
Acid and caustic soda tanks	Less than 10,000 gallons [Appendix B(3)(ii)(N) of the RCAP]
Liquid propane tanks	Less than 10,000 gallons [Appendix B(3)(ii)(N) of the RCAP].
Starting engines fuel tanks	Less than 10,000 gallons [Appendix B(3)(ii)(N) of the RCAP]
Three reserve tanks (R1, R2 and R3) of fuel oil no.6	Less than 1 ton/yr VOC (each) [Appendix B (3)(ii)(P) of the RCAP].
Two service tanks (S1 and S2) of fuel oil no. 6	Less than 1 ton/yr VOC (each) [Appendix B (3)(ii)(P) of the RCAP].
Two service tanks (TG1 or LDS1 and TG2 o LDS2) of fuel oil no. 2	Less than 10,000 gallons [Appendix B(3)(ii)(N) of the RCAP].
Fuel oil no.6 and fuel oil no. 2 discharge docks	Less than 1 ton/yr VOC (each) [Appendix B (3)(ii)(P) of the RCAP].

## Section IX - Permit Shield

- 1- Pursuant to Rule 603(d) of the RCAP, compliance with the conditions of the permit shall be deemed compliance with any applicable requirement at the date the permit is issued, whenever said requirement is specifically identified in the permit. Likewise, it will be considered to be in compliance with any requirement specifically identified as Not Applicable in the permit.

### A. Non- applicable requirements

*LL*

*SP*

*M*

Determination of Non-Applicability	
Code	Reason
New Source Performance Standards for Stationary Gas Turbines (40 CFR Part 60, Subpart GG)	The turbines were built before October 3, 1977. The Subpart GG of 40 CFR Part 60 is not applicable to sources constructed before October 3, 1977.
New Source Performance Standards for fossil-fuel-fired steam generators (40 CFR Part 60, Subpart D)	The AG1 and AG2 boilers were constructed before August 17, 1971. Subpart D of 40 CFR Part 60 does not apply to boilers constructed before August 17, 1971.
National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants for Major Sources: Industrial, Commercial and Institutional Boilers and Process heaters (40 CFR Part 63, Subpart DDDDD)	Not applicable to boilers AG1 and AG2 that are steam generating units of electric utilities covered under Subpart UUUUU of Part 63 of 40 CFR (Section 63.7491 (a) of 40 CFR).
National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants for Area Sources: Industrial, Commercial and Institutional Boilers (40 CFR Part 63, Subpart JJJJJ)	Not applicable to boilers AG1 and AG2 located at major sources of hazardous air pollutants, neither to boilers that are steam generating units for electric utilities covered under Subpart UUUUU of Part 63 of 40 CFR (Section 63.1195 (k) of 40 CFR).
Rule 106 (A), (B) and (C) of the RCAP only for the Method 9 required in this permit.	It does not apply because the Method 9 already it is established for these units.

**Section X - Permit Approval**

Pursuant to the powers granted to the Environmental Quality Board by the Environmental Public Policy Act, Public Law Number 416 of September 22, 2004, and after verifying the administrative record and compliance with the Uniform Administrative Procedures Act, Public Law Number 170 of August 12, 1998, as amended, the US Clean Air Act, the Puerto Rico Environmental Public Policy Act, and the Environmental Quality Board Regulations for the Control of Atmospheric Pollution, the Environmental Quality Board approves the permit subject to the terms and conditions stipulated therein.

In San Juan, Puerto Rico, today April 14, 2015.

**ENVIRONMENTAL QUALITY BOARD**



Suzette M. Meléndez-Colón  
Vice President

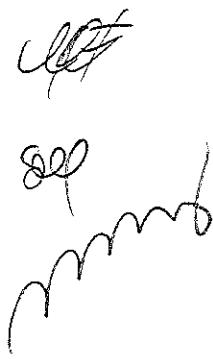


Rebeca Acosta Pérez  
Associate Member



Weldin P. Ortiz Franco  
President

AGUIRRE STEAM POWER PLANT  
SALINAS, PUERTO RICO  
PFE-TV-4911-63-0212-0244  
PAGE 41 OF 45



## APPENDIX

## Appendix A - Definitions and Abbreviations

### A. Definitions:

1. Act – US Clean Air Act, as amended, 42 U.S. 7401, et seq.
2. Responsible Official – See definition for Responsible Official as established in the Environmental Quality Board Regulations for the Control of Atmospheric Pollution (1995).
3. Regulations - Environmental Quality Board Regulations for the Control of Atmospheric Pollution.
4. Title V - Title V of the US Clean Air Act (42 U.S.C. 7661).

### B. Abbreviations

API	American Standard Testing Methods [sic]
AP-42.	Compilation of Air Pollutant Emission Factors
ASTM	American Standard Testing Methods
Bbl	barrels
Btu	British Thermal Unit
CFR	Code of Federal Regulations
CO	Carbon Monoxide
CO <sub>2</sub> e	Carbon dioxide equivalent
EPA	US Environmental Protection Agency
GHG	Greenhouse Gases
Hp	horsepower
HAP	Hazardous Air Pollutants
EQB	Puerto Rico Environmental Quality Board
Lbs	Pounds
MMBtu	Million Btu

AGUIRRE STEAM POWER PLANT

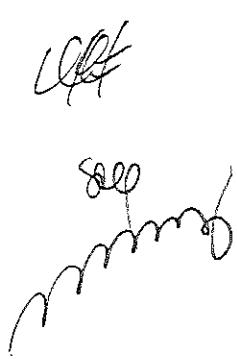
TOA BAJA, PUERTO RICO

PFE-TV-4911-70-1196-0015

PAGE 43 OF 45

NAAQS	National Ambient Air Quality Standards
NO <sub>x</sub>	Nitrogen Oxide
OPM	Operations and Preventive Maintenance
Pb	Lead
PM	Particulate Matter
PM <sub>10</sub>	Particulate matter with a mass median aerodynamic diameter equal to or less than 10 microns.
PREPA	Puerto Rico Electric Power Authority
Ppmw	parts per million by weight
Psid	pounds per square inch, differential
Psig	pounds per square inch, gauge
RCAP	Environmental Quality Board Regulations for the Control of Atmospheric Pollution
RMP	Risk Management Plan
SIC	Standard Industrial Classification
SOx	Sulfur Oxides
SO <sub>2</sub>	Sulfur Dioxide
SSU	Second Saybolt Universal
VOC	Volatile Organic Compounds

Appendix B - List of Hazardous Air Pollutants



Hazardous Air Pollutants	Emissions (ton/year)
1,1,1-Trichloroethane	5.76E-02
Acenaphthene	5.15E-03
Acenaphthylene	6.18E-05
Anthracene	2.98E-04
Benzo(a)anthracene	9.79E-04
Benceno	1.367E+00
Benzo(b,k)fluoranthene	3.61E-04
Benzo(g,h,i)perylene	5.52E-04
Chrysene	5.81E-04
Dibenzo(a,h)anthracene	4.08E-04
Ethylbenzene	1.55E-02
Fluoranthene	1.18E-03
Fluorene	1.09E-03
Formaldehyde	14.75E+00
Naphthalene	1.107E+00
Phenanthrene	2.56E-03
Pyrene	1.04E-03
Toluene	1.51E+00
Xylene	2.66E-02
Antimony	1.28E+00
Arsenic	5.83E-01
Beryllium	1.74E-02
Cadmium	2.147E-01
Chromium	4.71E-01
Chromium VI	6.00E-02
Cobalt	1.47E+00
Copper	4.30E-01
Fluoride	9.11E+00
Lead	3.72E-01
Manganese	19.62E+00
Mercury	5.867E-02
Nickel	2.071E+01
Phosphorous	2.31E+00
Selenium	6.15E-01
Vanadium	7.76E+00
Zinc	7.10E+00
Barium	6.30E-01
Chloride	84.71E+00
Molybdenum	1.90E-02
1,3-Butadiene	3.8289E-01
PAH	9.5747E-01
Total	177.73

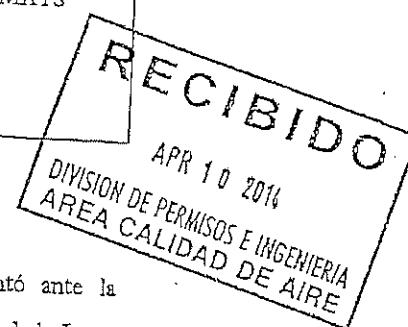
AGUIRRE STEAM POWER PLANT  
TOA BAJA, PUERTO RICO  
PFE-TV-4911-70-1196-0015  
PAGE 45 OF 45

*Uff*  
*El*  
*M*

Appendix C – Documents of the MATS Compliance Extension Request Documents

ESTADO LIBRE ASOCIADO DE PUERTO RICO  
OFICINA DEL GOBERNADOR  
JUNTA DE CALIDAD AMBIENTAL

IN RE:	REF. NÚM.: R-14-10
AUTORIDAD DE ENERGÍA ELECTRICA AGUIRRE STEAM POWER PLANT  (PETICIONARIO)	SOBRE: SOLICITUD DE EXTENSIÓN DE FECHA PARA CUMPLIMIENTO INICIAL MATS



RESOLUCIÓN Y NOTIFICACIÓN

En referéndum celebrado el 28 de marzo de 2014, se presentó ante la consideración de la Junta de Gobierno (en adelante, la "Junta de Gobierno") de la Junta de Calidad Ambiental (en adelante, la "JCA") la Solicitud de Extensión de Fecha para el Cumplimiento Inicial de los Estándares Nacionales de Emisión de Contaminantes Atmosféricos Peligrosos: *Coal and Oil Fired Electric Utility Steam Generating Units* contenidos en la Subparte UUUUU de la Parte 63 del 40 CFR, mejor conocida como *Mercury and Air Toxics Standards* (en adelante, "MATS") para la Autoridad de Energía Eléctrica (en adelante, "AEEPR", o *Puerto Rico Electric Power Authority*, en adelante "PREPA", por sus siglas en inglés) en sus calderas AG1 y AG2 de la Estación Generatriz de Aguirre que ubica en el Barrio Aguirre del municipio de Salinas (en adelante "PREPA Aguirre").

El 16 de diciembre de 2011, la Agencia Federal de Protección Ambiental (en adelante, "EPA" por sus siglas en inglés) promulgó los MATS con el fin de reducir las emisiones de metales pesados tales como el mercurio, arsénico, cromo, níquel; gases ácidos como ácido clorhídrico y ácido fluorhídrico provenientes de las unidades de generación de energía eléctrica que utilizan carbón o combustible líquido. Las fuentes afectadas son las unidades de generación de energía mediante vapor (*electric utility steam generating unit* o EGU, en inglés), que utilizan carbón o combustible fósil líquido y tienen capacidad de generación mayor de 25 megavatios de electricidad ("MWe", por sus siglas en inglés) que sirven un generador que produce electricidad para la venta.

La fecha límite establecida por la EPA para que las unidades existentes estén en cumplimiento con los MATS vence el 16 abril de 2015. A tenor con lo dispuesto en la Sección 112(i)(3)(B) de la Ley Federal de Aire Limpio, la AEEPR puede solicitar una extensión de un año para la instalación y/o construcción de sistemas de control de

contaminantes atmosféricos necesarios para demostrar cumplimiento con los límites de emisión.<sup>1</sup>

Según dispone la sección 63.6(i) del 40 CFR, la solicitud para una extensión a la fecha de cumplimiento debe incluir lo siguiente:

- A) Una descripción de los controles que serán instalados para cumplir con los estándares; y
- B) Un itinerario de cumplimiento, incluyendo la fecha para la cual se alcanzará cumplimiento para cada paso. Como mínimo, la lista de fechas deberá incluir:
  - a. La fecha en que se iniciará la construcción, la instalación de equipos de control o el cambio en el proceso;
  - b. la fecha en que se logrará el cumplimiento total;
  - c. la fecha en la que culminarán las actividades de construcción, instalación de equipo de control de emisiones o el cambio en los procesos; y
  - d. la fecha en que se logrará el cumplimiento total.

El 17 de enero de 2014, la AEEPR sometió a la Junta de Gobierno de la JCA una Solicitud de Extensión Inicial a la Fecha de Cumplimiento con el MATS para la instalación de PREPA Aguirre (AEEPR Aguirre Power Station). El asunto fue referido al Área de Calidad de Aire (en adelante, "ACA"), quienes evaluaron el documento, encontrando que la información sometida era general y carecía de detalles necesarios para evaluar la misma adecuadamente. En atención a esto, el 5 de febrero de 2014, el ACA solicitó información adicional para evaluar adecuadamente la solicitud de extensión. Así las cosas, el 28 de febrero de 2014, AEEPR sometió un documento suplementando su solicitud original, por lo que luego de evaluar el mismo, el ACA entendió que cumplía con los requisitos mínimos dispuestos en la sección 63.6(l) del 40 CFR. En atención a esto, la Junta de Gobierno de la JCA procede a resolver.

#### I. RESOLUCIÓN:

Luego de evaluar la totalidad del expediente administrativo, discutir todos los méritos de este caso, y en virtud de los poderes y facultades conferidos por la Ley Núm. 416-2004, según enmendada, conocida como la "*Ley sobre Política Pública Ambiental*" y los reglamentos aprobados a su amparo, la Junta de Gobierno RESUELVE:

<sup>1</sup> The Administrator (or a State with a program approved under subchapter V of this chapter) may issue a permit that grants an extension permitting an existing source up to 1 additional year to comply with standards under subsection (d) of this section if such additional period is necessary for the installation of controls. An additional extension of up to 3 years may be added for mining waste operations, if the 4-year compliance time is insufficient to dry and cover mining waste in order to reduce emissions of any pollutant listed under subsection (b) of this section.

- CCF*
- BB*
- MMD*
1. Basado en la información provista por la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico se declara HA LUGAR la petición de extensión de la fecha de cumplimiento con el MATS para las unidades AG1 y AG2 de la instalación PREPA Aguirre (AEEPR Aguirre Power Station), sujeto a los términos y condiciones enumerados a continuación:
    - a. Esta determinación es autorizada bajo la sección 112(i)(3) de la Ley de Aire Limpio y la sección 63.6(i)(9) del 40 CFR. Si la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico no cumple alguno de los términos y condiciones, o si no se realizan las actividades para lograr cumplimiento, esto podría resultar en la terminación de la extensión de cumplimiento, en parte o en su totalidad, de acuerdo con los procedimientos y requisitos establecidos en la sección 63.6(i)(14) del 40 CFR.
    - b. Esta extensión de la fecha de cumplimiento de MATS es permitida para instalar el equipo necesario para establecer la quema de gas natural como combustible primario para las calderas AG1 y AG2 en la instalación de PREPA Aguirre. El combustible secundario será Bunker C.
    - c. La Junta de Calidad Ambiental concede la extensión de la fecha de cumplimiento con el MATS hasta un máximo de 1 año, por lo que la fecha de cumplimiento expirará el 16 de abril de 2016.
    - d. La AEEPR propuso el siguiente itinerario de cumplimiento:

Unidad de Emisión	Fecha para la cual se planifica iniciar la construcción o el cambio en proceso	Fecha para la cual la construcción o el cambio en proceso será completado	Fecha en que se logrará el cumplimiento definitivo
AG1	Octubre 2014	Marzo 2015 <sup>1</sup>	16 de abril de 2016
AG2	Mayo 2015	Octubre 2015	16 de abril de 2016

<sup>1</sup>AEEPR anticipa que la construcción del terminal de gas natural conocido como *Aguirre Offshore GasPort* (AOGP) comenzará en octubre de 2014 y terminará en octubre de 2015.

- e. Si no logra cumplir la actividad (entiéndase, inicio de construcción, completar la construcción, construcción del AOGP, etc.) para la fecha propuesta en el itinerario, la AEEPR deberá someter un *Informe de Desviación* donde explique en detalle las razones por las cuales la actividad no ha sido lograda para la fecha propuesta y un itinerario revisado para lograr el cumplimiento con la fecha extendida del 16 de abril de 2016. La JCA no podrá extender más allá del 16 de abril de 2016 la fecha de cumplimiento con MATS. Los Informes de Desviación deberán someterse a la Junta no más tarde de 15 días posteriores a la fecha no cumplida.

- Uff*
- Sle*
- f. La AEEPR deberá mantener un registro de todas las actividades específicas realizadas y que estén relacionadas con las fechas propuestas para revisión del personal técnico de la Junta.
- g. Todos los informes y notificaciones deberán enviarse a la atención del Sr. Eliud Gerena López, Gerente Interino del Área de Calidad Aire al P.O. Box 11488, San Juan, P.R. 00910.
- h. Esta aprobación de la extensión de cumplimiento con el MATS no implica una aprobación de permiso de construcción, ni exime a la AEEPR de obtener los permisos aplicables para las actividades y fuentes de emisión cubiertas en esta aprobación de la extensión de cumplimiento con el MATS. Es responsabilidad de la AEEPR asegurar el cumplimiento con la obtención de todos los permisos necesarios para realizar las acciones o actividades necesarias para lograr cumplimiento para la fecha extendida aprobada.
- i. La Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, deberá someter una revisión a su permiso de operación Título V para incorporar las condiciones de esta aprobación de la Extensión de Cumplimiento.
- j. Si la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico desea someter una extensión de cumplimiento más allá del 16 de abril de 2016, deberá someter dicha petición al Administrador de la EPA, o quien él designe.
- k. La EPA ha establecido mediante memorando fechado el 16 de diciembre de 2011, que la fecha límite para solicitar a la EPA la Orden Administrativa para la Extensión de Cumplimiento para MATS es no más tarde de 180 días de la fecha de cumplimiento de MATS o sea en o antes del 18 de octubre de 2014.
- l. Si la AEEPR solicita a la EPA una Orden Administrativa bajo la Sección 113(a) de la Ley de Aire Limpio para extender a un quinto año la fecha de cumplimiento para la Subparte UUUUUU de la Parte 63 del 40 CFR y si la misma es concedida, deberá someter una revisión a su permiso de operación Título V para incorporar las condiciones de la Orden Administrativa aprobando la Extensión de Cumplimiento.
- m. Una vez seleccionados los suplidores o contratistas, los diagramas y especificaciones del manufacturero deberán ser entregados a la Junta para que forme parte de la solicitud de permiso de construcción. De haber alguna información confidencial, deberá tramitar la misma de acuerdo con

los procedimientos de información confidencial para determinación de la Junta de Gobierno de la Junta de Calidad Ambiental.

- n. Su solicitud de extensión sometida el 17 de enero de 2014 y la información sometida con fecha del 28 de febrero de 2014 forman parte de esta autorización (Ver Anejo A).

## II. APERCIBIMIENTO

La parte adversamente afectada por una resolución u orden parcial o final podrá, dentro del término de veinte (20) días desde la fecha de archivo en autos de la notificación de la resolución u orden, presentar una moción de reconsideración de la resolución u orden.

La agencia dentro de los quince (15) días de haberse presentado dicha moción deberá considerarla. Si la rechazare de plano o no actuare dentro de los quince (15) días, el término para solicitar revisión comenzará a correr nuevamente desde que se notifique dicha denegatoria o desde que expiren esos quince (15) días, según sea el caso. Si se tomare alguna determinación en su consideración, el término para solicitar revisión empezará a contarse desde la fecha en que se archive en autos una copia de la notificación de la resolución de la agencia resolviendo definitivamente la moción de reconsideración. Tal resolución deberá ser emitida y archivada en autos dentro de los noventa (90) días siguientes a la radicación de la moción de reconsideración.

Si la agencia acoge la moción de reconsideración pero deja de tomar alguna acción con relación a la moción dentro de los noventa (90) días de ésta haber sido radicada, perderá jurisdicción sobre la misma y el término para solicitar la revisión judicial empezará a contarse a partir de la expiración de dicho término de noventa (90) días salvo que la agencia, por justa causa y dentro de esos noventa (90) días, prorrogue el término para resolver por un período que no excederá de treinta (30) días adicionales.

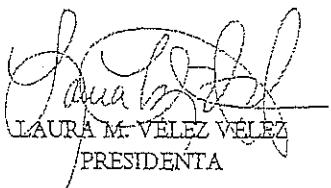
Una parte adversamente afectada por una orden o resolución final de una agencia podrá presentar una solicitud de revisión ante el Tribunal de Apelaciones, dentro de un término de treinta (30) días contados a partir de la fecha del archivo en autos de la copia de la notificación de la orden o resolución final de la agencia o a partir de la fecha aplicable de las dispuestas en 3 L.P.R.A. sec. 2165 cuando el

término para solicitar la revisión judicial haya sido interrumpido mediante la presentación oportuna de una moción de reconsideración.

III. NOTIFICACIÓN:

NOTIFÍQUESE, copia fiel y exacta de esta Resolución mediante correo certificado con acuse de recibo a: Ing. Juan F. Alicea Flores, Director Ejecutivo de la Autoridad de Energía Eléctrica PO Box 364267, San Juan, PR 00936-4267; y personalmente a los siguientes funcionarios de la Junta de Calidad Ambiental: Sr. Ramón Cruz Díaz, Miembro Asociado; Lcda. Suzette M. Meléndez Colón, Miembro Asociado, Sra. María de los Ángeles Ortiz, Miembro Alterno; Lcda. Raquel Román Hernández, Gerente de la Oficina de Asuntos Legales; Sr. Eliud Gerena López, Gerente Interino del Área de Calidad de Aire.

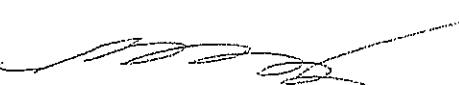
Dada en San Juan, Puerto Rico, a 28 de marzo de 2014.

  
LAURA M. VÉLEZ VÉLEZ  
PRESIDENTA

IV. CERTIFICACIÓN

CERTIFICO: Que he notificado, por correo certificado con acuse de recibo copia fiel y exacta de la Resolución R-14-10 a: Juan F. Alicea Flores, PE, Director Ejecutivo de la Autoridad de Energía Eléctrica, Inc. a la dirección que aparece en la Sección III y mediante correo interno a los funcionarios de la JCA, habiendo archivado el original en autos.

En San Juan, Puerto Rico a 28 de marzo de 2014.

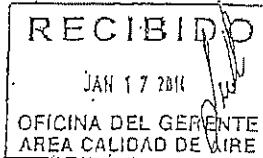
  
REBECA I. ACOSTA PÉREZ  
SECRETARIA  
JUNTA DE GOBIERNO



COMMONWEALTH OF PUERTO RICO  
Puerto Rico Electric Power Authority

Juan F. Alicea Flores, P.E.  
Executive Director

January 15, 2104



Ms. Laura Vélez Vélez, Esq.  
Governing Board President  
Puerto Rico Environmental Quality Board  
Box 11488  
San Juan, PR 00910

Dear Ms. Vélez Vélez:

*clft*  
*gfp*

**Subject:** Aguirre Steam Power Plant Units 1 and 2 - Request for Extension of Initial Compliance Date of the Mercury and Air Toxics Standard (40 CFR Part 63, Subpart UUUUU).

The Mercury and Air Toxics Standard (MATS) was published by the United States Environmental Protection Agency (USEPA), pursuant to Section 112 of the Clean Air Act (CAA), to establish national emission standards for hazardous air pollutants (NESHAP) limits and work practice standards for pollutants emitted from coal- and oil-fired electric utility steam generating units (EGUs). The requirements established by the MATS are found in the Code of Federal Regulations, Title 40, Part 63, Subpart UUUUU, National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants from Coal and Oil Fired Electric Utility Steam Generating Units; and became effective on April 16, 2012, sixty (60) days after being published as a Final Rule in the Federal Register, Vol. 77, No. 32 on February 16, 2012.

According to MATS, the initial compliance date for all applicable coal- and oil-fired EGUs is April 16, 2015. Nevertheless, and pursuant to §112(l)(3)(B) of the CAA, a State with a program approved under Title V of the CAA may issue an extension of the initial compliance date for up to one (1) additional year for an existing source to comply with a standard adopted pursuant to §112(d) of the Act, if such an extension is necessary for the installation of controls (see also 40 CFR §63.6(l)(4)(i)(A)). According to 42 USC §112(l)(3)(B) of the CAA, the Puerto Rico Environmental Quality Board (PREQB) has the delegated authority to approve such extension in the Commonwealth of Puerto Rico.

According to 40 CFR §63.6(l), a request for a first year extension to the initial compliance date must include the following information:

- (A) a description of the controls to be installed to comply with the standard;  
and

G.P.O. BOX 364267 SAN JUAN, PUERTO RICO 00936-4267 PHONE: (787) 521-4668 FAX: (787) 521-4665  
*"We are an equal opportunity employer and do not discriminate on the basis of race, color, gender, age, national or social origin, social status, political ideas or affiliation, religion; for being or perceived to be victim of domestic violence, sexual aggression or harassment; for physical or mental disability or veteran status or for genetic information"*

- (B) a compliance schedule, including the date by which each step toward compliance is reached, including at a minimum:
- (1) the date by which on-site construction, installation of emission control equipment or a process change is planned to be initiated;
  - (2) the date by which full compliance will be achieved;
  - (3) the date by which on-site construction, installation of emission control equipment, or a process change is planned to be completed; and
  - (4) the date by which full compliance will be achieved.

Based on the above, the Puerto Rico Electric Power Authority (PREPA) hereby submits the following information, in accordance with the requirements to request a first year extension to the initial compliance date, for the Aguirre Steam Power Plant Units 1 and 2 (AG1-2):

I. Description of the Controls to be Installed:

As stated in the *MATS Early Notice of Compliance Plan*, submitted to the Puerto Rico Planning Board, acting as the *Planning Authority*, on April 16, 2013, PREPA determined to convert the boilers from the AG1-2 units from exclusively using No. 6 fuel oil (Bunker C) to enable them to generate power through the combustion of natural gas. Such determination will allow PREPA and the public to take advantage of a cleaner fuel that will result in both the reduction of emission of various NESHAP air pollutants to the environment and achieve compliance with the new MATS requirements.

To complete this natural gas conversion project, both boilers will be retrofitted with natural gas burners in order to utilize natural gas as the primary fuel. The boilers must be shut down to install the natural gas burners system, as well as the associated piping, manifolds and controls required. The natural gas conversion activities include upgrading the material of some of the boiler internal heat transfer elements to make them suitable for dual fuel-firing, as well as the installation of all necessary natural gas combustion system equipment, such as necessary gas supply equipment (piping, valves, controls, etc.), burner hardware (gas burners, combustion air distributor diffusers, isolation valves), etc. Also, the currently installed burner management systems and boiler control systems will be modified to include the logic for the boilers dual fuel firing capabilities. To reduce and maintain NO<sub>x</sub> emissions within the required limits, PREPA will acquire and install all necessary equipment (ducts, isolation dampers, expansion joints, tube panels, damper drives, instrumentation, dueling hangers, injection ports, etc.), in order to implement an over fire air (OFA) system. A 24-week outage is estimated on a per unit basis for the changes to take place. Once these conversions are completed, PREPA's AG1-2 will be Natural Gas-Fired EGUs. See 40 C.F.R. §63.10042.

II. Compliance Schedule:

As mentioned in the *MATS Early Notice of Compliance Plan*, the key condition for delaying the installation of the controls in the AG1-2 boilers is the current lack of the required natural gas managing infrastructure in the Island to supply these units with the fuel required. Unlike

Ms. Laura Vélez Vélez  
Page 3  
January 15, 2014

continental states, Puerto Rico is an island in the Caribbean, isolated from the widespread natural gas supply infrastructure existing in the continental United States. Therefore, PREPA's EGUs that are affected by the MATS requirements do not have the same advantage of prompt interconnection to an existing natural gas pipeline system. Developing and constructing such infrastructure is a critical issue that requires resolution in order to achieve the completion of the affected EGUs conversion projects at the AG1-2.

To supply natural gas to these units, PREPA is committed to contract the development of the infrastructure for a natural gas offshore terminal, known as the Aguirre Offshore Gasport (AOGP). Excelerate Energy, LLP was the contractor chosen to develop, construct and operate this gas port, which will be located offshore the Jobos Bay in the municipality of Salinas, along the southern shore of the Commonwealth of Puerto Rico waters. The AOGP is currently in the process of complying with the National Environmental Policy Act, both state and federal, and obtaining the required regulatory and legal approvals, consultations and permits (PREQB, Puerto Rico Department of Natural and Environmental Resources, Puerto Rico Permit Management Office, Puerto Rico Ports Authority, Federal Energy Regulatory Commission, United States Army Corps of Engineers, United States Fish and Wildlife Service, National Marine Fisheries Service, and EPA, among others) prior to commencing its construction. As planned, PREPA anticipates that construction of the AOGP will begin by October 2014 and is expected to be completed by October 2015, therefore delaying the AG1-2 boilers natural gas conversion projects beyond the MATS initial compliance date of April 15, 2015. The conversion project on Unit 1 is planned to begin by October 2014 and to be completed by March 2015. The conversion project on Unit 2 is planned to begin by May 2015 and to be completed by October 2015. These anticipated dates represent a best case timeline for construction of both the AOGP and the conversion of the AG1-2. Due to the complexity of this project, these may be subject to unanticipated delays, such as climate and natural events, delays of other EGUs scheduled outages required for compliance with the USEPA-PREPA Consent Decree, delays in the fabrication and delivery of the required equipment, construction and regulatory permits issuance delays, etc. Based on this information, compliance with MATS for both units is expected to be on or before April 15, 2016.

Considering the above, PREPA respectfully requests PREQB to grant an extension of the MATS initial compliance date until April 15, 2016 for PREPA's AG1-2. This will allow PREPA to install the equipment necessary to complete the conversion projects from fuel oil-fired to natural gas-fired boilers in the AG1-2.

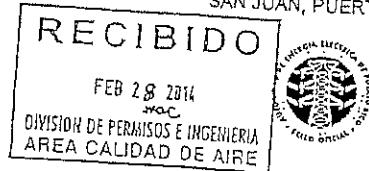
If you have any questions or require additional information, please contact Eng. Sonia Miranda Vega, Planning and Environmental Protection Director, at 787-521-4881.

Cordially,

  
Juan F. Arceo Flores  
Executive Director

ESTADO LIBRE ASOCIADO DE PUERTO RICO  
AUTORIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE PUERTO RICO

SAN JUAN, PUERTO RICO

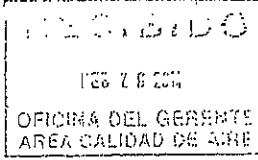


APARTADO 364267  
CORREO GENERAL  
SAN JUAN, PR 00936-4267

www.aeepr.com

28 de febrero de 2014

Ing. Eliud Gerena López, Gerente Interino  
Área de Calidad de Aire  
Junta de Calidad Ambiental  
PO Box 11488  
San Juan, PR 00917



Estimado ingeniero Gerena López:

Re: Solicitud de Información  
Solicitud de Extensión Mercury & Air Toxics Standard (MATS)  
PREPA Aguirre Power Station

*CLG*  
*self mmw*

El 5 de febrero de 2014, recibimos la solicitud de información indicada en el asunto. En esta nos requiere información adicional para evaluar adecuadamente el documento que presentamos el 17 de enero de 2014 con relación a la solicitud de extensión de la fecha inicial de cumplimiento del MATS para las unidades 1 y 2 de la Central Aguirre.

Según su comunicado, la JCA determinó que la solicitud presentada está incompleta, por lo que encontramos pertinente aclarar que la misma se realizó conforme a los requisitos del 40CFR 63.6 y luego de consultar al personal técnico del Programa que usted dirige. El 27 de septiembre de 2013, nuestro personal técnico participó de una reunión con funcionarios del Área de Calidad de Aire de su agencia con el propósito de solicitar nos orientaran e instruyeran con relación al formato a utilizar y la información que requerirían para poder procesar la solicitud de referencia, entre otros. Como resultado de nuestras gestiones, no recibimos ningún tipo de información al respecto por lo que determinamos utilizar de referencia modelos de solicitudes similares sometidas por otras utilidades y aprobadas por otras jurisdicciones de los Estados Unidos. Estos modelos fueron compartidos vía correo electrónico el 2 de octubre de 2013 con el personal del Área que usted dirige con la intención de obtener algún tipo de reacción al respecto antes de preparar y someter nuestra solicitud, sin embargo no recibimos respuesta al respecto (Ver anejos). A base de lo anterior, entendimos en todo momento que la información provista con la solicitud era una completa y razonablemente suficiente para dar curso a la evaluación de la solicitud presentada. No obstante lo anterior y en ánimo de que se pueda dar curso a nuestra solicitud a la brevedad, incluimos la información solicitada. La misma está presentada en el orden que ha sido requerida.

"Somos un patrono con igualdad de oportunidades en el empleo y no discriminamos por razón de raza, color, sexo, edad, origen social o nacional, condición social, afiliación política, ideas políticas o religiosas; por ser víctima o ser perseguido(o) como víctima de violencia doméstica, agresión sexual o acecho; por impedimento físico, mental o ambos, por condición de veterano(a) o por información genética."

1. Una descripción general de la instalación (PREPA Aguirre) que incluya:

- a. Nombre de la Instalación: PREPA-Aguirre Power Station
- b. Dirección Física: Barrio Montesoria  
Carretera PR-3 Km 152.3  
Aguirre, Salinas
- c. Número de Permiso TV: PFE-TV-4911-63-0212-0244
- d. Oficial Responsable: Ing. Carlos Castro Montalvo
- e. Persona de Contacto: Ing. Milton Ballester Colón
- f. Teléfono: 787-521-3903/3904

2. Descripción detallada de las Calderas AG1 y AG2:

*CLP*  
*SP*  
*M*

Las calderas de las unidades AG1-2 son de tipo tangencial, con una capacidad de generación máxima nominal de 450 MW cada una. Estas fueron fabricadas por la compañía Combustion Engineering, Inc. y tienen una configuración que resulta típica con generadores de vapor de su capacidad y tamaño. Estas son de tiro balanceado y cuentan con 16 quemadores de combustible, los cuales son atomizados con vapor y están distribuidos en cuatro elevaciones de quemadores en cada esquina de la caldera. Las calderas utilizan combustible residual #6 (Bunker C) con un por ciento de contenido de azufre no mayor de 0.5%/peso, un por ciento de contenido de asfaltenos no mayor a de 8%/peso y un contenido de vanadio no mayor a 150 ppm/peso. El combustible desulfurado líquido No. 2 (Diesel) es utilizado como combustible de calentamiento durante las situaciones de arranques fríos de las unidades con el fin de alcanzar las condiciones de suministro de vapor de atomización necesarias para utilizar Bunker C en las mismas. Los quemadores operan con un diferencial de presión entre el vapor de atomización y combustible entre 15-25 psig en cada quemador. Esto corresponde a un diferencial de presión de 25-35 psig entre los cabezales de suministro de combustible y vapor de atomización.

El diferencial de presión entre el horno de la caldera y la caja de vientos (Windboxes) y la distribución de aire de combustión hacia cada quemador son controlados por los registros principales y auxiliares de aire. Estos registros controlan el flujo de aire que se suministra a través, por encima y por debajo de cada quemador. La fuente principal del aire para la combustión fluye a través de los registros de aire principales, los cuales se encuentran en el mismo nivel de cada uno de los quemadores. Estos permanecen completamente abiertos mientras el quemador correspondiente se mantiene en servicio. Los registros auxiliares son modulados entre completamente abiertos y completamente cerrados para proveer la presión de aire de combustión requerida en las cajas de vientos.

Con relación al flujo de agua que manejan, estas calderas son de circulación de agua forzada. Estas operan a una presión operacional de vapor principal de 2,660 psig, y a temperaturas del vapor recalentado y sobrecalefactado de 1,005°F. Estas unidades están equipadas con serpentinas de vapor, las cuales son ajustadas para mantener una temperatura promedio en el lado frío de los pre-calentadores de aire mayor a 190°F.

Los gases de combustión se distribuyen en dos conductos focalizados luego del economizador. Estos conductos dirigen los gases hacia los dos pre-calentadores de aire y luego hacia los dos abanicos de tiro inducido, los cuales llevan el gas hacia las dos chimeneas de la unidad generatriz. Cada conducto de gas contiene celdas para medir el

exceso de oxígeno en los gases producto de la combustión. Estas están localizadas luego del área del economizador y distribuidas en tres de ellas por cada conducto para un total de seis celdas. Cada chimenea tiene instalado un monitor continuo de opacidad. Las unidades no cuentan con controles de emisiones adicionales.

3. Una demostración de la necesidad de la extensión:

La Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (Autoridad) determinó convertir las unidades AG 1-2 para proveer la capacidad de utilizar gas natural como combustible en lugar de quemar Bunker C exclusivamente como al presente. Esta determinación permitirá a la Autoridad y al pueblo de Puerto Rico tomar ventaja del uso de un combustible más limpio que resultará en una reducción en la emisión de varios contaminantes NESHPA al ambiente, así como lograr cumplimiento con los nuevos requisitos del MATS. La razón principal para la demora en la instalación de controles para cumplir con la nueva reglamentación en AG1-2 radica en la situación actual de falta de una infraestructura de suministro de gas natural en la Isla. Contrario a los Estados Unidos continentales, Puerto Rico es una isla en el caribe, distante de la amplia disponibilidad de la infraestructura de gas natural que existe en los mismos. Las unidades de la Autoridad que están sujetas a las disposiciones de MATS no tienen la disponibilidad de poder lograr una interconexión rápida a un sistema de suministro de gas natural. Desarrollar y construir esta infraestructura resulta ser el factor crítico para poder lograr el proyecto de conversión de las unidades de AG1-2 y el cumplimiento de las mismas con los requisitos del MATS.

*Uff*  
*Scd*  
*Mmbo*

Para suprir gas natural a estas unidades, la Autoridad está comprometida con el desarrollo de un terminal de gas natural conocido como el Aguirre Offshore GasPort (AOGP). Esta infraestructura se localizará en altamar, a las afueras de la Bahía de Jobos en Salinas, Puerto Rico. El AOGP se encuentra en el proceso de obtener los permisos, tanto locales como federales, que son requeridos previo a comenzar la construcción del proyecto. La Autoridad anticipa que la construcción del AOGP comenzará en octubre de 2014 y terminará en octubre de 2015. Esto demorará la terminación del proyecto de conversión a gas natural de las unidades AG1-2 más allá de la fecha de cumplimiento inicial del MATS (16 de abril de 2015).

4. Indicar específicamente cada estándar MATS para el cuál solicitan la extensión y una justificación para cada uno. Por ejemplo, deberá citar el inciso de la reglamentación MATS e incluir el límite extensión de cumplimiento con el estándar de emisión aplicable (PM,HCl,HF) requisitos de pruebas iniciales de cumplimiento, recordkeeping, reporting.

La Autoridad seleccionó demostrar el cumplimiento con las disposiciones de MATS a base de las siguientes determinaciones:

1. Uso de materia particulada filtrable (PM<sub>filtrable</sub>) como subrogado para las emisiones de Hazardous Air Pollutants (HAP) metálicos totales. (40CFR 63.9991-Table 2)
2. Analizar y demostrar que el contenido de humedad en el Bunker C utilizado en las calderas no exceda el uno por ciento por peso, en sustitución de los requisitos de monitoreo y cumplimiento con los límites de emisión de ácido fluorhídrico (HF) y ácido clorhídrico (HCl) (40CFR 63.10000).

3. La implementación de *Work Practice Standards* en sustitución de los requisitos de monitoreo y cumplimiento con los límites de emisión de HAP orgánicos, incluyendo las emisiones de dioxinas y furanos. (*Federal Register*, Vol. 77 No. 32, p. 9371)

La Autoridad solicita la extensión de un primer año de la fecha inicial de cumplimiento (16 de abril de 2015) para todas las disposiciones del MATS (40CFR Parte 63, Subparte UUUUUU) aplicables a las unidades AG1-2. De esta forma, se solicita que la fecha de cumplimiento sea el 16 de abril de 2016. La razón para solicitar la extensión radica en la necesidad de tiempo adicional para lograr la instalación de controles y cumplimiento con las disposiciones de MATS. Las disposiciones aplicables a las unidades de referencia incluyen, pero sin limitarse a, lo siguiente:

- *Emission Limits for Existing EGUs (Liquid Oil-Fired Unit – Non-Continental): 40CFR 63.9991–Table 2*
- *Work Practice Standards (Existing EGU): 40CFR 63.9991–Table 3*
- *Performance Testing Requirements (Filterable Particulate Matter–PM CEMS): 40CFR 63.10007–Table 5*
- *Demonstration of Continuous Compliance: 40CFR 63.10021–Table 7*
- *Reporting Requirements: 40CFR 63.10031–Table 8*
- *General Provisions: 40CFR 63.10040–Table 9*
- *Notifications: 40CFR 63.10030*
- *Recordkeeping: 40CFR 63.10032*

5. Descripción detallada de los controles a ser instalados o los cambios de proceso que aseguren cumplimiento con el estándar para PM, HCl, HF específicamente

- a. Deberá explicar y demostrar claramente como el cambio en proceso reducirá las emisiones de PM, HCl, HF a los límites de emisión establecidos en el MATS.

Según discutido en la sección 4 de este documento, la Autoridad optó por demostrar cumplimiento con los límites de emisiones de HF y HCl mediante el certificado de análisis del contenido de humedad en el Bunker C utilizado en las calderas. Con relación a las emisiones de PM<sub>filterable</sub>, la Autoridad estima que con el uso de 100% gas natural como combustible primario en las calderas de las unidades AG 1-2 se reducirá las emisiones actuales en aproximadamente un 73 porcientos. Esto debido a que el gas natural es un combustible gaseoso y mucho más limpio que el Bunker C que se utiliza en la actualidad, resultando en una emisión menor de PM<sub>filterable</sub>, entre otros. Por otro lado, la determinación de mantener la operación de las unidades AG1-2 bajo la categoría de *Natural Gas-Fired EGU* exime las mismas de los requisitos del MATS. (40CFR 63.9983)

b. Deberá explicar detalladamente el proyecto de conversión a gas natural.

Para completar el proyecto de conversión a gas natural de las unidades AG1-2, la Autoridad habilitará las calderas con quemadores de gas, con la intención de utilizar gas natural como combustible primario durante la operación normal de las mismas. Para ello, las unidades tendrán que ser retiradas de servicio para poder instalar los componentes del sistema de suministro y combustión de gas natural, tales como tubería, cabezales, válvulas, quemadores, difusores de aire, instrumentación y controles asociados al mismo. Las actividades de conversión incluyen también mejoras al material de algunos de los elementos internos de transferencia de calor existentes en las calderas para habilitarlas para su uso con gas natural. Además, los sistemas de control de las calderas serán actualizados para incluir la lógica relacionada a la integración de los componentes del sistema de combustión con gas natural. Se estima que la duración de los trabajos requeridos es de 24 semanas por cada unidad generadora.

c. Deberá establecer el porcentaje de uso de gas natural vs. Bunker C en la instalación.

Una vez se complete el proyecto de conversión, las unidades AG1-2 se denominarán como *Natural Gas Fired EGU's* de acuerdo a la definición en el 40CFR 63.10042. Las calderas operarán en escenarios de uso de 100% gas natural o cualquier combinación de gas natural y Bunker C, pero limitando el consumo de Bunker C a menos de el 10% del valor calorífico anual en períodos de tres (3) años consecutivos o menos de 15% del valor calorífico en cualquier año calendario, según dispone la reglamentación.

d. Deberá proveer diagramas del proyecto, especificaciones del manufacturero, etc.

La AEE está trabajando con diferentes proveedores de equipos para determinar cuales son los sistemas que se instalarán en AG1-2 como parte del proyecto de conversión. Por tal razón, la información disponible es propietaria y confidencial de cada manufacturero, por lo que la misma no se puede proveer.

e. Deberá proveer información necesaria de apoyo: por ejemplo cálculos de emisión comparando el gas natural con el bunker C, etc.

A modo de ejemplo y tomando como referencia el consumo de combustible Bunker C de las unidades AG1-2 durante el 2013 (6,934,074 galones/año), calculamos el equivalente energético de este consumo de combustible:

$$\begin{aligned} \text{Total Heat Input Annual 2013} &= \left( \text{Consumo Anual de BC} \times \frac{42 \text{ galones}}{\text{BBL}} \right) \times (\text{Valor Calorífico BC}) \\ &= (6,934,074 \text{ bbls/año} \times \frac{42 \text{ gal}}{\text{bbl}}) \times \left( 0.150 \frac{\text{MMBTU}}{\text{gal}} \right) = 40,282,667 \text{ MMBtu/año} \end{aligned}$$

Utilizando el factor de emisiones para combustible Bunker C (FE = 0.051 lbm/MMBtu), calculamos las emisiones anuales de PM<sub>Filtrable</sub>:

$$\begin{aligned} \text{Total Emisiones Anuales PM}_{\text{Filtrable}} &= [(Heat Input Anual)] \times FE \frac{\text{lbtm}}{\text{MMBtu}} \times \frac{1 \text{ ton}}{2,000 \text{ lbm}} \\ &= [(40,282,667 \frac{\text{MMBtu}}{\text{año}})] \times 0.051 \frac{\text{lbtm}}{\text{MMBtu}} \times \frac{1 \text{ ton}}{2,000 \text{ lbm}} = 1,027 \text{ tons/año} \end{aligned}$$

Utilizando el factor de emisiones para gas natural (FE = 0.014 lbm/MMBtu), calculamos las emisiones anuales de PM<sub>Filtrable</sub>:

$$\begin{aligned} \text{Total Emisiones Anuales PM}_{\text{Filtrable}} &= [(Heat Input Anual)] \times FE \frac{\text{lbtm}}{\text{MMBtu}} \times \frac{1 \text{ ton}}{2,000 \text{ lbm}} \\ &= [(40,282,667 \frac{\text{MMBtu}}{\text{año}})] \times 0.014 \frac{\text{lbtm}}{\text{MMBtu}} \times \frac{1 \text{ ton}}{2,000 \text{ lbm}} = 282 \text{ tons/año} \end{aligned}$$

- f. Deberá aclarar como relacionan los controles (overfire air system) mencionados para NO<sub>x</sub> con el MATS. Si se relaciona con el MATS deberá proveer información más detallada sobre el mismo. Si no está relacionado, deberá removerlo de la solicitud.

Con el propósito de controlar las emisiones de NO<sub>x</sub> de las unidades AG1-2 y mantenerlas dentro de los límites de emisión permitidos, la Autoridad instalará un sistema de Over Fire Air (OFA) en cada una de las calderas. Por ser una medida de control de emisiones de NO<sub>x</sub>, la misma no tiene un impacto directo en los límites de la emisión de materia particulada filtrable (PM<sub>Filtrable</sub>) requeridos en el MATS, pero fue incluida en la solicitud como parte de la descripción de las actividades a realizarse en el proyecto de referencia.

6. Incluir en una tabla para cada unidad de emisión las fechas de cumplimiento como sigue:

Unidad de Emisión	Fecha para la cual se planea iniciar la construcción o cambio en proceso	Fecha para la cual la construcción o cambio en proceso será completado	Fecha en que se logrará cumplimiento definitivo
AG1	Octubre 2014	Marzo 2015 <sup>(1)</sup>	16 de abril de 2016
AG2	Mayo 2015	Octubre 2015 <sup>(1)</sup>	16 de abril de 2016

(1) Sujeto a la construcción y operación de la infraestructura de suministro de gas natural para las unidades (Aguirre Offshore GasPort).

7. Una certificación del Oficial Responsable (según definido en la sección 63.2 del 40 CFR):

Según solicitado, incluimos la certificación como anexo.

*UFG*  
*Sonia M. V.*  
Solicitud de Información  
Solicitud de Extensión de Cumplimiento  
Página 7  
28 de febrero de 2014

Nos reiteramos a su disposición para proveer cualquier otra información que sea necesaria para el trámite de este importante asunto. De requerir información adicional puede comunicarse con el Ing. Rafael Marrero Carrasquillo por el (787) 521-4960.

Cordialmente,

*Sonia M. V.*  
Sonia Miranda Vega, Directora

Planificación y Protección Ambiental

Anejos

ESTADO LIBRE ASOCIADO DE PUERTO RICO  
AUTORIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE PUERTO RICO

SAN JUAN, PUERTO RICO

[www.aeepr.com](http://www.aeepr.com)



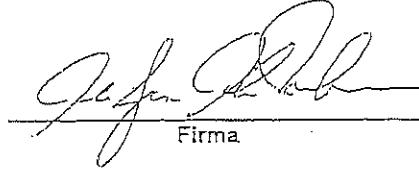
APARTADO 364267  
CORREO GENERAL  
SAN JUAN, PR. 00936-4267

CERTIFICACION

Yo, Carlos Castro Montalvo, funcionario responsable designado de la  
Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, certifico que:

Con base de información y creencia formada después de una investigación razonable,  
yo, como funcionario responsable de la instalación antes mencionada, certifico que las  
declaraciones y la información contenida en esta solicitud son verdaderas y exactas, y  
están completas.

Y para que conste, firmo la presente certificación en San Juan de Puerto Rico,  
hoy 27 de febrero de 2014.



Firma

"Somos un patrón con igualdad de oportunidades en el empleo y no discriminamos por razón de raza, color, sexo, edad, origen social o nacional, condición social, afiliación política, ideas políticas o religiosas, por ser víctima o ser percibido(a) como víctima de violencia doméstica, agresión sexual o acecho; por impedimento físico, menoscabo, por condición de veterano(a) o por información genética."





STATEMENT OF BASIS - TITLE V PERMIT  
PREPA AGUIRRE POWER STATION  
PFE-TV-4911-63-0212-0244

The Puerto Rico Environmental Quality Board (EQB) is issuing a Title V permit pursuant to 40 CFR Part 70 and Part VI of the Regulations for the Control of Atmospheric Pollution (RCAP) for the Puerto Rico Electric Power Authority - Aguirre Power Station (PREPA Aguirre). PREPA Aguirre is located in the Road #3 km 152.7 Montesoria Ward in Salinas, Puerto Rico. EQB received a Title V permit application from PREPA Aguirre on February 24, 2012. In September 26, 2013, PREPA requested an amendment to the initial application of the Title V permit.

PREPA Aguirre consists of twelve fuel combustion sources distributed in the following three plants areas: steam power plant consisting of two oil-fired steam electric (boilers) (AG1 and AG2), combined cycle power plant consisting of eight gas turbines (CC1-1, CC1-2, CC1-3, CC1-4, CC2-1, CC2-2, CC2-3 and CC2-4) with two steam electric generators and power block consisting of two oil- fired gas turbines (AGGT2-1 and AGGT2-2) burning liquid fuel. The two boilers (AG1 and AG2) combust primarily no. 6 fuel oil (Bunker C) to generate electricity at a steam turbogenerator. The no. 6 fuel oil has a sulfur content of 0.50% by weight. The two boilers use propane for ignition and the sulfur content is 0.0187% by weight. The combustion turbines or gas turbines of combined cycle that combust no. 2 fuel oil to generate electricity. No. 2 fuel oil has a sulfur content of 0.5% by weight. This facility is a major source for atmospheric pollutants because it has the potential to emit more than 100 tons per year of nitrogen oxides (NO<sub>x</sub>), sulfur oxides (SO<sub>x</sub>), particulate matter (PM<sub>10</sub>), carbon monoxide (CO) and volatile organic compounds (VOC), which are criteria atmospheric pollutants. It is also a major source of greenhouse gases (GHGs in English) because it has the potential to emit more than 100,000 tons per year, expressed as CO<sub>2</sub>e. This facility is a major source of hazardous air pollutant emissions (total HAPs, nickel compounds, Manganese compounds, chloride and Formaldehyde compounds).

The allowable emissions authorized under this permit are mentioned below. The source shall certify annually that its actual emissions do not exceed the allowable emissions. This certification shall be based on the actual hours of operation of the previous calendar year and using the emission factors of AP-42 (Compilation of Air Pollutant Emission Factors) effective at the time of completing the Title V application.

Statement of Basis - Title V Permit

PREPA Aguirre Power Station

PFE-TV-4911-63-0212-0244

Page 2 of 7

Pollutants	Permissible Emissions (tons /year)
PM	2,194.88
SO <sub>2</sub>	30,608.58
NO <sub>x</sub>	28,867.78
CO	1,299.54
VOC	195.32
Lead	0.63
CO <sub>2e</sub>	10,093,497.14

Hazardous Air Pollutants (HAP's)	Permissible Emissions (tons /year)
Nickel compounds	20.71
Manganese compounds	19.62
Formaldehyde compounds	14.75
Chloride	84.71
Total HAP's	177.73

The following table summarizes the applicability<sup>1</sup> of PREPA Aguirre with regards to the principal air pollution regulatory programs:

Regulatory Program	Applicability
RCAP- Rules 403, 406, 410 for boilers and combustion turbines	Yes
NSPS (40 CFR Part 60, Subpart GG)	No
NESHAP (MACT- 40 CFR Part 63, Subpart UUUUU)	Yes
NESHAP (MACT-40 CFR Part 63, Subpart YYYY)	No
Title V (40 CFR Part 70) and Part VI of RCAP	Yes
NSPS (40 CFR Part 60, Subpart D)	No
NESHAP (MACT-40 CFR Part 63, Subpart DDDDD)	No

<sup>1</sup> Is important to mention that not all of the permit conditions need to be explained in this document, because the legal and factual bases for the conditions are self-evident as stated in the Title V Operating Permit. This means, that all the applicable requirements are cited in the Title V permit with a reference to the requirement. For example: if the restriction came from a construction permit, the condition will cite the construction permit number, if it came from the regulation it will cite the RCAP specific rule, and if the restriction came from a federal standard, the condition will cite the federal standard or regulation. If the restriction came from the emissions calculation and a cumulative increase, the condition will establish that. Also, state only requirements are clearly identified.

A summary of the emission units, the applicable requirements and the rationale for these requirements are provided below.

**Boilers:** The capacity of the boilers AG1 and AG2 is 4,180 MMBtu/hr each boiler. The two boilers combust primarily no. 6 fuel oil (Bunker C). The two boilers have a total fuel consumption limit for no. 6 fuel oil of 488,229,840 gallons for any period of twelve (12) consecutive months. The two boilers have a total consumption limit for propane (for ignition and shutdown of the boilers) of 19,018.44 gallons and 803,405.40 gallons of diesel (for warm up only) for any 12 consecutive months. No burning of solid waste or solid materials will be permitted in the boilers.

The two boilers (AG1 and AG2) shall comply with all applicable requirements of the National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants: Coal- and Oil-Fired Electric Utility Steam Generating Units contained in Subpart UUUUU Part 63 of the Title 40 Code of Federal Regulations (40 CFR). The conditions of Subpart UUUUU, Part 63 of the 40 CFR for the two boilers are in Section V (A) of the Title V permit.

- PM emission limit: Rule 406 of the RCAP establishes an emission limit of 0.3 lb of particulate matter per MMBtu of heat input demonstrated by performing a stack test during the first year of the permit using EPA Test Method 5.
- Sulfur content: The Rule 410 of the RCAP provides for sulfur content limit in fuels (fuel oil no. 6 and propane). The no. 6 fuel oil used shall not have a sulfur content in excess of 0.50% by weight. The propane that is used for ignition and shutdown of the boilers may not have a sulfur content in excess of 0.0187% by weight. The same rule and also the permit requires the sulfur content to be monitored daily and reported monthly to the Board. PREPA shall sample the fuels upon every delivery at the site for transfer to the storage tanks at the facility from any other source to verify sulfur content from supplier's invoice, except for propane that will only need the supplier certification.
- Opacity: As required by Rule 403 of the RCAP, the units shall not exceed the opacity limit of 20% in 6 minutes average. The permit requires a continuous emission monitoring systems, one opacity reading to the stack of each boilers during the first year of the permit using EPA Test Method 9 and subsequent biweekly opacity visual inspections using a reader certified by a school approved by EPA or the Board.

- National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants Coal- and Oil-Fired Electric Utility Steam Generating Units contained in Subpart UUUUU of 40 CFR Part 63: This regulation is intended to reduce emissions of heavy metals, including mercury, arsenic, chromium, nickel and acid gases, including hydrochloric acid (HCl) and hydrofluoric acid (HF). These regulations set limits for PM emission number (as a surrogate for all toxic metals), HCl and HF. The permittee shall demonstrate compliance with the limits for HCl and HF limiting the moisture content in the liquid fuel. Also, working practices are established, instead of numerical limits, to limit emissions of toxic organics, including dioxins and furans. Because dioxins and furans are the result of inefficient combustion, the standards applicable work practice require an annual performance test program for each unit, which includes inspection, adjustment and / or maintenance and repairs to ensure optimal combustion in each unit.

PREPA had to comply with the applicable requirements of the National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants: Coal- and Oil-Fired Electric Utility Steam Generating Units contained in Subpart UUUUU of 40 CFR Part 63, better known as Mercury Air Toxic Standards (MATS), on or before April 16, 2015, or the date specified in the extension or extensions of compliance that are granted by the Environmental Quality Board and Federal Environmental Protection Agency pursuant to 40 CFR §63.6(i). As established in the conditions of Section VA1.i of the draft permit, the Board could extend the date of compliance with MATS for 1 additional year (the original compliance date is April 16, 2015) under Section 112 (i)(3)(B) of the Clean Air Act. The Board received no adverse comments regarding the alternative extension for 1 additional year to comply with MATS during the public review period. EQB revised these terms of compliance with MATS included in the draft permit, to reflect the compliance extension for 1 additional year, approved by the Board for AG1 and AG2 boilers. The extent of compliance was authorized with additional conditions in order to provide additional time for the installation of the necessary equipment in these units to burn natural gas as the primary fuel in these boilers AG1 and AG2. The secondary fuel will be Bunker C (fuel oil No. 6). Due to the compliance extension approved, EQB revised the conditions to include the new compliance date for these boilers that will be April 16, 2016, and incorporated the terms of the compliance extension as established in Resolution R-14-10 signed on March 28, 2014. This includes a schedule of compliance, reporting and notification requirements, among others. These changes do not affect the MATS emission limits or any other MATS applicable condition.

**Combustion turbines:** The capacity of each combined cycle turbine (CC1-1, CC1-2, CC1-3, CC1-4, CC2-1, CC2-2, CC2-3 and CC2-4) is 607.5 MMBtu/hr. The capacity of each turbine (AGGT2-1 and AGGT2-2) is 301.5 MMBtu/hr. These ten turbines have a total fuel consumption limit for no. 2 *fuel oil* of 354,482,160 gallons for any period of twelve (12) consecutive months. The permit also requires to record and report the fuel consumption to the Board monthly. Since the units were built before October 3, 1977, no control device is required for these units by any applicable requirement and they are not affected by the New Source Performance Standards (NSPS) for Stationary Gas Turbines in 40 CFR Part 60 Subpart GG. Although no federal requirements are applicable to these units, the units are subject to following RCAP limitations.

- PM emission limit: The Rule 406 of the RCAP establishes an emission limit of 0.3 lb of particulate matter per MMBtu of heat input demonstrated by the type of fuel and AP-42 (Compilation of Air Pollutant Emission Factors) emission factors to the unit.
- Sulfur content: Rule 410 of the RCAP provides for sulfur content limit in fuel. The no. 2 fuel oil used shall not have a sulfur content which exceeds 0.5 % by weight. The same rule and also the permit require the sulfur content to be monitored daily and reported to the Board monthly. PREPA Aguirre shall sample the fuel upon every delivery at the site for transfer to the storage tanks at the facility from any other source to verify sulfur content from supplier's invoice.
- Opacity: As required by Rule 403 of the RCAP, the units shall not exceed the opacity limit of 20% (6 minutes average), except for one period of not more than four (4) minutes in any consecutive 30 minutes interval when the opacity shall not exceed 60%. The permit requires one opacity reading to the stack of each combustion turbine during the first year of the permit using EPA Test Method 9 and subsequent visual inspections using biweekly opacity visible emissions reader certified by a school approved by EPA or the Board.
- National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants for combustion turbines contained in 40 CFR Part 63, Subpart YYYY: Any existing, new, or reconstructed source that have or operates stationary combustion turbines, is subject to the National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants for Combustion Turbines contained in 40 CFR Part 63, Subpart YYYY.
  - a. According to 40 CFR section 63.6090, the existing stationary combustion turbines in all subcategories does not have to comply with the requirements of

this Subpart YYYY or 40 CFR Part 63 Subpart A. No initial notification is necessary for any existing internal stationary combustion turbine, even if a new or reconstructed turbine in the same category would require an initial notification.

- b. If one of the turbines was reconstructed according to the definition of reconstruction in section 63.2, subpart A, and if the reconstruction began or will begin after January 14, 2003, the unit must comply with the applicable requirements of this Subpart YYYY.

All the monitoring, record keeping, and reporting provisions are applicable pursuant to Rule 603 of the RCAP that requires that these elements shall be included in the Title V permit issued.

As established in Appendix B of the RCAP, PREPA Aguirre provided a list of insignificant activities (Section VIII of the permit) (storage tanks, fuel oil and light oil discharge docks, etc.) because of size or production rate.

EQB found that PREPA Aguirre Power Station Title V permit (owned by Puerto Rico Electric Power Authority) satisfies the requirements of Part VI of the RCAP.

AI