

GOBIERNO DE PUERTO RICO
OFICINA DEL GOBERNADOR
JUNTA DE CALIDAD AMBIENTAL



Área de Calidad de Aire

20 de septiembre de 2010

ING FRANCISCO E LÓPEZ
ENVIRONMENTAL PROTECTION
AND QUALITY ASSURANCE :
DIVISION HEAD
AUTORIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA
APARTADO 364267
SAN JUAN PR 00936-4267

Estimado señor López:

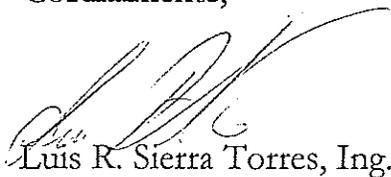
Re: PERMISO DE CONSTRUCCIÓN
AUTORIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA
DE PUERTO RICO, COSTA SUR
GUAYANILLA, PUERTO RICO
PFE-31-0810-0455-II-C

La Junta de Calidad Ambiental le incluye el permiso de construcción arriba mencionado.

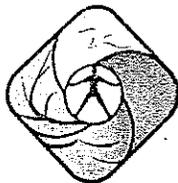
Tendrá la oportunidad de radicar comentarios en 20 días a partir de la fecha de esta comunicación. De no recibir contestación, entenderemos que acepta todas las condiciones en el permiso.

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

Cordialmente,



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



PERMISO DE CONSTRUCCIÓN

Sección I - Información General

Nombre de la Fuente: **AUTORIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA,
SOUTH COAST STEAM POWER PLANT**

Número de Permiso: **PFE-31-0810-0455-II-C**

Dirección Física: **CARRETERA PR-127 Km. 15.7
GUAYANILLA, PUERTO RICO**

Dirección Postal: **APARTADO 364267
SAN JUAN, P.R. 00936-4267**

Oficial Responsable: **FRANCISCO E. LÓPEZ
DIVISION HEAD, ENVIRONMENTAL
PROTECTION AND QUALITY ASSURANCE**

Teléfono: **(787) 521-4960**

Sección II – Fuentes de Emisión Incluidas en el Permiso

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

Unidad de emisión	Descripción
Dos Calderas (SC #5 y SC #6)	La capacidad de cada caldera es 3,950.7 MMBtu/hr. Cada caldera produce 410 MW (820 MW en total). Cada caldera tiene dos chimeneas. Estas dos calderas consumirán gas natural y combustible #6 (<i>Bunker C</i>) en diferentes escenarios. El HHV ¹ de gas natural es 1,020 Btu/SCF ² . El contenido de azufre máximo en el combustible #6 (<i>Bunder C</i>) será 1.5% por peso. El contenido de azufre máximo en el gas natural será 0.5% por peso.

¹ HHV significa *Higher heating value*.

² SCF significa *Standard cubic feet*.

Sección III – Condiciones de Permiso

A. Condiciones generales.

1. Mantendrá copia de este permiso en la instalación en todo momento. El permiso deberá estar disponible para ser revisado por el personal técnico de la Junta.
2. De acuerdo con lo dispuesto en la Regla 103 del Reglamento para el Control de la Contaminación Atmosférica (RCCA o Reglamento), PREPA Costa Sur deberá permitir la entrada de los representantes de la Junta de Calidad Ambiental (JCA o Junta) y de la Agencia de Protección Ambiental (APA) a sus instalaciones, luego de éstos haberse identificado mediante la presentación de credenciales, para que realicen las siguientes actividades:
 - a. Entrar o pasar a cualquier predio en donde éste localizada una fuente de emisión, o donde se conduzcan actividades relacionadas con emisiones atmosféricas, o donde se conserven expedientes según las condiciones del permiso, de acuerdo con el RCCA, o bajo la Ley Federal de Aire Limpio;
 - b. Tener acceso y copia, en horas razonables, a cualquier expediente que deba conservarse según las condiciones del permiso, de acuerdo con el RCCA, o bajo la Ley Federal de Aire Limpio;
 - c. Inspeccionar y examinar cualquier instalación, equipo (incluyendo equipo de muestreo y equipo de control de contaminación atmosférica), prácticas u operaciones (incluyendo métodos utilizados para el control de certeza de calidad) reguladas o requeridas bajo el permiso, así como realizar muestreos de emisiones y combustible;
 - d. Según lo autoriza la Ley y el Reglamento, muestrear en horarios razonables las sustancias o los parámetros para fines de asegurar el cumplimiento con el permiso y demás requisitos aplicables.
3. De acuerdo con lo dispuesto en la Regla 104 del RCCA, todos los datos de emisión obtenidos por o sometidos a la JCA, incluyendo los datos informados de acuerdo con la Regla 103 del RCCA, así como aquellos obtenidos de cualquier otra manera, deberán estar disponibles para la inspección pública y deberán también hacerse accesibles al público en cualquier otra manera que la JCA considere apropiado.

4. Según lo establece la sección 107(D) del RCCA, PREPA Costa Sur tiene la obligación general de identificar peligros que resulten del escape de contaminantes peligrosos mediante el uso de técnicas generalmente aceptables de evaluación y debe tomar los pasos apropiados para prevenir las descargas y reducir al mínimo las consecuencias del escape accidental.
5. De acuerdo con la Regla 115 del RCCA, en caso de Infracciones al Reglamento o a cualquier otra regla o reglamento aplicable, la JCA podrá suspender, modificar o revocar cualquier permiso relevante, aprobación, dispensa y cualquier otra autorización otorgada por la JCA.
6. Según la Regla 201 del RCCA, nada en esta autorización se interpretará como que autoriza la localización o construcción de una fuente mayor de emisión, ni la modificación mayor de una fuente estacionaria mayor de emisión o modificación mayor o fuente significativa sin obtener una aprobación de ubicación de la Junta y sin haber probado cumplimiento previamente con las Normas Nacionales de Calidad de Aire Ambiental (NNCAA o NAAQS, en inglés).
7. De acuerdo con la Regla 402 del RCCA, PREPA Costa Sur no causará ni permitirá la quema a campo abierto de desecho en los predios de la instalación excepto por lo dispuesto en el inciso (E) de dicha regla que lo autoriza a realizar adiestramientos o investigaciones de técnicas de control de incendios, según previa aprobación de la Junta.
8. Según se establece en la Regla 404 del RCCA, PREPA Costa Sur no deberá ocasionar ni permitir:
 - a. que se manejen, transporten o almacenen materiales en un edificio o sus estructuras accesorias o que se use, construya, repare o demuela una carretera, sin tomar precauciones razonables para evitar que la materia particulada escape a la atmósfera.
 - b. la descarga de emisiones visibles de polvo fugitivo más allá de la colindancia de la propiedad en la que tienen origen las emisiones.
9. De acuerdo con la Regla 420 del Reglamento para el Control de la Contaminación Atmosférica (RCCA), la instalación no causará ni permitirá la emisión a la atmósfera de materia que produzca un olor objetable o

desagradable que pueda percibirse en predios que no sean aquellos que han sido designados para propósitos industriales.

10. PREPA Costa Sur está obligado a cumplir con todos los términos, condiciones, requisitos, limitaciones y restricciones establecidas en este permiso. Cualquier violación a los términos de este permiso estará sujeta a medidas administrativas, civiles o criminales, según establecidas en el Artículo 16 de la Ley sobre Política Pública Ambiental (Ley Número 416 del 22 de septiembre de 2004, según enmendada).
11. En caso de conflicto entre los límites establecidos aquí y cualquier otro requisito aplicable, PREPA Costa Sur cumplirá con el límite más estricto o el más estricto requisito de monitoreo, de mantenimiento de registros y de informes.
12. PREPA Costa Sur deberá cumplir con todas las condiciones del permiso. Cualquier incumplimiento con el permiso constituirá una violación al Reglamento y será base para tomar acción de cumplimiento, imponer sanciones, revocar, dar por terminado, modificar el permiso o expedir uno nuevo, o para denegar una solicitud de renovación de permiso.
13. PREPA Costa Sur estará obligado a suministrar a la JCA, dentro de un tiempo concedido, 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, deberá suministrar a la JCA copia de todos los documentos relacionados al permiso.
14. El cumplimiento con el permiso de ningún modo exime a PREPA Costa Sur de cumplir con las demás leyes, estatales y federales, reglamentos, permisos, órdenes administrativas o decretos judiciales aplicables.
15. Para poder operar las dos calderas (SC #5 y SC #6) incluidas en la Sección II de este permiso, PREPA Costa Sur deberá solicitar una enmienda a la solicitud de renovación del permiso Título V (PFE-TV-4911-31-0306-0429) y obtener la cubierta protectora de la solicitud. El propósito de esta solicitud de enmienda a ser sometida será incluir que las calderas (SC #5 y SC #6) consumirán gas natural y combustible #6 y los diferentes escenarios de operación.

16. Una violación a cualquier condición de este permiso, cualquier relajación de una condición de este permiso o la operación fuera de los parámetros establecidos en este permiso que conlleve una determinación distinta de las emisiones establecidas en la solicitud de permiso de esta autorización podría obligar a que la fuente esté sujeta a la Regla 201 del RCCA y/o a la Prevención de Deterioro Significativo (PSD, en inglés) como si la construcción no hubiese comenzado aún.
17. El tenedor del permiso deberá cumplir con las secciones 61.150 y 61.145 del Título 40 del Código de Regulaciones Federales (CRF) al realizar cualquier trabajo de renovación o demolición que implique el manejo de materiales con contenido de asbesto en sus instalaciones. Además, deberán cumplir con la Regla 422 del RCCA, la cual es ejecutable sólo estatalmente.
18. Este permiso para construir no será transferible sin la aprobación escrita de la Junta. Si el permiso para construir ha caducado no podrá ser transferido. Sin embargo, podrá radicar una solicitud de permiso para construir con relación a la misma fuente.
19. No se permitirá la construcción o instalación de equipos de emisión adicionales sin obtener previamente un permiso de construcción según lo requiere la Regla 203 del RCCA, a menos que estén exentos por la Regla 206 del RCCA.
20. De surgir en el futuro interés por cambiar estas condiciones, los equipos de emisión o sus respectivos equipos de control, deberán solicitarlo por escrito al Área de Calidad de Aire de la Junta para su evaluación, de acuerdo con los procedimientos del RCCA, a menos que estén exentos por la Regla 206 del RCCA.
21. Si cualquier sección, condición, palabra, inciso, oración u otra parte de este permiso fuese impugnada por cualquier tribunal y declarada inconstitucional o nula, tal sentencia no afectará, menoscabará o invalidará las restantes disposiciones y partes de este permiso, sino que su efecto se limitará a la sección, condición, palabra, inciso, oración o partes específicas así declaradas inconstitucionales o nulas y la nulidad o invalidez de cualquier sección, condición, palabra, inciso, oración o parte en algún caso, no se entenderá que afecte o perjudique en sentido alguno su aplicación o validez en cualquier otro caso. Cada inciso de este permiso estará sujeto a conformar cualquiera otra sección del mismo que sea aplicable en algún caso en particular.

22. 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.

B. Escenarios de Operación

1. Las dos calderas (SC #5 y SC #6) podrán consumir gas natural y combustible #6 (*Bunker C*) según los límites y factores de carga establecidos en los escenarios de operación descritos en la tabla incluida en el inciso 2.
2. Los escenarios de operación que están autorizados en este permiso para las dos calderas son:

Escenarios para las calderas #5 y #6				
Número de Escenario	Blend No. Residual Fuel Oil/Natural Gas	No. 6 Residual Fuel Oil Rate (gals/año)	Natural Gas Rate (MM SCF/año)	Factor de Capacidad
1	100% gas natural	0	48,180 MM scf/año	71%
2	25% gas natural y 75% combustible #6	224,952,858 gals/año	11,027 MM scf/año	65%
3	50% gas natural y 50% combustible #6	149,968,572 gals/año	22,054 MM scf/año	65%
4	75% gas natural y 25% combustible #6	74,984,286 gals/año	33,081 MM scf/año	65%
5	100% combustible #6 (<i>Bunker C</i>)	299,937,144 gals/año	0	65%

C. Condiciones específicas para las calderas identificadas como SC#5 y SC#6 (3,950.7 MMBtu/hr)

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 Registro	Mensual A más tardar sesenta (60) días después de realizar la prueba.
Límite de Opacidad	Opacidad	20	Por ciento	COMS Método 9	Continuo Cada dos semanas	Registro Resultado del muestreo	Informe de exceso de emisiones cada tres meses Sesenta días después del muestreo
Límite de contenido de azufre	Combustible #6 (Bunker C)	1.5	Por ciento por peso	Análisis del combustible	Con cada recibo	Resultado del análisis	Mensualmente
	Gas natural	0.5					
Razón de Entrada de Calor	Gas natural	1,020	Btu/scf (HHV)	Registro de razón de entrada de calor	Diariamente	Registro	Cada seis meses
	Combustible #6 (Bunker C)	3,950.7	MMBtu/hr. (HHV)				
Límite de Carga	Carga	Factores de carga	71% ó 65%	Registro del factor de carga	Diariamente	Registro	Cada seis meses

1. Límite de emisión de materia particulada

- a. El tenedor del permiso no causará ni permitirá la emisión de materia particulada en exceso de 0.3 lb/MMBtu (0.54 gm/10⁶ gm/cal) de calor suplido proveniente de cualquier equipo para la quema de combustible sólido o líquido. [Regla 406 del RCCA]
- b. El tenedor del permiso deberá realizar una prueba de funcionamiento dentro de 180 días luego del encendido inicial bajo un nuevo escenario y en cualquier otro momento requerido por la Junta, usando el Método 5 que aparece en 40 CRF Parte 60, Apéndice A a fin de verificar que se cumple con la norma.
- c. Es necesario que el tenedor del permiso someta a la Junta, 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]
- d. Es necesario que el tenedor del permiso someta 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]
- e. El tenedor del permiso tiene que someter un informe final dentro de los 60 días siguientes a la prueba de muestreo de emisiones. [Regla 106 (E) del RCCA]

2. Límite de opacidad

- a. El tenedor del permiso no deberá exceder el límite de opacidad de 20% (promedio de 6 minutos) para las unidades SC#5 y SC#6 excepto por un período de no más de 4 minutos en cualquier intervalo consecutivo de 30 minutos cuando la opacidad no exceda de 60%. [Regla 403(A) del RCCA]
- b. Previo a la fecha de comienzo de operaciones y subsiguientemente, PREPA Costa Sur instalará, calibrará, mantendrá y operará un sistema continuo de monitoreo de opacidad (COMS, en inglés) para medir y registrar los niveles de opacidad de cada una de las chimeneas de las calderas (SC#5 y SC#6). El sistema deberá cumplir con todas las especificaciones aplicables de monitoreo de rendimiento de APA (incluyendo pero sin limitarse a la Parte 60.13 del 40

CRF y las Especificaciones de Rendimiento 1, Apéndice B, de la Parte 60 del 40 CRF³). Los COM's deberán estar en línea y en operación 95% del tiempo en que la unidad esté operando. Cuando el COM's establezca que se está excediendo el límite de opacidad según la Regla 403 del RCCA, PREPA Costa Sur verificará que el equipo causante de las emisiones visibles esté operando de acuerdo con las especificaciones del fabricante y las condiciones del permiso. Si no está operando adecuadamente, tomarán acciones correctivas inmediatamente para eliminar el exceso de opacidad. PREPA Costa Sur deberá mantener los registros continuos y someter los informes a la Junta de acuerdo con los requisitos de la sección 60.7 del 40 CRF. Si existe un conflicto entre los requisitos establecidos en este permiso y los de 40 CRF §60.7, PREPA Costa Sur cumplirá con el requisito más restrictivo.

- c. En adición a monitorear la opacidad en las emisiones visibles con sistemas continuos de muestreo de opacidad (COMS, en inglés), PREPA Costa Sur deberá efectuar una lectura de opacidad inicial durante el primer año de vigencia de este permiso y posteriormente efectuar lecturas de emisiones visibles cada 2 semanas de acuerdo con los requisitos que se disponen a continuación:
- (1) Las lecturas de emisiones visibles deberán efectuarse de acuerdo con el Método 9 del 40 CRF Parte 60, Apéndice A, por un mínimo de 6 minutos. Los lectores de emisiones visibles deberán estar certificados según el Método 9 por una escuela aprobada por la APA o la Junta.
 - (2) Todas las lecturas de emisiones visibles deberán registrarse de acuerdo con el Método 9.
 - (3) Cuando el lector de emisiones visibles registre, de acuerdo con el Método 9, un promedio de 6 minutos de opacidad mayor del 20%, PREPA Costa Sur deberá revisar las condiciones operacionales de las unidades SC5 y SC6 y documentar la causa de emisiones con tal opacidad, corregir cualquier deficiencia y documentar los pasos tomados para corregir las mismas. Esta disposición no aplica al periodo de 4 minutos dentro de un intervalo de 30 minutos, en el cual se podrá emitir desde una chimenea emisiones visibles con un opacidad hasta 60%, según la Regla 403(A)(2) del RCCA.

³ Utilizar estas referencias como guías para cumplir con esta condición.

- (4) Si el día que corresponde tomar la lectura, la unidad no está en operación o no se cumple con las condiciones del Método 9, PREPA Costa Sur deberá documentar dicha situación en el registro de lecturas de emisiones visibles e informarlo en el resumen de emisiones visibles a someter a la Junta. Las próximas lecturas de emisiones visibles deberán llevarse a cabo dentro del periodo de cada dos semanas según se dispone en esta condición.
- d. PREPA Costa Sur deberá someter un informe de las lecturas de emisiones visibles. Este informe de las lecturas de opacidad deberá incluir un resumen de los resultados de las lecturas, la hora de comienzo y terminación de la lectura y las fechas en que se efectuaron las mismas. El informe indicará si la unidad no estaba operando el día que correspondía llevar a cabo la lectura de emisiones visibles o que no se cumple con las condiciones del Método 9. El informe también deberá incluir el número total de lecturas de emisiones visibles realizadas en ese periodo para las unidades sujetas a este requisito. PREPA Costa Sur retendrá una copia del informe de la lectura de emisiones visibles que incluya fecha y hora de la lectura por al menos cinco años.
- e. PREPA Costa Sur 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.
3. Límite de Contenido de Azufre
- a. El combustible #6 (*Bunker C*) quemado en las dos calderas no podrá contener más de 1.5% por peso de azufre.
- b. El gas natural quemado en las dos calderas no podrá contener más de 0.5% por peso de azufre.
- c. El cumplimiento con el límite de contenido de azufre se determinará mediante la certificación del proveedor sobre el contenido de azufre en el combustible #6 y el gas natural.
- d. El tenedor del permiso deberá conservar una copia de la certificación del proveedor de combustible en la que se indique el contenido de azufre a fin de demostrar que se cumple con el requisito de mantenimiento de un registro diario del contenido de azufre en el combustible #6. PREPA Costa Sur

deberá obtener un análisis del contenido de azufre con cada recibo de combustible usando el Método ASTM D4294.

- e. El tenedor del permiso deberá someter a la JCA un informe mensual referente a las dos calderas donde se indique el consumo diario de combustible, las horas de operación y el contenido de azufre, por peso, del combustible consumido. 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 de Evaluación y Planificación Estratégica de la Junta y mantenerse disponible en todo momento en la instalación para revisión por parte de la JCA y la APA. [Regla 410 del RCCA]
 - f. Para cumplir con el requisito de mantener un registro diario del consumo y el contenido de azufre en el combustible quemado, el tenedor del permiso retendrá una copia certificada por el proveedor indicando el contenido de azufre en el combustible. El tenedor del permiso obtendrá un análisis del contenido de azufre con cada entrega de combustible utilizando el Método ASTM 4294 o ASTM 2880-71.
4. Límites de razón máxima de calor de entrada y de carga para las calderas
- a. Cada caldera estará limitada a una razón máxima de calor de entrada de 1,020 Btu/scf de gas natural y 3,950.7 MMBtu/hr HHV de combustible #6.
 - b. El límite de carga para el escenario 1 (100% gas natural) será 71%.
 - c. El límite de carga para los escenarios 2, 3, 4 y 5 será 65%.

Número de Escenario	<i>Blend No. Residual Fuel Oil/ Natural Gas</i>	Factor de Capacidad
1	100% gas natural	71%
2	25% gas natural y 75% combustible #6	65%
3	50% gas natural y 50% combustible #6	65%
4	75% gas natural y 25% combustible #6	65%
5	100% combustible #6 (<i>Bunker C</i>)	65%

D. Condiciones específicas para las calderas (SC5 y SC6)

1. Dentro de 60 días luego de alcanzar la razón máxima de producción de las dos calderas, pero no más tarde de 180 días luego del encendido inicial bajo un nuevo escenario y en cualquier otro momento requerido por la Junta, PREPA Costa Sur conducirá pruebas de funcionamiento para dióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x), materia particulada (PM), materia particulada con tamaño aerodinámico de 10 micrones o 2.5 micrones (PM₁₀ y PM_{2.5}), monóxido de carbono (CO), compuestos orgánicos volátiles (COV), plomo (Pb), opacidad, fluoruro (*fluoride*) y ácido sulfúrico (H₂SO₄). Todas las pruebas de funcionamiento deberán conducirse a la capacidad máxima de operación de cada unidad que se está probando y/o otras cargas especificadas por la Junta.
2. Al menos 60 días antes de realizar las pruebas, PREPA Costa Sur deberá someter a la Junta un Protocolo de Muestreo (*Quality Assurance Project Plan*) detallando los métodos y procedimientos que serán utilizados durante las pruebas de funcionamiento. Un Protocolo de Muestreo que no tenga la aprobación de la Junta podría ser base para invalidar cualquier prueba y requerir realizar la prueba nuevamente.
3. Deberá someter con no menos de 30 de antelación a las pruebas un Protocolo de Muestreo donde se describa la metodología a utilizarse. [Regla 106 (C) del RCCA]
4. Previo a la realización del muestreo y con no menos de 15 días de antelación deberá notificar sobre la fecha y hora en que se realizará el muestreo de tal manera que un observador de la Junta esté presente durante las pruebas. [Regla 106 (D) del RCCA]
5. Someterá un informe final dentro de los 60 días posteriores a la fecha de realizado el muestreo. [Regla 106 (E) del RCCA]
6. Mantendrá los expedientes de todos los datos de muestreo requerido y la información de apoyo por un periodo de cinco años a partir de la fecha del muestreo, la medición, el informe o la aplicación de muestreo.
7. Las operaciones durante períodos de encendido, apagado y malfuncionamiento no constituirán condiciones representativas para propósitos de la prueba de funcionamiento.

8. El horario máximo de operación para ambas calderas es 14,366 horas al año.
9. Cada caldera operará continuamente de acuerdo con sus parámetros de combustión de diseño especificados.
10. PREPA Costa Sur operará las dos calderas de manera tal que no se exceda la razón de emisión máxima anual proyectada para gas natural y combustible #6 de la instalación como sigue:

Número de Escenario	Escenarios de Operación				
	1	2	3	4	5
	100% Gas natural	25% Gas natural/75% Comb. #6	50% Gas natural/50% Comb. #6	75% Gas natural/25% Comb. #6	100% Comb. #6
Contaminantes	Razón de Emisión (tons /año)	Razón de Emisión (tons /año)	Razón de Emisión (tons /año)	Razón de Emisión (tons/año)	Razón de Emisión (tons/año)
PM ₁₀	172	540	540	540	443
PM	172	1,147	1,147	1,147	941
PM _{2.5}	172	540	540	540	443
SO ₂	69	8,571	5,714	2,857	9,370
NO _x	7,372	7,873	7,873	7,873	6,456
COV	123	112	112	112	92
CO	860	787	787	787	609
Pb	0	0	0	0	0.05
H ₂ SO ₄	11	381	254	127	417
Fluoride	0	0	0	0	0
CAP Totales ⁴	45.48*	-----	-----	-----	23.15**

*En el escenario #1, el hexano (*hexane*) es el CAP que más se emite. (43.3 tons/año)

**En el escenario #5, el níquel (*nickel*) es el CAP que más se emite. (12.67 tons/año)

11. PREPA Costa Sur no excederá los límites de emisiones arriba mencionados durante ningún periodo rotativo de 365 días consecutivos. Las emisiones de cualquier periodo rotativo de 365 días consecutivos para cada unidad de emisión se calcularán sumando las emisiones de cada día a la suma total de las emisiones de los anteriores 364 días.

⁴CAP significa contaminante atmosférico peligroso.

12. Ambas calderas deberán estar provistas de un medidor de flujo de combustible a la entrada de cada caldera de modo que se pueda verificar el consumo de combustible de gas natural. Estos medidores deberán ser instalados y estar listos para operarse cuando se apruebe el permiso de operación para estas fuentes. Los medidores de flujo deberán calibrarse cada seis meses. Preparará y mantendrá registros donde se indique la fecha, hora, metodología utilizada y los resultados de la calibración para inspección por el personal técnico de la Junta. Retendrá los resultados y metodología para las calibraciones del medidor de flujo de cada caldera por al menos 5 años.
13. Los niveles del tanque de combustible #6 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.
14. PREPA Costa Sur 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. Este registro requerido se mantendrá en la instalación mientras la fuente esté en operación.
15. PREPA Costa Sur deberá anotar diariamente en un registro el escenario bajo el cual está operando (cambio de un escenario de operación a otro escenario autorizado de este permiso). Este registro se mantendrá en la instalación en todo momento.
16. Toda fuente existente que sea dueña u opere una caldera industrial, comercial o institucional, o un calentador de proceso (*industrial, commercial and institutional boilers and process heaters*) que esté localizada o sea parte de una fuente mayor de contaminantes atmosféricos peligrosos (*HAP*, en inglés) estará sujeto a los Estándares Nacionales de Emisión para Contaminantes Atmosféricos Peligrosos contenidos en la Subparte DDDDD, parte 63 del 40 CRF. PREPA Costa Sur deberá cumplir con los requisitos aplicables de esta subparte antes de la fecha límite de cumplimiento aplicable por la reglamentación, a menos que se determine que no ésta sujeta a esta reglamentación o que haya obtenido una extensión de cumplimiento con los estándares de emisión consistente con el 40 CRF §63.6(i), en cuyo caso deberá cumplir para la fecha especificada en la extensión de cumplimiento concedida. A menos que se determine que esta reglamentación no le es aplicable, PREPA Costa Sur deberá cumplir con las

disposiciones de notificación del 40 CRF §63.7545 y la subparte A, parte 63 del 40 CRF.

- E. Sistemas de Monitoreo Continuo de Opacidad (COMS, en inglés), Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS, en inglés) y Sistemas de Monitoreo Continuo (CMS, en inglés)
1. Previo a la fecha de comienzo de operaciones bajo un nuevo escenario y subsiguientemente, PREPA Costa Sur calibrará, mantendrá y operará los siguientes sistemas de monitoreo continuo instalados en cada una de las chimeneas de las dos calderas:
 - a. Un sistema continuo de monitoreo de opacidad para medir y registrar los niveles de opacidad en las chimeneas. El sistema cumplirá con todas las especificaciones de monitoreo de rendimiento de APA, incluyendo pero sin limitarse a la Parte 60.13 del 40 CRF y las Especificaciones de Rendimiento 1, Apéndice B, de la Parte 60 del 40 CRF.
 - b. Un sistema continuo de monitoreo de emisiones para medir y registrar las concentraciones de gas NO_x (medidas como NO₂). El sistema cumplirá con todas las especificaciones de monitoreo de rendimiento de APA, incluyendo pero sin limitarse a la Parte 60.13 del 40 CRF y las Especificaciones de Rendimiento 2, Apéndice B, Parte 60 del 40 CRF y el Apéndice F.
 - c. Un CEM para medir y registrar las concentraciones de oxígeno en las chimeneas. El sistema cumplirá con todas las especificaciones de rendimiento de monitoreo aplicables de APA, incluyendo pero sin limitarse a la Parte 60.13 del 40 CRF y las Especificaciones de Rendimiento 3, Apéndice B, Parte 60 del 40 CRF y el Apéndice F.
 - d. Un CEM para medir y registrar las concentraciones de monóxido de carbono en las chimeneas. El sistema cumplirá con todas las especificaciones de rendimiento de monitoreo aplicables de APA, incluyendo pero sin limitarse a la Parte 60.13 del 40 CRF y las Especificaciones de Rendimiento 4, Apéndice B, Parte 60 del 40 CRF y el Apéndice F.
 - e. Los sistemas de monitoreo continuo para medir y registrar la temperatura de operación de cada caldera, las temperaturas de gas en las chimeneas, los flujos de combustible y la razón de vapor a combustible. A solicitud de la APA o la

- Junta, PREPA Costa Sur llevará a cabo una evaluación de rendimiento de los monitores.
2. PREPA Costa Sur deberá llevar a cabo evaluaciones de rendimiento de los COMS, CEMS y sistemas de monitoreo continuo durante las pruebas de rendimiento iniciales.
 3. Los sistemas de monitoreo deben cumplir con todos los requisitos de las pruebas de especificaciones de rendimiento para que los monitores puedan ser certificados.
 4. Todos los equipos, instalaciones y sistemas, incluyendo las unidades de combustión y de generación eléctrica, instaladas o usadas para lograr cumplimiento con los términos y condiciones de este permiso deberán ser mantenidos en buenas condiciones operacionales en todo momento y ser operados lo más eficientemente posible para minimizar las emisiones de contaminantes al aire. Los sistemas de monitoreo continuo de emisiones requeridos por este permiso deberán estar conectados (*in-line*) y en operación el 95% del tiempo cuando las dos calderas estén operando. PREPA Costa Sur deberá demostrar cumplimiento inicial y continuo con los límites de operación, de emisiones y otros límites de acuerdo con, pero sin limitarse a las pruebas de funcionamiento de este permiso.

Sección IV – Aprobación del Permiso

La Junta de Calidad Ambiental autoriza a la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, *South Coast Power Plant*, a construir las fuentes de emisión de contaminantes atmosféricos incluidas en este permiso. Esta autorización vencerá el 21 de septiembre de 2013. Podrá ser revocada (cancelada) antes de la fecha de vencimiento si se violan las condiciones del permiso o las disposiciones del reglamento. La información y condiciones sometidas en su solicitud forman parte de esta autorización.

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

Otorgado en San Juan, Puerto Rico el 21 de septiembre de 2010.

Junta de Calidad Ambiental

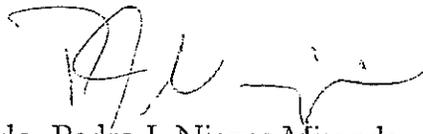
Cordialmente,



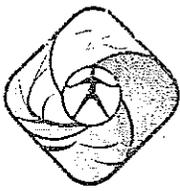
Sr. Reynaldo Matos Jiménez
Miembro Asociado



Lcdo. Edwin Irizarry Lugo
Vicepresidente



Lcdo. Pedro J. Nieves Miranda
Presidente



GOBIERNO DE PUERTO RICO
OFICINA DEL GOBERNADOR
JUNTA DE CALIDAD AMBIENTAL



Área de Calidad de Aire

21 de diciembre de 2010

ING FRANCISCO E LÓPEZ
DIVISION HEAD, ENVIRONMENTAL
PROTECTION AND QUALITY ASSURANCE
AUTORIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE P R
APARTADO 364267
SAN JUAN P R 00936-4267

Estimado señor López:

Re: AUTORIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE PUERTO RICO
PREPA COSTA SUR
PFE-31-0810-0455-II-C
GUAYANILLA, PUERTO RICO

La Junta de Calidad Ambiental le incluye la **Modificación** al permiso arriba mencionado.

La modificación se autoriza con el propósito de modificar, eliminar y cambiar la sintaxis de ciertas condiciones del permiso en referencia. Se modificará lo siguiente:

- a. la Sección II-Fuentes de Emisión Incluidas en el Permiso,

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

Unidad de emisión	Descripción
Dos Calderas (SC #5 y SC #6)	La capacidad de cada caldera es 3,950.7 MMBtu/hr. Cada caldera produce 410 MW (820 MW en total). Cada caldera tiene dos chimeneas. Estas dos calderas consumirán gas natural y combustible #6 (<i>Bunker C</i>) en diferentes escenarios. El HHV de gas natural es 1,020 Btu/SCF y 0.150 MMBtu/galón de combustible #6. El contenido de azufre máximo en el combustible #6 (<i>Bunker C</i>) será 1.5% por peso. El contenido de azufre máximo del gas natural será de 0.0014 lb de azufre/MMBtu del valor calorífico de gas natural.

- b. las condiciones 2 y 16 de la Parte A (Condiciones generales) de la Sección III (Condiciones de Permiso),
2. “De acuerdo con lo dispuesto en la Regla 103 del Reglamento para el Control de la Contaminación Atmosférica (RCCA o Reglamento), Puerto Rico *Electric Energy and Power Authority*¹ (PREPA) Costa Sur deberá permitir la entrada de los representantes de la Junta de Calidad Ambiental (JCA o Junta) y de la Agencia de Protección Ambiental (APA) a sus instalaciones, luego de éstos haberse identificado mediante la presentación de credenciales, para que realicen las siguientes actividades:
 - a. Entrar o pasar a cualquier predio en donde éste localizada una fuente de emisión, o donde se conduzcan actividades relacionadas con emisiones atmosféricas, o donde se conserven expedientes según las condiciones del permiso, de acuerdo con el RCCA, o bajo la Ley Federal de Aire Limpio;
 - b. Tener acceso y copia, en horas razonables, a cualquier expediente que deba conservarse según las condiciones del permiso, de acuerdo con el RCCA, o bajo la Ley Federal de Aire Limpio;
 - c. Inspeccionar y examinar cualquier instalación, equipo (incluyendo equipo de muestreo y equipo de control de contaminación atmosférica), prácticas u operaciones (incluyendo métodos utilizados para el control de certeza de calidad) reguladas o requeridas bajo el permiso, así como realizar muestreos de emisiones y combustible;
 - d. Según lo autoriza la Ley y el Reglamento, muestrear en horarios razonables las sustancias o los parámetros para fines de asegurar el cumplimiento con el permiso y demás requisitos aplicables.”
16. “Una violación a cualquier condición de este permiso, cualquier relajación de una condición de este permiso o la operación fuera de los parámetros establecidos en este permiso que conlleve una determinación distinta de las emisiones establecidas en la solicitud de permiso de esta autorización podría obligar a que la fuente esté sujeta a la Regla 201 del RCCA y/o a la Prevención de Deterioro Significativo (PSD, en inglés). De esto ocurrir, el cambio en las emisiones será computado basado en las condiciones operacionales previas a la expedición de esta modificación.”

¹ La Autoridad es la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico.

- c. las condiciones 1 y 2 de la Parte B (Escenarios de Operación) de la Sección III (Condiciones de Permiso),
1. “Las dos calderas (SC #5 y SC #6) podrán consumir gas natural y combustible #6 (*Bunker C*) según los límites establecidos en los escenarios de operación descritos en la tabla incluida en el inciso 2.”
 2. “Los escenarios de operación que están autorizados en este permiso para las dos calderas son:”

Escenarios para las calderas #5 y #6			
Número de Escenario	Blend No. Residual Fuel Oil/Natural Gas	No. 6 Residual Fuel Oil Rate (gals/año)	Natural Gas Rate (MM SCF/año)
1	100% gas natural	0	48,180 MM scf/año
2	25% gas natural y 75% combustible #6	224,952,858 gals/año	11,027 MM scf/año
3	50% gas natural y 50% combustible #6	149,968,572 gals/año	22,054 MM scf/año
4	75% gas natural y 25% combustible #6	74,984,286 gals/año	33,081 MM scf/año
5	100% combustible #6 (<i>Bunker C</i>)	299,937,144 gals/año	0

- d. en la tabla de la Parte C (Condiciones específicas para las calderas identificadas como SC#5 y SC#6) de la Sección III, la línea del Límite de contenido de azufre, en las columnas de: valor y unidades para gas natural:

Condición	Parámetro	Valor	Unidades	Método de prueba	Frecuencia del método	Requisitos de registro de información	Frecuencia de informes
Límite de contenido de azufre	Combustible #6 (<i>Bunker C</i>)	1.5	Por ciento por peso	Análisis del combustible	Con cada recibo	Resultado del análisis	Mensualmente
	Gas natural	0.0014	Libras S/MMBtu				

- e. la condición 3(e) del Límite de Contenido de Azufre de la Parte C (Condiciones específicas para las calderas identificadas como SC#5 y SC#6) de la Sección III,

3. “Límite de Contenido de Azufre

e. El tenedor del permiso deberá someter a la JCA un informe mensual referente a las dos calderas donde se indique el porcentaje del contenido de azufre por peso en el combustible quemado diariamente, el consumo mensual y el promedio mensual de azufre por peso en el 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 de Evaluación y Planificación Estratégica de la Junta y mantenerse disponible en todo momento en la instalación para revisión por parte de la JCA y la APA. [Regla 410 del RCCA] [La Resolución Q-A1-SL-76-00-01 Sobre: Orden de Hacer Sustitutiva (Orden Requiriendo Informe Mensual Bajo la Sección 6.1)]”

f. la condición (a) del punto 4 (Límites de razón máxima de calor de entrada para las calderas) de la Parte C de la Sección III del permiso,

4. Límites de razón máxima de calor de entrada para las calderas

a. “Cada caldera estará limitada a una razón máxima de calor de entrada de 1,020 Btu/scf de gas natural y 0.150 MMBtu/gal de combustible #6.”

g. en la tabla de la Parte C de la Sección III del permiso, la línea sobre la razón máxima de calor de entrada se debe cambiar la columna de: valor y unidades,

Condición	Parámetro	Valor	Unidades	Método de prueba	Frecuencia del método	Requisitos de registro de información	Frecuencia de informes
Razón de Entrada de Calor	Gas natural	1,020	Btu/scf	Registro de razón de entrada de calor	Diariamente	Registro	Cada seis meses
	Combustible #6 (Bunker C)	0.150	MMBtu/gal				

h. el título de la Parte D y Parte E de la Sección III y

D. Condiciones específicas para las calderas SC5 y SC6 Adicionales

E. Sistemas de Monitoreo Continuo de Opacidad (COMS, en inglés) y Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS, en inglés)

i. la condición 2 de la Parte D (Condiciones específicas para las calderas (SC5 y SC6) Adicionales), en vez de 60 días van hacer 30 días. La condición 2 leerá:

2. “Al menos 30 días antes de realizar las pruebas, PREPA Costa Sur deberá someter a la Junta un Protocolo de Muestreo (*Quality Assurance Project Plan*) detallando los métodos y procedimientos que serán utilizados durante las pruebas de funcionamiento. Un Protocolo de Muestreo que no tenga la aprobación de la Junta podría ser base para invalidar cualquier prueba y requerir realizar la prueba nuevamente.”

j. las condiciones 10 y 11 de la Parte D (Condiciones específicas para las calderas (SC5 y SC6) Adicionales)

10. “PREPA Costa Sur operará las dos calderas identificadas como SC5 y SC6 de manera tal que no se exceda la razón de emisión máxima anual proyectada para gas natural y combustible #6 como sigue:”

Número de Escenario	Escenarios de Operación para las calderas SC5 y SC6				
	1	2	3	4	5
	100% Gas natural	25% Gas natural/75% Comb. #6	50% Gas natural/50% Comb. #6	75% Gas natural/25% Comb. #6	100% Comb. #6
Contaminantes	Razón de Emisión (tons /año)	Razón de Emisión (tons /año)	Razón de Emisión (tons /año)	Razón de Emisión (tons/año)	Razón de Emisión (tons/año)
PM ₁₀	172	540	540	540	443
PM	172	1,147	1,147	1,147	941
PM _{2.5}	172	540	540	540	443
SO ₂	69	8,571	5,714	2,857	9,370
NO _x	7,372	7,873	7,873	7,873	6,456
COV	123	112	112	112	92
CO	860	787	787	787	609
Pb	0	0	0	0	0.05

Número de Escenario	Escenarios de Operación para las calderas SC5 y SC6				
	1	2	3	4	5
	100% Gas natural	25% Gas natural/75% Comb. #6	50% Gas natural/50% Comb. #6	75% Gas natural/25% Comb. #6	100% Comb. #6
Contaminantes	Razón de Emisión (tons /año)	Razón de Emisión (tons /año)	Razón de Emisión (tons /año)	Razón de Emisión (tons/año)	Razón de Emisión (tons/año)
H ₂ SO ₄	11	381	254	127	417
CAP ² Totales	45.48*	-----	-----	-----	23.15**

*En el escenario #1, el hexano (*hexane*) es el CAP que más se emite. (43.3 tons/año)

**En el escenario #5, el níquel (*nickel*) es el CAP que más se emite. (12.67 tons/año)

11. “PREPA Costa Sur no deberá exceder los límites de emisiones arriba mencionados para cualquier período de doce (12) meses consecutivos para ambas calderas (SC5 y SC6). Las emisiones de cualquier período de 12 meses consecutivos se calcularán mediante la suma del límite de las emisiones mensuales de cada unidad al total de emisiones de las unidades durante los 11 meses anteriores.
 - a. PREPA Costa Sur deberá calcular las emisiones de los contaminantes criterios y atmosféricos peligrosos de cada caldera (SC5 y SC6) mensualmente en una base rotativa de 12 meses a modo de demostrar cumplimiento con los límites de emisiones permitidos según esta autorización.
 - b. PREPA Costa Sur deberá utilizar los factores de emisión que fueron presentados en la solicitud de permiso y cualquier cambio a la metodología o a los factores deberá solicitar por escrito a la JCA para su aprobación. Los factores de emisión son los siguientes:

Contaminantes	Factor de Emisión para Gas Natural (lb/MMBtu) en el escenario de 75% GN y 25% Comb. #6	Factor de Emisión para Gas Natural (lb/MMBtu) en el escenario de 50% GN y 50% Comb. #6	Factor de Emisión para Gas Natural (lb/MMBtu) en el escenario de 25% GN y 75% Comb. #6	Factor de Emisión para Gas Natural (lb/MMBtu) en el escenario de 100% gas natural	Factor de Emisión para Gas Natural (lb/MMBtu) en el escenario de 100% combustible #6
NO _x	0.35	0.35	0.35	0.30	0.35
CO	0.035	0.035	0.035	0.035	0.033
VOC	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005

² CAP significa contaminantes atmosférico peligroso.

Contaminantes	Factor de Emisión para Gas Natural (lb/MMBtu) en el escenario de 75% GN y 25% Comb. #6	Factor de Emisión para Gas Natural (lb/MMBtu) en el escenario de 50% GN y 50% Comb. #6	Factor de Emisión para Gas Natural (lb/MMBtu) en el escenario de 25% GN y 75% Comb. #6	Factor de Emisión para Gas Natural (lb/MMBtu) en el escenario de 100% gas natural	Factor de Emisión para Gas Natural (lb/MMBtu) en el escenario de 100% combustible #6
PM	0.051	0.051	0.005	0.007	0.0510
PM ₁₀	0.024	0.024	0.024	0.007	0.024
PM _{2.5}	0.024	0.024	0.024	0.007	0.024
SO ₂	0.127	0.254	0.381	0.0028	0.508
H ₂ SO ₄	0.0056	0.0113	0.0169	0.00043	0.0226
Pb	2.5E-06	5.0E-06	7.6E-06	0	2.5E-06

Contaminantes Atmosféricos Peligrosos	Factor de Emisión para el escenario de 100% gas natural (lbs.10 ⁶ scf) (AP-42)	Factor de Emisión para el escenario de 100% de combustible #6 (lbs/10 ³ gals) (AP-42)
<i>Hexane</i>	1.80E+00	-----
<i>Nickel</i>	2.10E-03	8.45E-02
<i>1,4-Dichlorobenzene</i>	1.20E-03	-----
<i>Benzene</i>	2.10E-03	2.14E-04
<i>Formaldehyde</i>	7.50E-02	3.30E-02
<i>Naphthalene/PAHs</i>	6.10E-04	1.13E-03
<i>1,1,1-Trichloroethane</i>	-----	2.36E-04
<i>Ethylbenzene</i>	-----	6.36E-05
<i>Cadmium</i>	1.10E-03	3.98E-04
<i>Chromium</i>	1.40E-03	8.45E-04
<i>Chromium VI</i>	-----	2.48E-04
<i>Manganese</i>	3.80E-04	3.00E-03
<i>Mercury</i>	2.60E-04	1.13E-04
<i>Toluene</i>	3.40E-03	6.20E-03
<i>Xylene</i>	-----	1.09E-04
<i>Antimony</i>	-----	5.25E-03
<i>Arsenic</i>	2.00E-04	1.32E-03
<i>Cobalt</i>	8.40E-05	6.02E-03
<i>Lead</i>	-----	1.51E-03
<i>Phosphorous</i>	-----	9.46E-03
<i>Selenium</i>	2.40E-05	6.83E-04

- c. PREPA Costa Sur deberá mantener los registros y los cálculos para evidenciar cumplimiento y deberán estar accesibles en todo

momento para inspección por parte de personal de la JCA o la APA, según cualquiera de éstos lo soliciten.”

Se eliminará del permiso en referencia:

- a. el factor de capacidad de la tabla de la condición 2 de la Parte B (Escenarios de Operación) de la Sección III,
- b. en la tabla de la Parte C (Condiciones específicas para las calderas identificadas como SC#5 y SC#6) de la Sección III, la línea completa del límite de carga,
- c. el punto 4 de la Parte C (Condiciones específicas para las calderas identificadas como SC#5 y SC#6) de la Sección III, la frase: y de carga,
- d. las condiciones 4(b), 4(c) y la tabla del punto 4 (Límites de razón máxima de calor de entrada para las calderas) de la Parte C de la Sección III,
- e. las condiciones 3, 8 y 16 de la Parte D (Condiciones específicas para las calderas (SC5 y SC6) Adicionales) y
- f. las condiciones 1(b), 1(c), 1(d) y 2 de la Parte E (Sistemas de Monitoreo Continuo de Opacidad (COMS, en inglés) y Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS, en inglés).
- g. la condición 1 de la Parte D (Condiciones específicas para las calderas (SC5 y SC6) Adicionales) de la Sección III, se va a eliminar donde dice: fluoruro (*fluoride*). La condición 1 leerá:
1. “Dentro de 60 días luego de alcanzar la razón máxima de producción de las dos calderas, pero no más tarde de 180 días luego del encendido inicial bajo un nuevo escenario y en cualquier otro momento requerido por la Junta, PREPA Costa Sur conducirá pruebas de funcionamiento para dióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x), materia particulada (PM), materia particulada con tamaño aerodinámico de 10 micrones o 2.5 micrones (PM₁₀ y PM_{2.5}), monóxido de carbono (CO), compuestos orgánicos volátiles (COV), plomo (Pb), opacidad y *ácido sulfúrico* (H₂SO₄). Todas las pruebas de funcionamiento deberán conducirse a la capacidad máxima de operación de cada unidad que se está probando y/o otras cargas especificadas por la Junta.”

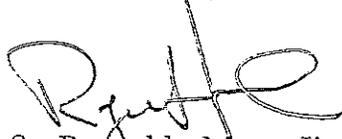
Se debe cambiar la sintaxis de la condición 3(b) de la Parte C (Condiciones específicas para las calderas identificadas como SC#5 y SC#6) de la Sección III del permiso en referencia. La condición 3(b) leerá:

- b. “El gas natural quemado en la dos calderas no podrá contener más de 1 *grain* de azufre por 100 *scf* de gas natural, lo que es equivalente a 0.0014 lbs S/MMBtu del valor calorífico de gas natural.”

Tendrá la oportunidad de radicar comentarios en 20 días a partir de la fecha de recibo de esta comunicación. De no recibir contestación, entenderemos que acepta todos los términos y condiciones del permiso.

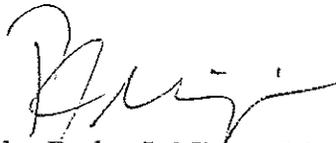
Deseamos informarle que las demás fuentes, condiciones y términos bajos los cuales se otorgó la autorización permanecen vigentes.

Cordialmente,



Sr. Reynaldo Matos Jimenez
Miembro Asociado

Lcdo. Edwin Irizarry Lugo
Vice Presidente



Lcdo. Pedro J. Nieves Miranda
Presidente



UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY
REGION 2
290 BROADWAY
NEW YORK, NY 10007-1866

RECIBIDO
CORREO
OFICINA DEL GENERAL
AREA SALUDAS DE AIRE

JUN 23 2011

Mr. Luis R. Sierra Torres, Director
Division of Air Quality
Puerto Rico Environmental
Quality Board
P.O. Box 11488
San Juan, Puerto Rico 00910-1488

Re: PREPA's South Coast Revised Construction Permit for Boilers No. 5 and 6
Conversion of South Coast Boilers No. 5 and 6 to Natural Gas
Prevention of Significant Deterioration of Air Quality (PSD) Non-Applicability Review

Dear Mr. Sierra Torres:

The Region 2 Office of the U.S. Environmental Protection Agency (EPA) has completed its review of the PSD non-applicability analysis that was performed by the Puerto Rico Electric Power Authority (PREPA) for its South Coast Boilers No. 5 and 6 Modification Project that would allow the burning of natural gas (in addition to No. 6 fuel oil). PREPA submitted to EQB an initial PSD non-applicability analysis on July 21, 2010. At the request of EQB, on August 19, 2010, PREPA made some changes to the calculations in the original analysis. According to PREPA, these changes did not affect the conclusion of its PSD non-applicability analysis.

On December 21, 2010, EQB issued a revised construction permit for Boilers No. 5 and 6 to allow construction on the proposed modification. Based upon EPA's review of the analysis submitted by PREPA, it appears that the proposed modifications will not trigger PSD review. However, certain changes need to be made to the revised construction permit issued to PREPA South Coast on December 21, 2010 to improve its enforceability. The changes are discussed below:

Background

In 2010, PREPA proposed to modify Boilers No. 5 and 6 (each rated at 410 MW with a heat input of 3,950.7 MMBTU/hr each) at the PREPA South Coast facility so that they can burn natural gas in addition to keeping their existing capability of burning No. 6 fuel oil. The Boiler No. 5 firing system is composed of 24 burners distributed in 6 elevations. The Boiler No. 6 firing system is composed of 16 burners distributed in 4 elevations. When burning fuel oil, these units had up to a 65% annual capacity factor in the past. After the proposed modifications, the boilers will be able to burn 100% natural gas, 75%/25% natural gas/fuel oil, 50%/50% natural

gas/fuel oil, 25%/75% natural gas/fuel oil, and 100% fuel oil depending on the availability of natural gas. At 100% natural gas, PREPA envisions operating Boilers No. 5 and 6 at a 71% annual capacity factor. With any other natural gas/fuel oil combination, the annual capacity factor will be 65%. At the request of EQB, PREPA submitted a revised PSD non-applicability analysis containing a new "baseline period" of May 2007 to April 2009. Potential emissions are as follows:

Pollutant	Baseline Actual Emissions (tons/year)	Emission Factor (lb/MMBTU)	Potential Emissions* (tons/year)	Analysis Based on Worst-Case Operating Mode Listed Below for the Pollutant	Change in Emissions (tons/year) Actual-to-Potential Test
NOx	10,499	0.35	7,873	Any combination of gas and oil	-2,626
CO	763	0.035	860	100% natural gas	+97
VOC	111	0.0050	123	100% natural gas	+12
PM	1,157	0.051	1,147	Any combination of gas and oil	-10
PM ₁₀	1,051	0.024	540	Any combination of gas and oil	-511
PM _{2.5}	831	0.024	540	Any combination of gas and oil	-291
SO ₂	11,793	0.508	9,370	100% fuel oil	-365
H ₂ SO ₄	506	0.0226	417	100% fuel oil	+2
Pb	0.230	2.5 x 10 ⁻⁶	0.05	100% fuel oil	-0.18

*Based on PREPA's December 21, 2010 EQB permit.

On December 21, 2010 EQB issued a revised construction permit to PREPA South Coast containing the revised permit restrictions. Given the revised permit restrictions, it appears that the units would not be subject to PSD.

Discussion

Below are our comments on the PSD non-applicability analysis prepared by PREPA and the revised construction permit for Boilers No. 5 and 6 issued by EQB on December 21, 2011:

- 1) The EQB revised construction permit issued to PREPA's South Coast Boilers No. 5 and 6 include 5 different operating scenarios (100% natural gas, 25%/75% natural gas/fuel oil, 50%/50% natural gas/fuel oil, 75%/25% natural gas/fuel oil, and 100% fuel oil) with their corresponding tons/year emission limits. However, it is highly unlikely that the facility will operate solely on any of those operating scenarios continuously for one year. Rather, the annual operation of these two boilers will be a "composite" of the 5 different operating scenarios. The permit also states that all actual emissions from the different operating scenarios must be added to create a 12-month rolling average for compliance determination (which we will call a "composite" operating scenario.) The permit does not specify which of the 5 operating mode annual limits will apply in this "composite" operating scenario. Reference to a "composite" operating scenario should be made clear in the permit and what the annual limit for each pollutant should be for that case. The emissions table on the previous page of this letter relies on the worst-case operating mode for each pollutant to estimate the potential emissions for the PSD applicability analysis.

- 2) The PSD regulations require sources undergoing a modification that do not trigger the PSD regulations to keep records for at least the next five years for emissions that are projected to increase 50% or more of the PSD significance level (Reasonable Possibility in Recordkeeping). This is to show that actual emissions in the future will not equal or exceed the applicable PSD significance levels. In PREPA's case, the pollutant CO meets the reasonable possibility in recordkeeping requirements. At a minimum, PREPA should be made aware of this requirement or a condition listing the requisite recordkeeping and notification requirements should be included in the permit.

- 3) Because the future potential increase of CO of 97 tons/years (during 100% natural gas operation) is so close to the CO PSD significance level of 100 tons/year, PREPA South Coast should install a CO CEMS for both Boilers No. 5 and No. 6. It is critical that an agreed upon CEMS methodology to determine the actual CO emissions be put in place because of the closeness of this projected emissions to the CO significance level of 100 tons/year.

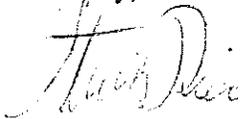
- 4) The permit allows the burning of up to 1.5% S fuel oil. According to the EPA consent decree for PREPA South Coast, the maximum allowable sulfur content in fuel oil is 0.5%. The permit must be revised to reflect this.

Conclusion

EQB should address the permit deficiencies delineated above.

If you have any questions, please contact me at (212) 637-4074 or Frank Jon, of my staff, at (212) 637-4085.

Sincerely,



Steven C. Riva, Chief
Permitting Section
Air Programs Branch

cc: Francisco E. Lopez, Head
Environmental Protection
and Quality Assurance Division
Puerto Rico Electric Power Authority