

**GOVERNMENT OF PUERTO RICO  
PUBLIC SERVICE REGULATORY BOARD  
PUERTO RICO ENERGY BUREAU**

<b>NEPR</b>  <b>Received:</b>  <b>Feb 26, 2026</b>  <b>8:20 PM</b>
--

**IN RE:**

REVIEW OF THE PUERTO RICO  
ELECTRIC POWER AUTHORITY 10  
YEARS INFRASTRUCTURE PLAN-  
DECEMBER 2020

**CASE NO.:** NEPR-MI-2021-0002

**SUBJECT:** Motion to Submit Technical Data  
for Request for Approval to Submit to COR3 and  
FEMA the SOW to Convert San Juan Units 7 &  
9 to Operate with Natural Gas as Primary Fuel

**MOTION TO SUBMIT TECHNICAL DATA FOR REQUEST FOR APPROVAL TO  
SUBMIT TO COR3 AND FEMA THE SOW TO CONVERT SAN JUAN UNITS 7 & 9 TO  
OPERATE WITH NATURAL GAS AS PRIMARY FUEL**

**TO THE HONORABLE PUERTO RICO ENERGY BUREAU:**

COMES NOW GENERA PR LLC (“Genera”), as agent of the Puerto Rico Electric Power Authority (“PREPA”),<sup>1</sup> through its counsel of record, and respectfully states and prays as follows:

1. On February 21, 2024, Genera filed a document titled *Motion Submitting Revision to the Fuel Optimization Plan in Compliance with Resolution and Order Dated January 10, 2024* (“February 21st Motion”), which included a revised Fuel Optimization Plan (“Revised FOP”) as Exhibit A in Case No. NEPR-MI-2023-0004, *In Re: Genera PR LLC Fuel Optimization Plan*. The Revised FOP outlines Fuel Cost Savings initiatives and expected methods for achieving estimated fuel savings.

---

<sup>1</sup> Pursuant to the *Puerto Rico Thermal Generation Facilities Operation and Maintenance Agreement* (“LGA OMA”), dated January 24, 2023, executed by and among PREPA, the Puerto Rico Public-Private Partnerships Authority, and Genera, Genera is the sole operator and administrator of the Legacy Generation Assets (defined in the LGA OMA) and the sole entity authorized to represent PREPA before the Energy Bureau with respect to matters related to Genera’s performance of the O&M Services under the LGA OMA.

2. On January 9, 2026, Genera filed in the instant case a *Motion Requesting Leave to Submit for Approval to COR3 and FEMA the SOW to Convert Palo Seco Units 3 & 4 to Operate with Natural Gas as Primary Fuel* (“Genera’s January 9th Motion”).

3. On January 14, 2026, Genera filed a *Motion Requesting Leave to Submit for Approval to COR3 and FEMA the SOW to Convert San Juan Units 7 & 9 to Operate with Natural Gas as Primary Fuel* (“Genera’s January 14th Motion”).

4. On February 6, 2026, the Energy Bureau issued a *Resolution and Order* (“February 6th Resolution”) in Case No. NEPR-MI-2021-0002 addressing Genera’s January 9 and January 14 motions regarding the proposed natural gas conversions at Palo Seco Units 3 & 4 and San Juan Units 7 & 9. The Energy Bureau acknowledged that, during the February 3, 2026 informal technical meeting, Genera indicated that modifications to its previously submitted proposals would be necessary for the projects to be evaluated under current conditions. In light of those anticipated modifications, the Energy Bureau expressly noted that the scope and basis of the ongoing evaluation may materially change and stated that it would await the filing of the modified proposals, together with the information necessary to support their evaluation. Upon receipt of such filings, the Energy Bureau will proceed with the evaluation of the revised proposals with due diligence and promptness, consistent with its statutory responsibilities.

5. On February 12, 2026, Genera filed a *Motion Updating Request for to Submit to COR3 and FEMA the SOW to Convert San Juan Units 7 & 9 to Operate with Natural Gas as Primary Fuel*, together with a Revised SOW, reflecting the modifications to the previously submitted proposal.

6. Puerto Rico’s energy public policy, as established in several interlocking statutes, establishes a long-term goal of eliminating electric power generation from fossil fuels and reaching

a 100% renewable energy portfolio by the year 2050, while recognizing that the immediate retirement of the entire fossil-fueled generation fleet is not feasible without compromising the reliability, stability, and continuity of the electric power system. Consistent with that framework, and subject to the Energy Bureau's approval, Genera proposes transitional projects designed to achieve significant fuel cost reductions while avoiding material capital expenditures to be borne by ratepayers. These initiatives are intended to sustain fuel cost savings until the Legacy Generation Assets units can be adequately retired or systematically replaced.

7. Furthermore, the PREPA Certified Fiscal Plan approved in February 2025 ("2025 PREPA Fiscal Plan") incorporates generation transformation initiatives intended to address resource adequacy concerns and mitigate generation shortfall risk.<sup>2</sup> As recognized in the 2025 PREPA Fiscal Plan, the transition from oil-based generation to natural gas aligns with Puerto Rico's energy public policy objectives and facilitates future compatibility with hydrogen integration. The 2025 PREPA Fiscal Plan's Consolidated List of Largest Projects for Fiscal Year 2025<sup>3</sup> sets forth major generation and fuel diversification initiatives aimed at enhancing reliability and operational efficiency. Although this specific project was not separately identified at the time of the Fiscal Plan's approval, it supports system reliability by reducing fuel consumption and improving the operational efficiency of an existing generation asset.

8. In alignment with Puerto Rico's energy public policy, Genera has identified the San Juan Units 7 & 9 conversion project as a key initiative capable of reducing fuel costs without requiring capital investment from customers. This submission requests the Energy Bureau's authorization to submit to COR3 and FEMA a federal funding request under FEMA Section 428

---

<sup>2</sup> See *2025 PREPA Fiscal Plan*, available at <https://drive.google.com/file/d/1WksRhtfmoLvaZFb-5pUNkFXGEiT3t6vp/view>.

<sup>3</sup> See *Appendix D of the 2025 PREPA Fiscal Plan*.

and, as applicable, Section 406 Hazard Mitigation Program (“HMP”) for the conversion of the aforementioned San Juan units, enabling these units to operate with dual fuels, with natural gas as the primary fuel and Fuel Oil No. 6 (“FO6”) as the backup fuel.

9. Upon approval by the Energy Bureau, Genera intends to submit to COR3 and FEMA the corresponding funding request under FEMA Section 428 and, as applicable, Section 406 HMP, to undertake the works necessary to convert the San Juan Units 7 & 9 to burn natural gas with the corresponding regasification infrastructure.

10. Lastly, prior to the meeting held on February 3, 2026, the Energy Bureau’s staff requested additional information and clarifying responses, specifically in connection to the submission for Palo Seco Units 3 & 4. See **Exhibit 1** of the instant motion. Given the substantial similarity between the Palo Seco conversion request and the proposed conversion of San Juan Units 7 & 9, Genera hereby submits as **Exhibit 2**, the Technical Data responsive to the Energy Bureau’s request for information to facilitate its evaluation of the San Juan proposal.

**WHEREFORE**, Genera respectfully requests that the Energy Bureau **take notice** of the foregoing and the Technical Data Submission provided herein as **Exhibit 2** and **approve** Genera’s updated request for leave to submit for approval to COR3 and FEMA the SOW to convert San Juan Units 7 & 9 to operate with natural gas as primary fuel.

**RESPECTFULLY SUBMITTED.**

In San Juan, Puerto Rico, this 26<sup>th</sup> day of February of 2026.

*[Signatures page follows.]*

**ECIJA SBGB**

PO Box 363068

San Juan, Puerto Rico 00920

Tel. (787) 300.3200

Fax (787) 300.3208

/s/ Jorge Fernández-Reboredo

Jorge Fernández-Reboredo

[jfr@sbgblaw.com](mailto:jfr@sbgblaw.com)

TSPR 9,669

/s/ Stephen David Romero Valle

Stephen David Romero Valle

[sromero@sbgblaw.com](mailto:sromero@sbgblaw.com)

RUA No. 21,881

/s/ José Javier Díaz Alonso

José Javier Díaz Alonso

[jdiaz@sbgblaw.com](mailto:jdiaz@sbgblaw.com)

TSPR 21,718

## CERTIFICATE OF SERVICE

We hereby certify that a true and accurate copy of this motion was filed with the Office of the Clerk of the Energy Bureau using its Electronic Filing System and that we will send an electronic copy of this motion to [alexis.rivera@prepa.pr.gov](mailto:alexis.rivera@prepa.pr.gov); [mvalle@gmlex.net](mailto:mvalle@gmlex.net); [margarita.mercado@us.dlapiper.com](mailto:margarita.mercado@us.dlapiper.com); [yahaira.delarosa@us.dlapiper.com](mailto:yahaira.delarosa@us.dlapiper.com); [nzayas@gmlex.net](mailto:nzayas@gmlex.net); [rcruzfranqui@gmlex.net](mailto:rcruzfranqui@gmlex.net); [emmanuel.porrogonzalez@us.dlapiper.com](mailto:emmanuel.porrogonzalez@us.dlapiper.com); [jfr@sbgblaw.com](mailto:jfr@sbgblaw.com); [jdiaz@sbgblaw.com](mailto:jdiaz@sbgblaw.com); [regulatory@genera-pr.com](mailto:regulatory@genera-pr.com); and [legal@genera-pr.com](mailto:legal@genera-pr.com).

In San Juan, Puerto Rico, this 26<sup>th</sup> day of February of 2026.

/s/ Jorge Fernández-Reboredo  
Jorge Fernández-Reboredo

/s/ Stephen David Romero Valle  
Stephen David Romero Valle

/s/ José Javier Díaz Alonso  
José Javier Díaz Alonso

**Exhibit 1**

Request for Information

Re: Genera's January 9, 2026 Motion (Case No. NEPR-MI-2021-0002)  
Palo Seco Units 3 and 4 Fuel Swap Request



JUNTA REGLAMENTADORA DE

# SERVICIO PÚBLICO

NEGOCIADO DE ENERGÍA

GOBIERNO DE PUERTO RICO

January 29<sup>th</sup>, 2026

**BY ELECTRONIC MAIL:**

[winnie@genera-pr.com](mailto:winnie@genera-pr.com)

Mr. Winnie Irizarry

CEO Genera PR

**Subject: Request for Preliminary Information and Technical Meeting  
Regarding Proposed Fuel Swaps**

Dear Mr. Irizarry:

The Chairman of the Puerto Rico Energy Bureau of the Public Service Regulatory Board ("Energy Bureau") has referred to our attention your communication dated January 27, 2026, in which you request a technical meeting to discuss certain fuel swap conversion initiatives proposed by Genera for various generating units. In particular, reference is made to the proposals related to Units 3 and 4 of the Palo Seco Power Plant, as presented in Genera's January 9, 2026 motion.

It has been proposed that such meeting could be held on Monday, February 2, or Tuesday, February 3, 2026, and that any additional information that the Energy Bureau may require be provided in advance. To that end, the Energy Bureau has designated the undersigned, together with several of its consultants, to conduct the meeting you have requested, with the objective of ensuring that the discussion is productive and facilitates an expedited evaluation of your request. Accordingly, we are submitting for your consideration a series of questions and requests for information that the Energy Bureau's staff and consultants consider necessary to preliminarily evaluate the matter prior to holding a meeting to discuss your concerns. These questions and requests are included as **Exhibit A** to this communication.



Mr. Winnie Irizarry  
January 29th, 2026  
Page 2

To help ensure that the meeting yields the greatest benefit, our staff and consultants should, to the extent possible, receive responses to these questions at least two (2) days in advance. However, if providing complete responses within that timeframe is not feasible, the meeting may still proceed, and the parties may discuss the information that is available at that time and clarify any outstanding questions as needed. Accordingly, the Energy Bureau proposes holding the meeting in person at the Energy Bureau on **February 3, 2026, at 3:00 p.m.** Please confirm your availability to hold the meeting at the proposed time by replying via email to the undersigned. In addition, responses and the requested information may be provided by sending them directly to the undersigned's email address.

Although the Energy Bureau authorizes members of its staff and consultants to hold informal technical meetings with representatives and/or consultants of Genera for the purpose of clarifying the requirements set forth in this communication, as well as other matters related to the fuel swap request, no determinations or decisions will be made during such meeting. Therefore, it must be clearly understood that Energy Bureau staff and consultants are not authorized to make binding representations or commitments on behalf of the Energy Bureau. The final authority regarding the evaluation and determination of the fuel swap request rests exclusively with the Commissioners.

If you have any questions or require further clarification, please feel free to contact the undersigned.

Cordially,



Omar Rodríguez González  
Director of Energy Cooperatives

FORBES EST ROMÉ

## Request for Information

Re: Genera's January 9, 2026 Motion (Case No.: NEPR-MI-2021-0002)  
Palo Seco Units 3 and 4 Fuel Swap Request

1. Supplement the description of the logistics for the delivery of liquefied natural gas ("LNG") at the Palo Seco Power Plant included in Attachment A (Palo Seco Power Plant Gasification Project ISOW) of Genera's January 9, 2026 motion, filed in Case No. NEPR-MI-2021-0002 (the "January 9 Motion"). This description should include, at a minimum, a detailed explanation of the proposed delivery method (including the use of ISO containers, truck deliveries, or other means), delivery frequency, staging and unloading procedures, and any intermediate handling steps prior to regasification.
2. Identify and describe the proposed location(s) within the Palo Seco Power Plant where the regasification infrastructure proposed in connection with the conversion of Palo Seco Units 3 and 4 would be installed, including the site layout, footprint, proximity to existing generation units, and any modifications to existing facilities or infrastructure that would be required to accommodate such equipment (e.g., the removal of existing tanks).
3. Please explain whether, and to what extent, the proposed regasification infrastructure and associated LNG delivery logistics in connection with the conversion of Palo Seco Units 3 and 4 would affect, limit, displace, or otherwise interfere with the use, availability, or operational flexibility of the existing NFEnergia LLC regasification facility currently located at the Palo Seco Power Plant and used to serve the Palo Seco MobilePac units ("Palo Seco MPs") and the Palo Seco TM2500 turbines. In your response, please identify any physical, operational, or scheduling constraints that may arise from the coexistence of the proposed and existing regasification facilities, including any shared infrastructure, access routes, safety zones, control systems, or permitting limitations.
4. Explain whether the proposed regasification infrastructure for Palo Seco Units 3 and 4 is intended to operate independently from, in coordination with, or as a replacement for the existing regasification facilities, and describe any assumptions underlying such operational arrangements.
5. In connection with the regasification infrastructure proposed for Palo Seco Units 3 and 4, please explain whether such infrastructure is similar to the regasification infrastructure previously proposed for the Palo Seco MPs. In that prior proposal, it was represented that, within a regasification system consisting of five (5) bays and a 90,000-gallon buffer tank, two (2) LNG ISO tanks with a nominal capacity of 10,500 gallons each could be offloaded simultaneously, with the offloading process taking approximately forty (40) minutes, and that the remaining bays or stations would be used to stage ISO containers (e.g., to park, secure, and connect cooldown lines).

Given that the regasification infrastructure proposed for Palo Seco Units 3 and 4 also consists of a total of five (5) bays and a 90,000-gallon buffer tank, and is presumptively operating under similar loading and staging assumptions, please explain whether such infrastructure would be sufficient to support the simultaneous continuous operation of both Palo Seco Units 3 and 4 as baseload units at their current dependable capacity and proposed operating profile. In responding, please identify any operational constraints, limitations, or assumptions relevant to the ability to operate both units concurrently using the proposed regasification infrastructure (e.g., capacity factor, hours of operation per day, days of operation per month, and hours of operation per year).

6. Are there limits (operational or contractual) in the amounts of LNG that can be received in the ports of the island? How does this/ese limit(s) compare to the

current LNG imports and the estimated imports after the fuel swap for Palo Seco Units 3 and 4.

7. Clarify whether Genera assumes that the Palo Seco Units 3 and 4 would operate at the limit of their allowed annual production after swapping to NG? If so, why is this a reasonable assumption? If not, what capacity factor does Genera assume the plants would operate at?
8. Genera represents in the January 9 Motion that the conversion of Units 3 and 4 for use with natural gas will provide a higher degree of reliability to meet peak demand. Given this assertion, please provide any analysis Genera has conducted or has in its possession regarding the impact of the proposed natural gas fuel swap on dispatch.
  - (a) If Palo Seco Units 3 and 4 run at a higher capacity factor than they do which generator(s) would run less, and by how much?
9. In order to realize the proposed fuel swap savings, what are the hours for service for Palo Seco Units 3 and 4, in NG operation?
10. If the facility has both LNG and FO6 on site and is approved and capable of burning either fuel, what is the timeframe and process for switching between fuels used?
11. If, in the future, FO6 were to become less expensive than NG, please explain what work, if any, would be required to revert Palo Seco Units 3 and 4 to FO6 as the primary fuel. In your response, please describe (i) the steps required to designate FO6 as the primary fuel from an operational and permitting standpoint, including any modifications to existing air permits (obtained after conversion to use NG as primary fuel) or other regulatory approvals that would be required; (ii) any construction, equipment modifications, or infrastructure upgrades that would be necessary to support FO6 as the primary fuel, including fuel handling and storage facilities; (iii) the estimated time required to complete such permitting, construction, and implementation activities; and (iv) the estimated costs associated with these activities, including any costs related to expanding or reconfiguring FO6 storage capacity to support primary-fuel operation.
12. Considering the current status of the Commonwealth of Puerto Rico's SIP process for the 2010 1-hour SO<sub>2</sub> NAAQS and the nonattainment offset framework (including the 2:1 SO<sub>2</sub> offset ratio concept), please explain whether, after the applicable air permits are modified to authorize operation of Palo Seco Units 3 and 4 using natural gas as the primary fuel, such permits could later be revised to revert to FO6 as the primary fuel. In your response, please describe the permitting pathway and any SIP-related implications, including whether a reversion to FO6 as the primary fuel would require additional demonstrations, emissions offsets, or compensatory reductions (and if so, how such requirements would be satisfied), as well as the expected timeline and any material construction, operational changes, or costs that would be necessary to implement such reversion.
13. Explain whether both fuels, LNG and FO6, will be stored on site at the Palo Seco Power Plant to allow for swift fuel-switching operation of the Palo Seco Units 3 and 4. In addition, with respect to FO6, which is proposed to be used as a backup fuel, please specify the quantity of FO6 that would be stored at the Palo Seco facilities and explain how such storage levels are intended to support backup fuel operations.
14. Please explain whether, and to what extent, a reduction in FO6 deliveries to Palo Seco Units 3 and 4 would affect (i) the cost, pricing structure, or contractual terms of FO6 or other fuels delivered to other PREPA generation facilities, and (ii) the fuel cost savings expected to result from the use of natural gas ("NG") at

Palo Seco. In your response, please describe any relevant pricing mechanisms, volume commitments, minimum purchase requirements, transportation or logistics considerations, economies of scale, or cost-allocation practices that could be impacted by changes in FO6 demand, and explain how any such impacts could offset, reduce, or otherwise affect the projected fuel cost savings associated with the proposed NG conversions.

15. When Genera, in its Palo Seco Units 3 and 4 fuel swap request, refers to fuel price, does this price include all applicable taxes and any other related costs?
16. Provide copies of all existing permits and/or authorizations, and any amendments thereto, required for the construction and operation of the Palo Seco Units 3 and 4. These should include, but are not limited to, the following permits:
  - (a) Prevention of Significant Deterioration ("PSD") Permit.
  - (b) Title V Operating Permit.
  - (c) Air emission construction permit issued by the Puerto Rico Environmental Quality Board ["EQB"] and/or the Puerto Rico Department of Natural and Environmental Resources ("DNER").
  - (d) Air Emission Operating Permit issued by the EQB and/or the DNER.
  - (e) Any other air quality-related permits and/or authorizations issued by local or federal agencies with jurisdiction over the Cambalache air emission sources proposed for conversion to LNG.
17. To the extent that any of the existing permits and/or authorizations described in item #16 above are subject to a modification and/or amendment request submitted to the relevant agency, please provide a copy of the request for amendment and/or modification thereto, as well as relevant exchange of documents with the relevant agencies.
18. With respect to Palo Seco Units 3 and 4, in addition to any limitations or conditions set forth in the currently effective operating permits for such units, please identify and explain all additional operational restrictions that apply outside of those permits. Such restrictions shall include, without limitation, any limitations arising from consent decrees or settlement agreements with the U.S. Environmental Protection Agency ("EPA"), any requirements or constraints under the Mercury and Air Toxics Standards ("MATS"), or any other operational limitations imposed by federal or Commonwealth agencies, including the EPA, the Puerto Rico Department of Natural and Environmental Resources, and the Puerto Rico Environmental Quality Board. Please provide copies of all documents, orders, permits, agreements, or other materials in which such restrictions are set forth. To the extent that any of the restrictions previously identified are not expressly contained in an applicable permit or in formal documents issued by the relevant agencies, but are nonetheless implemented by PREPA as a self-imposed restriction for purposes of complying with permit limits, provide a detailed explanation describing how such self-imposed restriction or limitation is defined, adopted, and implemented in practice. In addition, please describe the types of procedures, controls, and recordkeeping practices, if any, that are typically used to document and verify compliance with such self-imposed restrictions, including, among other things, internal protocols, monitoring methodologies, and periodic reporting practices, without the need to produce the underlying documents at this time.
19. In connection with the proposed conversion of the Palo Seco Units 3 and 4 to use NG, please provide the following information:

- (a) The maximum volume of LNG expected to be used for the operation of the facility at the proposed capacity factor on a daily, monthly, and annual basis expressed in gallons and standard cubic feet ("scf").
  - (b) The maximum number of 10,500 -gallons LNG ISO tanks required for the operation of the facility at the proposed capacity factor on a daily, monthly, and annual basis.
  - (c) The maximum amount of LNG expected to be stored at the facility at the proposed capacity factor on a daily, monthly, and annual basis.
  - (d) The maximum number 10,500 -gallons ISO tanks expected to be stored at the facility at the proposed capacity factor on a daily, monthly, and annual basis.
  - (e) Describe in detail: (i) the expected ship or land route to be taken by the trucks or ISO tanks for Palo Seco, the expected offloading process of LNG ISO tanks at each location.
20. Provide the capacity factor at which each of the Palo Seco Units 3 and 4 operated during the last five (5) years. For each year, describe relevant operational circumstances of the Electric System that may have required the Palo Seco Units 3 and 4 to operate at a capacity factor different from the expected estimate for the units (*e.g.*, 2020 earthquakes, major generation unit outages, availability of temporary generation from the FEMA Mission, Pandemic etc.).
21. Provide the average heat rate at which each of the Palo Seco Units 3 and 4 operated during the last five (5) years. For each year, describe relevant operational circumstances of the Electric System that may have required the Palo Seco Units 3 and 4 to operate at an average heat rate different from the expected estimate for the units.
22. Provide the hours of operation at which each of the Palo Seco Units 3 and 4 operated on a monthly basis during the last five (5) years. For each year, describe relevant operational circumstances of the Electric System that may have required the Palo Seco Units 3 and 4 to operate at such number of hours.
23. Please provide the following for Palo Seco Units 3 and 4:
- (a) The expected hours of operation for each unit using FO6 and NG at the proposed capacity factor. For the avoidance of doubt, this information should be provided based on the operational assumptions contemplated under the proposed fuel swap, regardless of whether the applicable air permits have been modified or whether any permit modification applications have been submitted or are currently pending.
  - (b) A description of how increasing the capacity factor of the units would reduce the severity and frequency of required maintenance.
  - (c) A description of how increasing the capacity factor of the units would lower operating costs (excluding fuel purchase costs).
  - (d) An estimate of the impact on O&M costs due to operating each unit at the increased capacity factor.
24. Provide copies of all contracts currently in effect for the purchase of FO6 by PREPA, including all amendments, addenda, exhibits, schedules, and any other attachments thereto. In addition, for each such currently effective contract, please provide a copy of the contract that immediately preceded it, including all amendments, addenda, exhibits, schedules, side letters, and any other attachments or ancillary agreements.

25. Please state whether any competitive procurement process is currently being conducted for the purchase of FO6 for the Palo Seco units, as well as for any other units of PREPA that use FO6. If so, please provide copies of the applicable request(s) for proposals, including any related solicitations, addenda, amendments, or supporting documents issued in connection therewith.
26. With respect to the savings calculations and related computations presented in Attachment B (*Estimated Average Monthly Savings*) included as part of the January 9 Motion, provide, (i) the underlying electronic workpapers and files in native format (e.g., Excel), with all formulas, links, and calculation functionality preserved (i.e., not converted to PDF, image, or values-only) and (ii) a detailed, month-by-month explanation of how the fuel price (or cost) used in the Attachment B computations was determined for each fuel listed therein, including FO6 and NG. Such explanation shall identify the specific formulas used, all data inputs and assumptions, and the source(s) of information and supporting documentation underlying the monthly fuel price (or cost) for each month included in Attachment B.
27. In paragraph 12 of the January 9 Motion, Genera represents that the average cost of FO6 for the upcoming six years is forecasted at \$13.62/MMBtu. With respect to this representation, please provide all data, information, assumptions, analyses, and calculations relied upon to support such forecasted FO6 cost, including, without limitation, all underlying workpapers, price inputs, escalation factors, and sources of information.
28. In addition, while paragraph 12 of the January 9 Motion does not expressly state the assumed cost of NG, it represents that the resulting savings would be approximately \$2.55/MMBtu. Please identify the specific Henry Hub price(s) or index value(s) used in making this determination and provide all data, assumptions, calculations, and supporting documentation necessary to fully substantiate the NG pricing and the resulting savings calculation described in paragraph 12 of the January 9 Motion.
29. Provide a detailed implementation schedule for the proposed project, identifying the expected timelines for each major phase, including, at a minimum, engineering and design, procurement, construction and installation, commissioning, and commencement of commercial operation. The implementation schedule shall be presented separately for each of the following scenarios:
  - (a) implementation using regasification infrastructure supported by LNG ISO tanks with a nominal capacity of 10,500 gallons; and
  - (b) implementation using a direct NG supply connection via a gas line capable of delivering NG from existing gas facilities in the San Juan area to the Palo Seco Power Station.

Each schedule shall include the key assumptions used, including expected permitting and environmental approval timelines, and shall be based on reasonable industry practices and available historical experience, including, without limitation, the conversion schedules for Units 5 and 6 at the San Juan Power Station and typical timelines for comparable NG conversion projects. The schedules may be presented as estimated or preliminary timelines; however, a schedule shall be provided for each scenario and responses stating that such schedules cannot be estimated due to the project being in an early planning stage shall not be considered responsive.

30. In the Attachment A submitted as part of the January 9 Motion, Genera represents in several instances that the proposed project entails the “replacement and installation of critical mechanical, electrical, and control

components necessary to restore the dual-fuel operational capability of the Palo Seco Units 3 and 4 Power Plant in Puerto Rico” (e.g., Section III, Project Description, and Section IV(B), Scope of Work). Please confirm whether Palo Seco Units 3 and 4 were originally designed to operate as dual-fuel units (excluding the use of propane or diesel for unit startup and stabilization purposes). If so, please identify the specific fuels for which each unit was originally designed to operate in dual-fuel mode. Further, if such dual-fuel capability existed, please state whether Palo Seco Units 3 and/or 4 were ever operated using a fuel other than FO6, and, if applicable, identify the alternative fuel(s) used and the corresponding periods during which such fuel(s) were utilized.

In the event that the original design of the units was not for dual-fuel operation, please explain in detail whether and how this fact would affect the processing, eligibility, or approval of the FEMA funding being sought for the conversion of the units to dual-fuel operation using NG and FO6.

- (a) For each of Palo Seco Units 3 and 4, based on the expected capacity factor and projected annual operating hours, please confirm whether such units are expected to be operated as baseload units, such that their operation would be continuous, except as otherwise directed by dispatch instructions or due to planned outages or forced outages.
  - (b) Assuming continuous operation of each unit as described above, and further assuming that the units are operated using regasification infrastructure supported by LNG ISO tanks with a nominal capacity of 10,500 gallons, please specify, separately for each unit, the number of LNG truck deliveries required to sustain continuous operation on a daily, monthly and yearly basis. Such response shall clearly state the assumptions used and identify the number of trucks required per day (or other relevant time period) to operate each unit on a continuous basis.
31. In Attachment A of the January 9 Motion Genera states that, other than design and planning activities, no construction work will be performed until FEMA approves the applicable scope of work. However, the cost estimate identifies approximately \$2.8 million in architecture and engineering costs and approximately \$1.5 million in permitting costs. Please confirm that none of the architecture and engineering or permitting costs identified in the cost estimate will be incurred prior to FEMA’s approval of the applicable scope of work. In addition, please confirm that, at the time such costs are incurred, they will be funded exclusively through advances or reimbursements received from FEMA, and not through Genera’s operating budget or any other budget or funds of PREPA.
32. The operating permit related to the Title V permit for Palo Seco Units 3 and 4 that is included in the Energy Bureau’s record, although not necessarily the most current version, reflects an operating profile that allows the units to operate for up to approximately 8,760 hours per year when operating on FO6. Please estimate the incremental Take-or-Pay quantity that would be added under the Gas Sales Agreement signed by NFEnergía LLC, the Puerto Rico Public-Private Partnership Authority, and the Puerto Rico Electric Power Authority on December 4, 2025 (the “Gas Agreement”) as a result of adding each of Palo Seco Units 3 and 4 following their conversion to NG. In your response, please calculate the incremental Take-or-Pay obligation for each unit based on the net dependable capacity and operating profile proposed as part of the applicable air permit modifications associated with the conversions, and provide all assumptions, calculations, and supporting documentation relied upon in determining such incremental quantities.
33. Please confirm whether, under the terms of the Gas Agreement, PREPA has no obligation to purchase NG from NFEnergía LLC for the supply of Palo Seco Units

3 and 4, and whether PREPA retains the right and ability to procure the NG required for the operation of such units from alternative suppliers.

34. Based on the upgrades, improvements, and other work proposed to be performed in connection with the conversion of Palo Seco Units 3 and 4 to NG, including the approximately \$80 million investment associated with such conversions and related improvements, please explain whether and to what extent this investment is expected to extend the remaining useful life of each unit. In your response, please identify the expected incremental extension of useful life attributable to the proposed investment and provide a detailed explanation of the technical, operational, and regulatory rationale supporting such conclusion, including identification of any major components replaced or refurbished, changes in operating conditions or duty cycle, and any other assumptions relied upon in estimating the extended useful life.
35. The January 9 Motion states that the operation of Palo Seco Units 3 and 4 is initially expected to rely on a regasification infrastructure supplied by LNG ISO tanks with a nominal capacity of 10,500 gallons. The Scope of Work submitted with the filing does not include the construction of a permanent NG pipeline or direct gas supply line, nor does it identify any scope, schedule, or costs associated with the installation of such a gas line. Notwithstanding the foregoing, the savings calculations presented in the filing appear to rely on NG pricing assumptions that reflect reduced gas costs associated with delivery via a direct gas supply line under the existing NG supply agreement.

Given that the proposed project does not contemplate the construction of a direct natural gas (NG) supply line or the inclusion of its associated costs, please explain why the savings calculations rely on pricing assumptions that presuppose the availability of a direct NG supply line.

Also considering that Palo Seco Units 3 and 4 are baseload units with dependable capacity exceeding 150 MW and operating profiles that ordinarily entail continuous and uninterrupted operation, resulting in high fuel consumption and, consequently, the use of 10,500-gallon ISO tanks, please explain why the costs established in the NG Agreement associated with the use of ISO tanks were not considered in the savings calculations,

In addition, please explain whether the foregoing pricing assumptions and cost exclusions have the effect of overstating the savings presented for the project, as compared to the savings that would result from pricing assumptions and cost inputs consistent with the project as actually proposed.

36. Please provide calculations supporting the expected savings associated with the operation of Palo Seco Units 3 and 4 on natural gas, using assumptions consistent with the following parameters: (i) the dependable capacity of the units and the operating profile expected to be used for purposes of the required air permits for the units; (ii) natural gas pricing calculated in accordance with the pricing structure established in the NG Agreement, including transportation and delivery costs associated with the number of truck deliveries required at the applicable capacity factor; (iii) a natural gas delivery adder reflecting truck-based deliveries rather than a fixed pipeline connection, given that no such fixed pipeline connection currently exists; (iv) forward-looking natural gas price projections based on the Henry Hub indices published in the Short-Term Energy Outlook (STEO) of the U.S. Energy Information Administration; and (v) an FO6 price benchmark reflecting the current FO6 supply contract and applicable fuel price projections published by the U.S. Energy Information Administration.

In responding, please identify all assumptions, inputs, and methodologies used, and provide the supporting calculations demonstrating the resulting savings estimates under these parameters.



37. In paragraph 3 of the January 9 Motion, Genera represents that the conversion of the units to operate on NG will reduce the fuel consumption of the generation assets. Explain the basis for this representation, including how the proposed conversion is expected to reduce fuel consumption, the methodology used to quantify such reduction, and the calculations and assumptions relied upon to establish the estimated decrease in fuel consumption.
38. Taking into consideration that, under Section 406, mitigation funding may be available for critical facilities, including measures that provide functional redundancy and reduce operational risk, particularly where the availability of multiple fuel sources enhances reliability and resilience, please indicate whether Section 406 mitigation funds have been sought, applied for, or are planned to be sought in connection with the proposed fuel conversion projects at Palo Seco Units 3 and 4. If not, please briefly explain the reasons.

If Section 406 is determined to be applicable, please describe Genera's proposed approach to maximizing the use of Section 406 mitigation funds while avoiding adverse impacts on existing funding allocations under Section 428.

39. Please explain how the proposed conversion of the Palo Seco Units 3 and 4 complies with the Approved IRP<sup>1</sup>, the Puerto Rico Energy Public Policy, and/or how it is consistent with the Proposed Integrated Resource Plan filed in October 2025, which is currently under review by the Energy Bureau.<sup>2</sup>

---

<sup>1</sup> See Final Resolution and Order on the Puerto Rico Electric Power Authority's Integrated Resource Plan, In re. Review of the Puerto Rico Electric Power Authority Integrated Resource Plan, Case No. CEPR-AP-2018-0001, August 24, 2020 ("Approved IRP"). Minor modifications and/or clarifications to the Approved IRP were introduced through a Resolution and Order on Reconsiderations issued by the Energy Bureau on December 2, 2020, in case: *In re. Review of the Puerto Rico Electric Power Authority Integrated Resource Plan*, Case No. CEPR-AP-2018-0001.

<sup>2</sup> See Memorandum of Law in Support of Request of Confidential Treatment of Revised 2025 IRP and Submission of Public Version and Confidential Version of Revised 2025 IRP, Exhibit 1, 2025 Integrated Resource Plan, filed by LUMA on October 29, 2025 in case *In Re: Review of the Puerto Rico Electric Power Authority Integrated Resource Plan*, Case No.: NEPR-AP-2023-0004.

**Exhibit 2**

Technical Data Submission  
(Responses to Requests for Information, Re: )

Docket Number: NEPR-MI-2021-0002

In Re: Review of the Puerto Rico Electric Power Authority's 10 Year Infrastructure Plan

**Re: Supplemental Submission – January 14 and February 12, 2026 Motions**

---

Responses to Request for Information:

1- This question does not apply. Genera confirms that the proposed configuration will rely on the existing regasification infrastructure currently in operation at the supplier's facility. No new regasification equipment is needed.

To supply natural gas for Units 7 and 9, Genera will install a new interconnection pipeline that will tie into the existing pipeline currently serving Units 5 and 6. In other words, Units 7 and 9 will be fueled using the same natural gas stream from Units 5 and 6, leveraging existing infrastructure while minimizing additional construction and system modifications.

2- This question does not apply. Genera confirms that the proposed configuration will rely on the existing regasification infrastructure currently in operation at the supplier's facility. No new regasification equipment is needed.

To supply natural gas for Units 7 and 9, Genera will install a new interconnection pipeline that will tie into the existing pipeline currently serving Units 5 and 6. In other words, Units 7 and 9 will be fueled using the same natural gas stream from Units 5 and 6, leveraging existing infrastructure while minimizing additional construction and system modifications.

3- Genera confirms that the proposed configuration will rely on the existing regasification infrastructure currently in operation at the supplier's facility. No new regasification equipment is needed.

To supply natural gas for Units 7 and 9, Genera will install a new interconnection pipeline that will tie into the existing pipeline currently serving Units 5 and 6. In other words, Units 7 and 9 will be fueled using the same natural gas stream from Units 5 and 6, leveraging existing infrastructure while minimizing additional construction and system modifications.

4- This question does not apply. Genera confirms that the proposed configuration will rely on the existing regasification infrastructure currently in operation at the supplier's facility. No new regasification equipment is needed.

To supply natural gas for Units 7 and 9, Genera will install a new interconnection pipeline that will tie into the existing pipeline currently serving Units 5 and 6. In other words, Units 7 and 9 will be fueled using the same natural gas stream from Units 5 and 6, leveraging existing infrastructure while minimizing additional construction and system modifications.

5- This question does not apply. Genera confirms that the proposed configuration will rely on the existing regasification infrastructure currently in operation at the supplier's facility. No new regasification equipment is needed.

To supply natural gas for Units 7 and 9, Genera will install a new interconnection pipeline that will tie into the existing pipeline currently serving Units 5 and 6. In other words, Units 7 and 9 will be fueled using the same natural gas stream from Units 5 and 6, leveraging existing infrastructure while minimizing additional construction and system modifications.

6- The existing and approved Natural Gas Supply Agreement with NFEnergia, LLC provides for up to 75 TBtu per year, with a take-or-pay obligation of 40-50 TBtu. The total estimated consumption, inclusive of San Juan Units 7 & 9, will be approximately **66.7 TBtu** annually, distributed as follows:

- a. **27.2 TBtu** for San Juan 5 & 6
- b. **17.1 TBtu** for San Juan TM2500
- c. **6.1 TBtu** for Palo Seco TM2500
- d. **10.2 TBtu** for Palo Seco Expansion
- e. **6.1 TBtu** for San Juan 7 & 9

No operational or contractual limitations are anticipated.

7- San Juan Units 7 and 9 are currently operating and are permitted to operate as baseload units. The proposed fuel swap will not reduce operational limits, result in de-rating, or otherwise limit capacity factors. Each unit is expected to continue operating at approximately 80 MW, consistent with current operations.

8- Genera believes this fuel swap will enhance reliability in meeting peak demand because the FO6 currently used contains higher concentrations of metals and contaminants that accelerate component degradation when compared to natural gas. Additionally, according to the existing PREPA Consent Decree, the units must be removed from service every 18 months for environmental maintenance. Operation on natural gas is expected to extend this interval to approximately 36 months, thereby increasing availability and operational continuity.

9- Estimated savings were calculated based on historical consumption and a comparative analysis of FO6 and natural gas fuel costs. Additional savings are reasonably anticipated due to reduced maintenance requirements associated with cleaner natural gas combustion.

10- Fuel switching can be performed while the units are operating, consistent with the procedure currently implemented at Costa Sur Units 5 & 6. To minimize operational risk, switching is typically performed during off-peak nighttime hours.

11- Please refer to sections 14, 15, 16, and 17 of Genera's Motion submitted on February 12, 2026.

12- Please refer to sections 14, 15, 16, and 17 of Genera's Motion submitted on February 12, 2026.

13- As notified in our Motion submitted on February 12, 2026, no new or additional regasification infrastructure or buffer tanks will be installed at San Juan. Regarding FO6 storage, existing storage tanks provide sufficient capacity for several days of operation assuming 100% FO6 utilization. Genera maintains FO6 tank levels at approximately 90% capacity, except when temporary reductions are required to conduct environmental maintenance. Genera has been unable to perform certain required environmental inspections and maintenance activities on FO6 tanks because such work requires the tanks to be emptied for extended periods of time, which would risk operational continuity. The ability to operate San Juan Units 7 & 9 on natural gas will allow Genera to perform these inspections without jeopardizing system reliability.

14- The FO6 contract does not have a minimum purchase amount or take-or-pay clause. A copy of the FO6 contract was provided to PREB's team during our meeting held on February 3, 2026.

15- Fuel price presented includes all applicable taxes and related costs.

16-

- (a) The Prevention of Significant Deterioration (“PSD”) permit application associated with the proposed fuel swap has not yet been submitted.
- (b) The existing Title V Operating Permit is attached.<sup>1</sup>
- (c) The air emissions construction permit associated with the proposed fuel swap has not yet been submitted.
- (d) The existing air emissions operating authorization is incorporated into the attached Title V Operating Permit.
- (e) At this time, Genera is not aware of any additional air quality-related permits or authorizations required for the proposed fuel conversion beyond those identified above.

17- Genera is currently preparing the permitting and amendment package related to the permits and/or authorizations identified in Item #16. No request for modification or amendment has been submitted to the U.S. Environmental Protection Agency (“EPA”) or any other relevant regulatory authority to date. Accordingly, no amendment request or related correspondence is currently available. Upon submission, Genera will provide copies of such amendment and/or modification requests, as applicable.

18- All current restrictions and limitations applicable to San Juan Units 7 and 9 are set forth in the applicable Operating Permit and the 1999 Consent Decree.

19- Estimated consumption information:

- a. Industry and contractual standard measuring units for natural gas are expressed in TBtu. The estimated consumption for San Juan Units 7 & 9 will be 6.1 TBtu per year.

---

<sup>1</sup> Please refer to Attachment A.

- b. As stated in Genera’s February 12, 2026 Motion, no new or additional regasification infrastructure or buffer tanks will be installed at San Juan.
- c. As stated in Genera’s February 12, 2026 Motion, no new or additional regasification infrastructure or buffer tanks will be installed at San Juan.
- d. As stated in Genera’s February 12, 2026 Motion, no new or additional regasification infrastructure or buffer tanks will be installed at San Juan.
- e. As stated in Genera’s February 12, 2026 Motion, no new or additional regasification infrastructure or buffer tanks will be installed at San Juan.

20- Service Hours, Capacity Factor, and Gross Heat Rate for the last years:

Unit	FY 2023-24			FY 2024-25			FY 2025-26 (Until January 2026)		
	Service Hours (SH)	Capacity Factor (CF)	Gross Heat Rate (Btu/kWh)	Service Hours (SH)	Capacity Factor (CF)	Gross Heat Rate (Btu/kWh)	Service Hours (SH)	Capacity Factor (CF)	Gross Heat Rate (Btu/kWh)
San Juan 7	2,684	19.3%	11,357	1,864	16.0%	11,183	0	0.0%	0
San Juan 9	7,794	64.2%	11,024	6,823	57.3%	10,994	4,417	60.9%	10,899

**\*Data corresponds to the fiscal year starting in June and ending in July.**

21- Please refer to answer #20.

22- Please refer to answer #20.

23- Expected hours of operation:

- a. San Juan Units 7 & 9 are currently operating and have permits to operate as baseload units. The proposed fuel swap will not reduce operational limits, result in de-rating, or otherwise limit capacity factors. Both units are expected to continue operating at approximately 80 MW each, consistent with current operations.

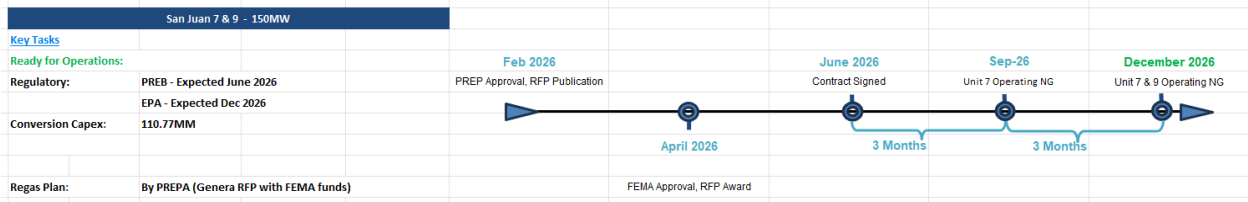


- b. San Juan Units 7 & 9 are currently operating and have permits to operate as baseload units. The proposed fuel swap will not reduce operational limits, result in de-rating, or otherwise limit capacity factors. Both units are expected to continue operating at approximately 80 MW each, consistent with current operations.
  - c. Operating costs are expected to be lower because the FO6 currently used contains higher concentrations of metals and contaminants that accelerate component degradation when compared to natural gas. Additionally, according to the existing PREPA Consent Decree, units must be removed from service every 18 months for environmental maintenance. Operation on natural gas is expected to extend this interval to approximately 36 months, thereby increasing availability and operational continuity.
- 24- A copy of the FO6 contract was provided to PREB's team during our meeting held on February 3, 2026.
- 25- No RFP process is currently being conducted for FO6. A copy of the FO6 contract was provided to PREB's team during our meeting held on February 3, 2026.
- 26- Please refer to **Attachment B**.
- 27- Genera notes that commodity fuel prices are inherently subject to significant market volatility. Factors including market speculation, geopolitical developments, supply-demand imbalances, macroeconomic conditions, and commodity index fluctuations materially impact FO6, Ultra-Low Sulfur Diesel (ULSD), and Liquefied Natural Gas (LNG) pricing. Accordingly, while the historical data presented in Appendix B of the January 14, 2026 Motion provides a reasonable analytical basis for projections, actual future fuel costs may vary materially due to external market conditions beyond Genera's control.

## 28- Henry Hub Prices Used

	Henry Hub \$/MMBtu
Jul-23	2.603
Aug-23	2.492
Sep-23	2.556
Oct-23	2.764
Nov-23	3.164
Dec-23	0
Jan-24	0
Feb-24	0
Mar-24	0
Apr-24	0
May-24	0
Jun-24	0
Jul-24	2.628
Aug-24	1.907
Sep-24	1.930
Oct-24	2.585
Nov-24	2.346
Dec-24	3.431
Jan-25	3.514
Feb-25	3.535
Mar-25	3.906
Apr-25	3.950
May-25	3.170
Jun-25	3.204
Jul-25	3.261
Aug-25	3.081
Sep-25	2.867
Oct-25	2.835
Nov-25	3.376
Dec-25	4.424

29- Implementation Schedule



30- San Juan Units 7 & 9 were not originally designed for dual-fuel operation. However, consistent with the modifications implemented at Costa Sur Units 5 & 6, dual-fuel capability is technically feasible. Under PREPA FAASt, conversion work would be eligible for FEMA Section 428 funding. Moreover, given single-point-of-failure considerations, the project is eligible for FEMA funding under Section 406 Hazard Mitigation Program (HMP).

- a. Units are intended to continue operating as baseload units. Operation on natural gas will eliminate the current requirement to perform environmental maintenance every 18 months. As a result, the maintenance interval is expected to extend to approximately 36 months, allowing the units to remain in continuous service for longer periods.
- b. As stated in Genera’s February 12, 2026 Motion, no new or additional regasification infrastructure or buffer tanks will be installed at San Juan.

31- PREPA and Genera already have obligated A&E funding to perform design for project formulation phases. The use of such funding to conduct technical studies, engineering assessments, and prepare scopes of work and cost estimates is consistent with FEMA’s established purpose for A&E

allocations. Other conversion costs will be eligible for advances under the Working Capital Advance program once FEMA obligates the SOW.

- 32- The existing estimated consumption, inclusive of San Juan Units 7 & 9, will be **66.7 TBtu**, distributed as follows:
- a. **27.2 TBtu** for San Juan 5 & 6
  - b. **17.1 TBtu** for San Juan TM2500
  - c. **6.1 TBtu** for Palo Seco TM2500
  - d. **10.2 TBtu** for Palo Seco Expansion
  - e. **6.1 TBtu** for San Juan 7 & 9

Take-or-pay amount under the existing contract is 40-50 TBtu.

- 33- It is Genera's understanding that natural gas for San Juan Units 7 & 9 will be purchased from NFEnergia, LLC pursuant to the contract awarded through the procurement process conducted by the 3PPO.

- 34- Switching a power generation unit from FO6 to natural gas is expected to substantially extend equipment life by reducing the corrosive and abrasive byproducts associated with heavy fuel oil combustion. Natural gas produces negligible ash, significantly lower particulate emissions, and sulfur content measured in parts per million (ppm), as compared to the percent-level sulfur content typical of FO6. As a result, the formation of deposits and vanadium/sulfate-induced hot corrosion on boiler tubes, turbine blades, combustion chambers, and exhaust systems is substantially reduced. Reduced fouling of heat-transfer surfaces helps maintain thermal efficiency and decreases soot-related thermal stresses and abrasive wear on pistons, rings, and bearings in reciprocating engines. Cleaner combustion also lowers lube-oil contamination and reduces acid-corrosion and high-temperature sulfidation, thereby extending inspection intervals, reducing maintenance frequency, and lowering overhaul-related outage costs. Overall, the near-zero ash and low-sulfur characteristics of natural gas contribute to improved combustion stability, sustained efficiency, and

materially reduced corrosion and fouling mechanisms that otherwise shorten equipment life under FO6 operation.

35- As stated in Genera's February 12, 2026 Motion, no new or additional regasification infrastructure or buffer tanks will be installed at San Juan and no trucking or hauling costs will be incurred.

36- As stated in Genera's February 12, 2026 Motion, no new or additional regasification infrastructure or buffer tanks will be installed at San Juan and no trucking or hauling costs will be incurred. It is important to clarify that the price benchmark applicable to Genera's natural gas procurement is Marine Fuel Atlantic, not STEO, due to sulfur parameters required for the operation of PREPA's generation fleet.

The pricing assumption used in Attachment B (excluding trucking fees) was:

Henry Hub+ \$7.60

37- In the referenced motion, Genera's use of the phrase "reducing fuel consumption" refers to a reduction in fuel costs incurred by ratepayers as a result of converting San Juan Units 7 & 9. This interpretation is consistent with federal and Puerto Rico government initiatives and public policy objectives aimed at reducing energy costs.

38- Under PREPA FAASt, the conversion work will be eligible for FEMA Section 428 funding. Moreover, given single-point-of-failure considerations, the conversion work for San Juan Units 7 & 9 is eligible for FEMA funding under Section 406 HMP. Genera's approach is to initially formulate the project under Section 428 and subsequently submit the mitigation narrative for FEMA's consideration under Section 406. Under FEMA's existing policy, an applicant has only one opportunity to version a Section 406 project. Accordingly, sequencing the project under Section 428 preserves flexibility and allows conversion to Section 406 once final

costs are established and supporting documentation is readily available to formulate the project as a 406 HMP submission.

- 39- The IRP was approved by PREB considering the retirement plans for PREPA steam units in accordance with PREPA's caveats indicating a need for replacement capacity and assurance of meeting the overall reliability needs. Puerto Rico currently faces a demonstrated need for additional generation capacity, particularly in the northern region. Until replacement generation resources are available, decommissioning existing units would not be prudent from a reliability standpoint. The proposed fuel conversion achieves cost savings without increasing rates and is therefore not inconsistent with the Approved IRP.

**Attachment A of Exhibit 2**

PREPA San Juan Title V Permit

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



<b>Número de Permiso:</b>	PFE-TV-4911-65-1196-0016
<b>Fecha Recibo de Solicitud:</b>	15 de noviembre de 1996
<b>Fecha de Emisión Final o Efectividad:</b>	31 de mayo de 2005 <sup>1</sup>
<b>Fecha de Expiración:</b>	31 de mayo de 2010

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  
CENTRAL TERMOELÉCTRICA DE SAN JUAN**

en lo sucesivo **PREPA San Juan** 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, PREPA San Juan 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.

<sup>1</sup> Las condiciones o descripciones subrayadas fueron revisadas o añadidas mediante un proceso de reconsideración. La fecha de efectividad para estas condiciones o descripciones subrayadas será el 7 de junio de 2006.



## CONTENIDO

Sección I	Información General.....	3
	A. Información de Instalación.....	3
	B. Descripción del Proceso.....	3
Sección II	Descripción de las Unidades de Emisión.....	4
Sección III	Condiciones Generales del Permiso.....	5
Sección IV	Emisiones Permisibles.....	14
Sección V	Condiciones Específicas del Permiso.....	15
	A. Requisitos por Unidad de Emisión.....	15
Sección VI	Escenarios Alternos de Operación.....	29
Sección VII	Requisitos de Mantenimiento de Registros.....	30
Sección VIII	Requisitos de Informes.....	31
Sección IX	Unidades de Emisión Insignificante.....	32
Sección X	Protección por Permiso.....	33
	A.1. Requisitos No Aplicables.....	34
	A.2. Fundamentos de No Aplicabilidad.....	34
Sección XI	Aprobación del Permiso.....	34
Apéndices	.....	36
Apéndice I	Definiciones y Abreviaciones.....	37

## Sección I - Información General

### A. Información de la instalación

Nombre de la Compañía: Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico

Dirección Postal: PO Box 364267

Ciudad: San Juan

Estado: Puerto Rico

Código Postal: 00936-4267

Nombre de la Instalación: Central Termoeléctrica de San Juan

Localización de la Instalación: Mercado Central Avenue  
Zona Portuaria Road PR-28  
Puerto Nuevo, San Juan, P.R.

Oficial Responsable: Carlos J. Castro Montalvo  
Director – Sistema Eléctrico

Teléfono : 787-772-5037

Persona de Contacto Técnico: Luis Ramírez  
Jefe de División  
Central Termoeléctrica de San Juan

Teléfono: 787-277-7407

Fax: 787-277-7409

Código Primario de SIC: 4911

### B. Descripción del proceso

La Central Termoeléctrica de San Juan (CTSJ) está localizada en la costa norte de Puerto Rico adyacente al municipio de San Juan. La CTSJ consiste de cuatro unidades generadoras de electricidad: cuatro (4) calderas provistas de generadores de vapor. La operación de estas unidades de emisión impacta directamente lo que conocemos como el Área de No-Logro para PM-10 en el municipio de Guaynabo.

Las Calderas SJ7, SJ8, SJ9 y SJ10 consumen combustible residual. El propano se utiliza para la ignición de los quemadores de combustible en las calderas SJ7, SJ8, SJ9 y SJ10 por medio de un sistema conocido iniciadores de flama. Este proceso iniciador se utiliza principalmente durante el proceso de encendido de las calderas.

La fuente recibe combustible Número 6 y Número 2 de las embarcaciones y barcas que descargan en el muelle en la bahía de San Juan. El combustible es almacenado en grandes tanques antes de ser usados en las unidades para generar electricidad. Otras fuentes de emisión tales como tanques de almacenamiento, tanques de almacenamiento de combustible Número 6 y Número 2, tanques pequeños de combustible diesel, generadores de emergencias y compresores generan emisiones insignificantes.

El 1 de abril de 2004 la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos aprobó un permiso de Prevención de Deterioro Significativo (PDS). El proyecto de acuerdo con este permiso PDS está incluido como escenario alternativo de operación. Este permiso PDS permite la construcción de dos turbinas de combustión nuevas y establece además limitaciones operacionales en las unidades de emisión SJ7 hasta SJ10.

Como resultado de operar a su nivel permitido, la Central Termoeléctrica de San Juan tiene el potencial de emitir los contaminantes criterio (PM10, SOx, NOx, CO) en exceso de 100 toneladas por año y compuestos de níquel en exceso de 10 toneladas por año.

## Sección II - Descripción de las unidades de emisión

A. Las unidades de emisión reguladas por este permiso son las siguientes:

Unidad de Emisión	Descripción	Equipo de Control
SJ7	Caldera que quema combustible residual con generadores de vapor ( <i>steam/turbo</i> ) con una capacidad de 1007.3 MMBtu/hr. <u>Esta caldera utiliza propano para el proceso de ignición de los quemadores de combustible.</u>	No tiene
SJ8	Caldera que quema combustible residual con generadores de vapor ( <i>steam/turbo</i> ) con una capacidad de 1007.3 MMBtu/hr. <u>Esta caldera utiliza propano para el proceso de ignición de los quemadores de combustible.</u>	No tiene
SJ9	Caldera que quema combustible residual con generadores de vapor ( <i>steam/turbo</i> ) con una capacidad de 1007.3 MMBtu/hr. <u>Esta caldera utiliza propano para el proceso de ignición de los quemadores de combustible.</u>	No tiene
SJ10	Caldera que quema combustible residual con generadores de vapor ( <i>steam/turbo</i> ) con una capacidad de 1007.3 MMBtu/hr. <u>Esta caldera utiliza propano para el proceso de ignición de los quemadores de combustible.</u>	No tiene

### Sección III - Condiciones Generales del Permiso

1. **Sanciones y Penalidades:** PREPA San Juan está obligada 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).
2. **Derecho de Entrada:** De acuerdo con lo dispuesto en las Reglas 103 y 603(c)(2) del RCCA, PREPA San Juan deberá permitir la entrada de los representantes de la JCA 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. **Disponibilidad de Datos:** 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. **Plan de Emergencia:** De acuerdo con la Regla 107 del RCCA, PREPA San Juan tendrá disponible un Plan de Emergencia, el cual será consistente con las prácticas adecuadas de seguridad y proveerá para la reducción o retención de las emisiones de la instalación durante períodos clasificados por la JCA como alertas, avisos o emergencia. Estos planes deberán identificar las fuentes de emisión, incluir la reducción a obtenerse para cada

fuente y la forma en que se obtendrá dicha reducción. Estos planes estarán disponibles en todo momento para la inspección de cualquier representante autorizado de la JCA.

5. **Certificación de Cumplimiento:** De acuerdo con la Regla 602(c)(2)(ix)(c) del RCCA, el tenedor del permiso deberá someter cada año una Certificación de Cumplimiento. Esta certificación deberá ser sometida tanto a la JCA como a la EPA<sup>2</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 por la Regla 603(c) del RCCA.
6. **Cumplimiento Reglamentario:** De acuerdo con la Regla 115 del RCCA, en caso de infracciones al RCCA 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 de acuerdo con la Ley de Procedimientos Administrativos Uniformes.
7. **Aprobación de Ubicación:** De acuerdo con la Regla 201 del RCCA, nada en este permiso deberá interpretarse como que autoriza la localización o construcción de una fuente mayor estacionaria, ni la modificación mayor de una fuente estacionaria mayor, sin previa autorización de la JCA y sin que se haya demostrado el cumplimiento con las Normas Nacionales de Calidad de Aire Ambiental (NNCAA). Este permiso no autoriza la construcción de una nueva fuente menor sin obtener previamente un permiso de construcción según se dispone en la Regla 203 del RCCA.
8. **Quema a Campo Abierto:** De acuerdo con la Regla 402 del RCCA, PREPA San Juan 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.
9. **Olores Objetables:** De acuerdo con la Regla 420 del RCCA, PREPA San Juan 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. [Condición ejecutable sólo estatalmente]
10. **Solicitudes de Renovación de Permiso:** De acuerdo con la Regla 602(a)(1)(iv) del RCCA, PREPA San Juan deberá someter su solicitud de renovación de permiso a la JCA al menos 12 meses antes de la fecha de expiración del mismo. El oficial responsable certificará cada uno de los formularios requeridos según el párrafo (c)(3) de la Regla 602 del RCCA.

<sup>2</sup>

La certificación de la JCA debe ser dirigida a: Gerente, Área de Calidad de Aire, Apartado 11488, San Juan, PR 00910. La certificación de la EPA debe ir dirigida a: Chief, Enforcement and Superfund Branch, CEPD, US EPA Region II, Centro Europa Building, 1492 Ponce de León Ave., Stop 22, Santurce, PR 00909.

**11. Vigencia del Permiso:** De acuerdo con la Regla 603 del RCCA, los siguientes términos regirán durante la vigencia de este permiso:

- a) Expiración: Esta autorización tendrá un término fijo de 5 años desde su Fecha de Efectividad. La fecha de expiración será extendida automáticamente hasta que la JCA apruebe o deniegue una solicitud de renovación sólo en aquellos casos en que PREPA San Juan someta una solicitud de renovación completa al menos 12 meses antes de la fecha de expiración. [Reglas 603 (a)(2), 605 (c)(2), 605 (c)(4) del RCCA]
- b) Protección por Permiso: De acuerdo con la Regla 605(c)(4)(i) del RCCA, la protección por permiso podrá extenderse más allá del término del permiso original hasta la renovación del mismo, sólo si se ha sometido una solicitud de renovación completa y a tiempo.
- c) En el caso de que el permiso sea cuestionado por terceros, el permiso se mantendrá vigente hasta tanto sea revocado por un tribunal de justicia con jurisdicción sobre el asunto cuestionado.

**12. Requisito de Mantener Expedientes:** De acuerdo con la Regla 603(a)(4)(ii) del RCCA, PREPA San Juan 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. PREPA San Juan deberá mantener disponible en la instalación, las copias de todos los registros 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.

**13. Requisito de Preparar Informes sobre Muestreos:** De acuerdo con la Regla 603(a)(5)(i) del RCCA, PREPA San Juan deberá presentar los informes semi-anales sobre todos los muestreos el 1<sup>o</sup> de octubre y el 1<sup>o</sup> de abril de cada año, respectivamente 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.

**14. Notificación de Desviaciones por Emergencia:** De acuerdo con la Regla 603(a)(5)(ii) del RCCA, cualquier desviación de los requerimientos de este permiso 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 días laborables. Dicha notificación podrá utilizarse como una defensa afirmativa de

iniciarse cualquier acción contra PREPA San Juan. Si PREPA San Juan 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.

- 15. Notificación de Desviaciones (Contaminantes Atmosféricos Peligrosos):** 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 de 24 horas de ocurrida la desviación. PREPA San Juan 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.
- 16. Cláusula de Separabilidad:** De acuerdo con la Regla 603(a)(6) del RCCA, las cláusulas del 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 cualquiera de las cláusulas del permiso, dicha determinación no afectará las demás cláusulas aquí contenidas incluyendo las referentes a los límites de emisión, los términos y las condiciones ya sean específicas o generales así como los requisitos de muestreo, mantenimiento de expedientes e informes.
- 17. Incumplimiento de Permiso:** De acuerdo con la Regla 603(a)(7)(i) del RCCA, el tenedor de permiso 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, expedir uno nuevo o para denegar una solicitud de renovación de permiso.
- 18. Defensa no Permisible:** De acuerdo con la Regla 603(a)(7)(ii) del RCCA, PREPA San Juan 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.
- 19. Modificación y Revocación de Permiso:** De acuerdo con 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 PREPA San Juan, 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.

- 20. Derecho de Propiedad:** De acuerdo con la Regla 603(a)(7)(iv) del RCCA, este permiso ni crea ni traspasa derecho de propiedad de clase alguna o derecho exclusivo alguno.
- 21. Obligación de Suministrar Información:** De acuerdo con la Regla 603(a)(7)(v) del RCCA, PREPA San Juan 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, PREPA San Juan también deberá suministrar a la JCA copia de todos los documentos requeridos por este permiso.
- 22. Cambio en Escenarios de Operación:** De acuerdo con la Regla 603(a)(10) del RCCA, PREPA San Juan deberá, de forma contemporánea al cambio de un escenario a otro autorizado en la Sección VI de este permiso, anotar en un registro el escenario bajo el cual está operando. Este registro se mantendrá en la instalación en todo momento.
- 23. Acción Final:** De acuerdo con 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:** De acuerdo con la Regla 606 del RCCA, no se permitirán enmiendas ni cambios al permiso a menos que PREPA San Juan cumpla con los requisitos de enmiendas administrativas y modificaciones de permisos establecidos en el RCCA.
- 25. Reapertura de Permiso:** De acuerdo con la Regla 608(a)(1) del RCCA, el permiso deberá reabrirse y revisarse bajo cualquiera de las siguientes circunstancias:
- a) Cuando requisitos adicionales bajo cualquier ley o reglamento le sean aplicable a PREPA San Juan, siempre y cuando, al permiso le queden todavía 3 años o más de vigencia. Esta reapertura se completará 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 605(c)(4) (ii) del RCCA.
  - b) Cuando la JCA o la EPA 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 EPA determinen que el permiso debe revisarse o revocarse para asegurar el cumplimiento con los requisitos aplicables.



- 26. Cambio de Nombre o Dueño:** Este permiso es expedido a nombre de la **Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico** y/o la **Central Termoeléctrica de San Juan**. En el caso de que la compañía o instalación cambie de nombre o sea transferida a otro dueño, el nuevo oficial responsable deberá someter una declaración jurada en la que acepte y se comprometa a cumplir con todas las condiciones establecidas en este permiso.
- 27. Trabajos de Renovación /Demolición:** PREPA San Juan deberá cumplir con las disposiciones publicadas en el 40 CRF 61.145 y 61.150 y la Regla 422 del RCCA al realizar cualquier trabajo de renovación o demolición de materiales con contenido de asbesto en sus instalaciones.
- 28. Cláusula de Cumplimiento:** El cumplimiento con el permiso de ningún modo exime a PREPA San Juan de cumplir con las demás leyes, estatales y federales, reglamentos, permisos, órdenes administrativas o decretos judiciales aplicables.
- 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, PREPA San Juan 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: PREPA San Juan 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 agotan el ozono:** PREPA San Juan deberá cumplir con los estándares de etiquetado de los productos que utilicen sustancias que agotan el ozono de acuerdo con el 40 CFR 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. Plan de Manejo de Riesgo:** Si durante la vigencia de este permiso, PREPA San Juan estuviera sujeto al 40 CFR parte 68 deberá someter un Plan de Manejo de Riesgo de acuerdo con el itinerario de cumplimiento en el 40 CFR parte 68.10. Si durante la vigencia de este permiso, PREPA San Juan está sujeto al 40 CFR parte 68, como parte de la certificación anual de cumplimiento requerida en el 40 CFR 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.

**32. Obligación General:** PREPA San Juan 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 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.

**33. Generadores de Electricidad de Emergencia:** La operación de cada generador de electricidad de emergencia identificado como actividad insignificante en la Sección IV de este permiso está limitada a 500 horas por año. PREPA San Juan deberá mantener un registro de las horas de operación y consumo de combustible para cada generador de electricidad de emergencia. Este registro deberá estar disponible en todo momento para inspección del personal de la JCA y la EPA.

**34. Impermeabilización de Superficies en Techos:** Este es un requisito ejecutable solo estatalmente. PREPA San Juan 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.

**35. Tanques de Almacenaje:** PREPA San Juan deberá mantener los registros de todos los tanques de almacenaje de combustible fuel oil 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 CFR. 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.

- 36. Cálculo de Emisiones:** PREPA San Juan deberá someter el 1<sup>ro</sup> de abril de cada año o antes, el cálculo de las emisiones actuales o permisibles del año natural anterior. El cálculo de las emisiones se presentará en los formularios preparados para ese efecto por la JCA. El oficial responsable certificará que toda la información sometida es correcta, verdadera y representativa de la actividad permitida.
- 37. Cargo Anual:** La Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico deberá pagar un cargo anual de \$1,000,000 por todas las instalaciones incluidas en el acuerdo entre la Junta de Calidad Ambiental y la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico. Este cargo anual deberá ser sometido en dos pagos de \$500,000. El primer pago deberá ser sometido en o antes del 30 de junio de cada año y el segundo pago en o antes del 1 de enero de cada año.
- 38. Turbinas de Combustión:** Toda fuente existente, nueva o reconstruida que posea u opere turbinas de combustión estacionarias está sujeta a los Estándares Nacionales de Emisión para Contaminantes Atmosféricos Peligrosos para Turbinas de Combustión contenidos en el 40 CFR parte 63, subparte YYYY. A menos que se determine que esta reglamentación no es aplicable a PREPA San Juan, la fuente afectada deberá cumplir con los requisitos aplicables de límites de emisión y/o limitaciones de operación de esta subparte en la fecha de inicio de operaciones si su fuente afectada nueva o reconstruida inicia operaciones después del 4 de marzo de 2004 o para la fecha especificada en la extensión de cumplimiento concedida de acuerdo con el 40 CFR §63.6(i). A menos que se determine que dicha reglamentación no le es aplicable, PREPA San Juan deberá cumplir con las disposiciones de notificación aplicables del 40 CFR §63.6145 y del 40 CFR parte 63, subparte A para las fechas especificadas.
- 39. Motores de Pistones de Combustión Interna:** Toda fuente existente, nueva o reconstruida que posea u opere motores de pistones de combustión interna (RICE<sup>3</sup>, en inglés) estacionarios con un *site-rating* mayor de 500 brake horsepower (HP) está sujeta a los Estándares Nacionales de Emisión para Contaminantes Atmosféricos Peligrosos para Motores de Pistones de Combustión Interna contenidos en el 40 CFR parte 63, subparte ZZZZ. A menos que se determine que esta reglamentación no es aplicable a PREPA San Juan o la fuente está exenta, la fuente afectada deberá cumplir con los requisitos aplicables de límites de emisión y/o limitaciones de operación de esta subparte; en o antes del 15 de junio de 2007 para un RICE existente, no más tarde del 16 de agosto de 2004 si el RICE nuevo o reconstruido inicia operaciones antes del 16 de agosto de 2004, al inicio de operaciones si el RICE nuevo o reconstruido inicio operaciones después del 16 de agosto de 2004, o para la fecha especificada en la extensión de cumplimiento concedida de acuerdo con el 40 CFR §63.6(i). PREPA San Juan deberá cumplir con las disposiciones de notificación aplicables del 40 CFR §63.6645 y del 40 CFR parte 63, subparte A para las fechas especificadas.

---

<sup>3</sup> Según se define en el 40 CFR §63.6585(a).

- 40. Calderas y Calentadores de Proceso:** Toda fuente existente que posea u opera calderas industriales, comerciales o institucionales y calentadores de proceso está sujeta a los Estándares Nacionales de Emisión para Contaminantes Atmosféricos Peligrosos para calderas industriales, comerciales o institucionales y calentadores de proceso contenidos en el 40 CFR parte 63, subparte DDDDD. La fuente afectada deberá cumplir con todos los requisitos aplicables de esta subparte no más tarde de 3 años después de la fecha de publicación de la regla final en el Registro Federal, a menos que se determine que dicha reglamentación no le es aplicable a PREPA San Juan o PREPA San Juan haya obtenido una extensión de cumplimiento con los estándares de emisión consistente con el 40 CFR §63.6(i) en cuyo caso deberá cumplir para la fecha especificada en la extensión de cumplimiento concedida. A menos que se determine que dicha reglamentación no le es aplicable, PREPA San Juan deberá cumplir con las disposiciones de notificación aplicables para las fechas especificadas.
- 41. Informes:** Todo requisito de envío de información a la Junta debe ser dirigido a: Director, Área de Calidad de Aire, Apartado 11488, Santurce, PR 00910.
- 42. 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 PREPA San Juan alcance cumplimiento con las enmiendas o reglamentaciones nuevas.
- 43. Declaración Jurada:** Todos los informes que se requieran, según la Regla 103(D) del RCCA (esto es, informes de muestreo semianuales y certificación de cumplimiento anual), se someterán acompañados de una declaración jurada o affidavit del Oficial Responsable o de un representante autorizado por éste. La declaración jurada atestiguará la veracidad, corrección y exactitud de los registros e informes presentados.
- 44. Emisiones Fugitivas de Particulado:** Según lo establecido en la Regla 404 del RCCA, PREPA San Juan 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.
- 45. Reservación de Derechos o Derechos Reservados:** Excepto como expresamente provisto en este permiso Título V:
- a) Nada de lo aquí contenido impedirá a la Junta o a la EPA 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 EPA a emprender cualquier actividad de acción criminal en contra de PREPA San Juan o cualquier persona.
- c) Nada de lo aquí contenido se interpretará como que limita la autoridad de la Junta o la EPA 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 PREPA San Juan 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.

#### Sección IV Emisiones Permisibles

Las emisiones permisibles autorizadas bajo este permiso son mencionadas en la tabla de abajo. PREPA San Juan deberá certificar anualmente que sus emisiones actuales no exceden las emisiones permisibles. La certificación deberá basarse en la operación actual del año civil anterior utilizando la metodología aprobada por la EPA o la JCA en sus respectivos permisos de construcción.

Contaminante	Emisiones permisibles (ton/año)
PM	2946.22
PM <sub>10</sub>	1430.51
SO <sub>2</sub>	7619.76
NO <sub>x</sub>	6739.20
CO	1654.73
VOC	190.70
Pb	3.54
Compuestos de cobalto	1.36
Compuestos de níquel	14.77
Formaldehído	2.82
HAPs Totales	21.67

## Sección V Condiciones específicas del permiso

### A. Requisitos por unidad de emisión para el Escenario Normal de Operación: SJ7, SJ8, SJ9 y SJ10

Condición	Parámetro	Valor	Unidades	Método de Prueba	Frecuencia	Requisitos Expedientes	Frecuencia de Informes
Límite de Emisión de PM	PM	<u>0.199</u>	Lbs/MM Btu	<u>Método 5 u otro Método aprobado por la EPA.</u>	<u>Ver Condición V(A)(7)(E).</u>	Resultados de la prueba	<u>Ver Condición V(A)(7)(E).</u>
Límite de contenido de azufre	Contenido de azufre en combustible	<u>0.50</u>	Por ciento por peso	Análisis del combustible	En cada recibo de combustible	Resultados de los análisis	Mensualmente
Límite de contenido de asfalto	Contenido de asfalto en combustible	<u>8</u>	Por ciento por peso	Análisis del combustible	En cada recibo de combustible	Resultados de los análisis	Mensualmente
Límite de contenido de vanadio	Contenido de vanadio en combustible	150	ppm	Análisis del combustible	En cada recibo de combustible	Resultados de los análisis	Mensualmente
Límite de consumo combinado de combustible	Consumo combinado de Fuel Oil No. 6 para las unidades SJ7, SJ8, SJ9 y SJ10	<u>173.1</u>	<u>Millones de galones en un período rotativo de 365 días</u>	<u>Medición en los niveles en los tanques</u> CMS	<u>Diariamente</u>  Continuo	Registro	Mensualmente
Límite de Opacidad	Opacidad	20	Por ciento	COMS  Método 9	Continuo o no menos frecuente que cada 15 segundos  <u>Semanal</u>	Registro  <u>Ver Condiciones V(A)(6)(D), (E) y (F).</u>	<u>Ver Condiciones V(A)(6)(D), (E) y (F).</u>  <u>Ver Condiciones V(A)(6)(D), (E) y (F).</u>

#### 1- LÍMITE DE EMISIÓN DE MATERIA PARTICULADA:

- (A) PREPA San Juan no causará ni permitirá la emisión de materia particulada en exceso de 0.199 libras por millón de Btu de calor suplido proveniente de cualquiera de las unidades SJ7, SJ8, SJ9 y SJ10. Las emisiones de PM<sub>10</sub> no excederán las 0.0753 libras por millón de Btu de calor suplido. [Permiso PSD 1 de abril de 2004]

- (B) Para verificar el cumplimiento con el límite establecido en la tabla de arriba, PREPA San Juan deberá llevar a cabo un muestreo utilizando el Método 5 del 40 CFR parte 60, Apéndice A según especificado en la Condición V(A)(7)(E) de este permiso. PREPA San Juan podrá utilizar otro método de prueba que sea aplicable en el momento de la prueba y que esté desarrollado en el protocolo de muestreo aprobado por la EPA. [Regla 603(a)(3) del RCCA; Permiso PSD 1 de abril de 2004]
- (C) Las operaciones durante periodos de malfuncionamiento, inicio, cese de operaciones y cambio de combustible o transferencia no deberán constituir condiciones representativas para propósitos de la prueba de funcionamiento.
- (D) PREPA San Juan deberá someter a la JCA 30 días al inicio de la prueba, un protocolo de muestreo detallado describiendo todo el equipo de prueba, procedimientos y medidas de Certeza de Calidad (QA, en inglés) a utilizarse. El protocolo deberá ser específico a la prueba, instalación, condiciones operacionales y parámetros a ser medidos. [Regla 106(C) del RCCA]
- (E) PREPA San Juan deberá someter una notificación por escrito indicando la fecha de muestreo 15 días antes del muestreo, de manera que la JCA pueda designar un observador. [Regla 106 (D) del RCCA]
- (F) PREPA San Juan deberá someter una copia a EPA y dos copias a la JCA de todos los informes de muestreo de emisiones dentro de 60 días después de finalizada la prueba de muestreo de emisiones. [Regla 106(E) del RCCA]
- (G) Según la Regla 603(a)(4)(ii) del RCCA, PREPA San Juan deberá retener los expedientes de todos los datos de muestreo requerido 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.

## 2- LÍMITES DE CONTENIDO DE AZUFRE:

- (A) PREPA San Juan no deberá quemar o permitir el uso de cualquier combustible No. 6 ó uno más liviano<sup>4</sup>, en cualquiera de las unidades SJ7, SJ8, SJ9 y SJ10, con un contenido de azufre que exceda 0.50% por peso. [Permiso PSD 1 de abril de 2004]
- (B) PREPA San Juan, un contratista retenido por PREPA San Juan o cualquier otra agencia calificada deberá muestrear el combustible y/o verificar el contenido de azufre de la certificación del suplidor en cada recibo en la

<sup>4</sup>Entiéndase por más liviano combustible No. 1, 2, 4, ó 5.

instalación para transferencia a los tanques de almacenaje de la instalación de cualquier otra fuente. El muestreo de combustible deberá incluir, pero sin limitarse a determinar el contenido de azufre en el combustible (% por peso). El cumplimiento con el estándar de contenido de azufre deberá ser determinado utilizando los métodos establecidos en el 40 CFR sección 60.335(d).

- (C) Para las unidades SJ7, SJ8, SJ9 y SJ10 sujetas a la Regla 410 del RCCA, PREPA San Juan deberá someter un informe mensual indicando en una base diaria el contenido de azufre (por ciento por peso) en los combustibles quemados y la cantidad de combustible quemado en cada unidad. Este informe será enviado a la Junta dirigido a la atención del Jefe de la División de Validación y Manejo de Datos no más tarde de los próximos 30 días del siguiente mes para el cual el informe es representativo.
- (D) Según la Regla 603(a)(4)(ii) del RCCA, PREPA San Juan deberá retener los expedientes de todos los datos de muestreo requerido 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. Esto incluye un registro mensual del consumo de combustible y del contenido de azufre en los combustibles quemados.
- (E) PREPA San Juan 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.

### 3- LÍMITES DE CONTENIDO DE ASFALTENO:

- (A) PREPA San Juan no deberá quemar o permitir el uso de cualquier combustible, en cualquier equipo de quema de combustible, con un contenido de asfalteno que exceda 8% por peso. [Acuerdo entre la JCA y PREPA del 3 de febrero de 1994]
- (B) PREPA San Juan, un contratista retenido por PREPA San Juan o cualquier otra agencia cualificada deberá muestrear el combustible y/o verificar el contenido de asfalteno de la certificación del suplidor en cada recibo en la instalación para transferencia a los tanques de almacenaje de la instalación de cualquier otra fuente. El muestreo de combustible deberá incluir, pero sin limitarse a determinar el contenido de asfalteno en el combustible (% por peso).
- (C) Para las unidades SJ7, SJ8, SJ9 y SJ10, PREPA San Juan deberá someter un informe mensual indicando en una base diaria el contenido de asfalteno (por ciento por peso) en los combustibles quemados y la cantidad de combustible quemado en cada unidad. Este informe será enviado a la



Junta dirigido a la atención del Jefe de la División de Validación y Manejo de Datos no más tarde de los próximos 15 días del siguiente mes para el cual el informe es representativo.

- (D) Según la Regla 603(a)(4)(ii) del RCCA, PREPA San Juan deberá retener los expedientes de todos los datos de muestreo requerido 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. Esto incluye un registro mensual del consumo de combustible y del contenido de asfalteno en los combustibles quemados.
- (E) PREPA San Juan deberá someter, con cada certificación anual de cumplimiento, un resumen de los informes para ese año indicando el contenido de asfalteno por peso para los combustibles consumidos mensualmente.

#### 4- LÍMITES DE CONTENIDO DE VANADIO:

- (A) PREPA San Juan no deberá quemar o permitir el uso de cualquier combustible, en cualquier equipo de quema de combustible, con un contenido de vanadio que exceda 150 ppm. [Acuerdo entre la JCA y PREPA del 3 de febrero de 1994]
- (B) PREPA San Juan, un contratista retenido por PREPA San Juan o cualquier otra agencia cualificada deberá muestrear el combustible y/o verificar el contenido de vanadio de la certificación del suplidor en cada recibo en la instalación para transferencia a los tanques de almacenaje de la instalación de cualquier otra fuente. El muestreo de combustible deberá incluir, pero sin limitarse a determinar el contenido de vanadio en el combustible (ppmw).
- (C) Para las unidades SJ7, SJ8, SJ9 y SJ10, PREPA San Juan deberá someter un informe mensual indicando en una base diaria el contenido de asfalteno (por ciento por peso) en los combustibles quemados y la cantidad de combustible quemado en cada unidad. Este informe será enviado a la Junta dirigido a la atención del Jefe de la División de Validación y Manejo de Datos no más tarde de los próximos 15 días del siguiente mes para el cual el informe es representativo.
- (D) Según la Regla 603(a)(4)(ii) del RCCA, PREPA San Juan deberá retener los expedientes de todos los datos de muestreo requerido 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. Esto incluye un registro mensual del consumo de combustible y del contenido de vanadio en los combustibles quemados.

- (E) PREPA San Juan deberá someter, con cada certificación anual de cumplimiento, un resumen de los informes para ese año indicando el contenido de vanadio por peso para los combustibles consumidos mensualmente.

5- LÍMITE COMBINADO DE CONSUMO DE COMBUSTIBLE:

- (A) De acuerdo con el permiso PSD del 1 de abril de 2004, PREPA San Juan no deberá exceder el límite de consumo combinado de 173.1 millones de galones por año de combustible Fuel Oil No. 6 en las unidades SJ7, SJ8, SJ9 y SJ10 para cualquier periodo de 365 días consecutivos. De acuerdo con la Resolución R-PA-05-0016-7 del 17 de febrero de 2006, el consumo de combustible diario se determinará utilizando el sistema de medición de niveles de tanques establecido por el *American Petroleum Institute* en el *Manual of Petroleum Measurements Standards Chapter 3 – Tank Gauging Section 1 A – Standard Practice for the Manual Gauging of Petroleum and Petroleum Products.*
- (B) PREPA San Juan deberá mantener y operar medidores de flujo de combustible para cada unidad (SJ7, SJ8, SJ9 y SJ10). PREPA San Juan deberá calibrar cada medidor de flujo de combustible cada 12 meses o de acuerdo con las recomendaciones del fabricante, lo que sea menor, y mantener registros accesibles en la instalación para revisión del personal técnico de la Junta o la EPA.
- (C) PREPA San Juan deberá instalar, calibrar y operar sistemas de monitoreo continuo para registrar las razones de flujo de combustible en cada caldera. [Permiso PSD 1 de abril de 2004]
- (D) Según la Regla 603(a)(4)(ii) del RCCA, PREPA San Juan deberá retener los expedientes de todos los datos de muestreo requerido 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. Esto incluye registros mensuales y anuales del consumo de combustible y los resultados y metodología utilizada para la calibración de los medidores de flujo de combustible de cada caldera. del contenido de vanadio en los combustibles quemados. El cumplimiento mensual es determinado sumando la cantidad total de consumo de combustible a los 11 meses anteriores.
- (E) PREPA San Juan 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.

6- LÍMITES DE OPACIDAD:

- (A) PREPA San Juan no deberá exceder el límite de opacidad de 20% (promedio de 6 minutos), excepto por un periodo de no más de cuatro minutos en cualquier intervalo de 30 minutos cuando la opacidad no exceda de 60%. [Regla 403(A) del RCCA]
- (B) PREPA San Juan deberá calibrar, mantener y operar un sistema de monitoreo continuo de opacidad (COMS, en inglés) para medir y registrar los niveles de opacidad en la salida de la chimenea de cada caldera.
- (C) PREPA San Juan deberá realizar lecturas semanales en cada punto de emisión (SJ7, SJ8, SJ9 y SJ10) de acuerdo al 40 CFR Parte 60, Método 9. Las lecturas de opacidad deben realizarse en el punto de mayor opacidad, en aquella parte del plumacho donde no hay vapor de agua condensada presente. La opacidad medida con el Método 9 y la medida con el monitor continuo de opacidad no deberá exceder de 20%. Todas las acciones correctivas posibles deberán realizarse tan pronto se observen emisiones visibles en las chimeneas de las calderas SJ7, SJ8, SJ9 y SJ10. [Permiso PSD 1 de abril de 2004]
- (D) De acuerdo con el PSD del 1 de abril de 2004, PREPA San Juan deberá someter a la JCA, un informe escrito de todas las excedencias de emisiones para cada periodo de tres meses. Todos los informes trimestrales deberán mostrar un matasellos en o antes de los próximos 30 días siguientes al final de cada trimestre y deberá incluir la información especificada a continuación:
- a. La magnitud del exceso de emisiones calculadas de acuerdo con el 40 CFR sección 60.13(h), cualquier factor de conversión utilizado y la fecha y hora de comenzado y terminado cada periodo de exceso de emisiones.
  - b. Fecha y tiempo identificando cada periodo durante el cual los sistemas de monitoreo continuo no estuvieron operando exceptuando los chequeos del zero y escala máxima (span) y la naturaleza de las reparaciones o ajustes del sistema.

Además, PREPA San Juan deberá someter cada tres meses a la JCA copias de los informes de lectura de emisiones visibles utilizando el Método 9 del 40 CFR Parte 60, que muestren excedencias de acuerdo con la Regla 403 del RCCA cada seis meses y una notificación cada seis meses que no hubo exceso de emisiones de acuerdo con la Regla 403 del RCCA. La notificación a ser enviada a la JCA leerá como sigue:

Durante el periodo del [día y mes] de [año], PREPA San Juan realizó semanalmente las lecturas de opacidad a cada una de las unidades SJ7, SJ8, SJ9 y SJ10 utilizando el Método 9 del 40 CFR Parte 60. Para dicho periodo las lecturas de opacidad realizadas no mostraron excedencias a los límites establecidos en el permiso PSD del 1 de abril de 2004 ni a la Regla 403 del RCCA.

1. Para dicho periodo de tiempo las lecturas de opacidad realizadas bajo el Método 9 no mostraron excedencias a los límites establecidos en la Regla 403 del RCCA.
2. Para dicho periodo de tiempo las desviaciones a los límites establecidos en la Regla 403 del RCCA fueron reportadas en el informe trimestral de desviaciones conforme requerido en la condición 13 del permiso Título V de la Autoridad de Energía Eléctrica para la Central Termoeléctrica San Juan.

(E) De acuerdo con el párrafo (d) del 40 CFR Sección 60.7, el formulario del Resumen del Informe contendrá la información y estará en el formato especificado en la Figura 1 del 40 CFR sección 60.7, según lo siguiente:

- a. Si la duración total del exceso de emisiones para el periodo es menos del 1% del tiempo de operación total para el periodo del informe y el informe fuera de servicio del COMS en las unidades SJ7, SJ8, SJ9 y SJ10 para el período es menos que 5% del tiempo de operación total para el periodo del informe, solamente se someterá el formulario del Resumen del informe y no será necesario someter el Informe de Exceso de Emisiones descrito en el 40 CFR sección 60.7 (c).
- b. Si la duración total del exceso de emisiones para el periodo es 1% o mayor del tiempo de operación total para el periodo del informe y el tiempo fuera de servicio del COMS en las unidades SJ7, SJ8, SJ9 y SJ10 para el período es 5% o mayor del tiempo de operación total para el periodo del informe, se someterán ambos: el formulario del Resumen del Informe junto al informe de Exceso de Emisiones descrito en el 40 CFR sección 60.7(c).

(F) Según la Regla 603(a)(4)(ii) del RCCA, PREPA San Juan deberá retener los expedientes de todos los datos de muestreo requerido 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. Esto incluye un registro de emisiones visibles el cual contenga las fechas y horas de las inspecciones, así como la información sobre las medidas correctivas tomadas.

7- Requisitos Aplicables según el Permiso PSD del 1 de abril de 2004 para las unidades SJ7, SJ8, SJ9 y SJ10

(A) Límites de emisión (basado en análisis de PSD netting)

1. PREPA San Juan no causará ni permitirá la emisión de ácido sulfúrico en exceso de 0.0405 libras por millón de Btu proveniente de cualquiera de las unidades SJ7, SJ8, SJ9 y SJ10.

(B) Límites de emisión para Óxidos de Nitrógeno (NOx) (basado en análisis de PSD netting)

1. El total de emisiones de NOx, calculadas como NO<sub>2</sub>, de las cuatro calderas juntas, unidades SJ7, SJ8, SJ9 y SJ10, no deberá exceder de 1,571 libras por hora (lbs/hr) en una base rotativa de 8 horas promedio. El potencial de emisiones de NOx de las cuatro calderas juntas estará limitado a 5,078 toneladas por año. PREPA San Juan deberá cumplir con este límite de emisión independientemente del contenido de nitrógeno en el combustible No. 6.
2. PREPA San Juan deberá instalar y operar en cada caldera existente (SJ7, SJ8, SJ9 y SJ10) un sistema de quemadores modificado. Estos sistemas de quemadores deberán ser instalados y operados por lo menos 4 meses antes del comienzo de operaciones de las turbinas. Las modificaciones de estos quemadores consistirán del reemplazo de difusores, boquillas atomizadoras y mezcladoras de combustibles o cualquier otra tecnología que cumpla con los niveles de reducción esperados para este equipo y que cumpla con el límite de emisión de NOx establecido en este permiso. PREPA San Juan deberá notificar 60 días antes de la instalación de una tecnología equivalente.

(C) Requisitos de Muestreo de Combustible (basado en análisis de PSD netting)

1. PREPA San Juan deberá recibir y muestrear el combustible para las calderas SJ7, SJ8, SJ9 y SJ10, como sigue:
  - a. En cada recibo de combustible No. 6 en la instalación, PREPA San Juan deberá muestrear el combustible No. 6 para las calderas, unidades SJ7, SJ8, SJ9 y SJ10, para determinar el contenido de azufre.
2. El cumplimiento con el estándar de contenido de azufre deberá ser determinado utilizando los métodos establecidos en el 40 CFR sección 60.335(d).

(D) Requisitos de Monitoreo de Emisiones Continuas (CEM, en inglés)  
(basado en análisis de PSD netting)

1. Por lo menos cuatro meses antes de la fecha de comienzo de operaciones de cualquier turbina de combustión bajo el Escenario de Operación Alterno 4 y a partir de ese momento en adelante, PREPA San Juan deberá instalar, calibrar, mantener y operar un sistema de monitoreo continuo de emisiones para medir y registrar las concentraciones de NOx (medidas como NO<sub>2</sub>) en los gases de chimenea en cada una de las chimeneas de las calderas, unidades SJ7, SJ8, SJ9 y SJ10. El sistema debe satisfacer todas las especificaciones de ejecución de monitoreo aplicables de EPA (incluyendo pero sin limitarse al 40 CFR sección 60.13 y al 40 CFR Parte 60, Apéndice B, Especificaciones de Funcionamiento 2 y el Apéndice F). En adición a esto, PREPA San Juan deberá instalar un CEM para medir y registrar las concentraciones de oxígeno en los gases de chimenea (incluyendo pero sin limitarse al 40 CFR sección 60.13 y al 40 CFR, Parte 60, Apéndice B, Especificaciones de Funcionamiento 3 y el Apéndice F). PREPA San Juan deberá también medir y registrar continuamente la razón de flujo de combustible en libras por hora (lbs/hr). Los CEMs deberán estar en línea y en operación 95% del tiempo cuando las calderas estén en operación.
2. No menos de 90 días antes de la fecha de comienzo de operaciones de cada turbina de combustión bajo el Escenario de Operación Alterno 4/modificación de quemadores en las calderas existentes, unidades SJ7, SJ8, SJ9 y SJ10, PREPA San Juan deberá someter a la JCA una copia del informe del Plan de Calidad de Certeza del Proyecto (Protocolo) para la certificación de los sistemas de monitoreo de las turbinas de combustión bajo el Escenario de Operación Alterno 4. La evaluación de funcionamiento de los sistemas de monitoreo no comenzará hasta tanto el Protocolo haya sido aprobado por la EPA.
3. PREPA San Juan deberá llevar a cabo evaluaciones de funcionamiento de los COMS's, CEMS's y de los sistemas de monitoreo continuo durante las pruebas de funcionamiento iniciales requeridas bajo este permiso o dentro de 30 días después de ello, de acuerdo con las especificaciones de funcionamiento aplicables del 40 CFR Parte 60, Apéndice B y el 40 CFR 52, Apéndice E. PREPA San Juan deberá notificar a la JCA con 15 días de anticipación la fecha en que comenzará la demostración de funcionamiento de los sistemas de monitoreo.
4. PREPA San Juan deberá someter una copia del informe escrito sometido a EPA de los resultados de todas las evaluaciones de

funcionamiento del monitor conducidas en los sistemas de monitoreo dentro de 60 días de completada la prueba. Los sistemas de monitoreo deben satisfacer todos los requisitos de las especificaciones de ejecución de la prueba aplicable para que los monitores sean certificados.

(E) Requisitos de Prueba de Funcionamiento (basado en análisis de PSD netting)

1. PREPA San Juan deberá realizar pruebas de funcionamiento para cada caldera, unidades SJ7, SJ8, SJ9 y SJ10, de acuerdo con lo siguiente:
  - a. Cada caldera (unidades SJ7, SJ8, SJ9 y SJ10) – PREPA San Juan deberá llevar a cabo pruebas de funcionamiento para NO<sub>x</sub>, PM, PM<sub>10</sub> y H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> en la chimenea de cada caldera dentro de 60 días después de modificar los quemadores, pero no más tarde de 180 días después del comienzo de operaciones de los quemadores modificados según definido en el 40 CFR sección 60.2 y en otros momentos según especificado por la JCA o por la EPA. Todas las pruebas de funcionamiento deberán llevarse a cabo a las condiciones de carga base, 60% de las condiciones de carga y otras cargas según especificado por la JCA o por la EPA.
2. Deberán llevarse a cabo tres pruebas en cada condición de carga. El cumplimiento con cada modo de operación deberá ser basado en la razón de emisiones promedio de estas pruebas.
3. Por lo menos 60 días antes de la prueba actual, PREPA San Juan deberá someter a la JCA una copia del Protocolo de Muestreo detallando los métodos y procesos a ser utilizados durante las pruebas de funcionamiento de la chimenea. Un Protocolo de Muestreo que no esté aprobado por EPA será utilizado como base para invalidar cualquier prueba y requerir la repetición de la misma.
4. PREPA San Juan deberá utilizar los siguientes métodos de prueba o un método de prueba que sea aplicable en el momento de la prueba y que esté detallado en el protocolo de prueba aprobado por EPA:
  - a. Las pruebas de funcionamiento para determinar la velocidad del gas de chimenea, área de muestra, razón de flujo volumétrico, composición molecular, exceso de aire en los gases de chimenea y contenido de humedad en el gas, deberán llevarse a cabo utilizando el 40 CFR Parte 60, Apéndice A, Método 1, 2, 3 y 4.

- b. Las pruebas de funcionamiento para las emisiones de NO<sub>x</sub>, deberán llevarse a cabo utilizando el 40 CFR Parte 60, Apéndice A, Método 20.
  - c. Las pruebas de funcionamiento para las emisiones de SO<sub>2</sub>, deberán llevarse a cabo utilizando el 40 CFR Parte 60, Apéndice A, Método 8.
  - d. Las pruebas de funcionamiento para las emisiones de H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>, deberán llevarse a cabo utilizando el 40 CFR Parte 60, Apéndice A, Método 8.
  - e. Las pruebas de funcionamiento para las emisiones de PM, deberán llevarse a cabo utilizando el 40 CFR Parte 60, Apéndice A, Método 5.
  - f. Las pruebas de funcionamiento para las emisiones de PM<sub>10</sub>, deberán llevarse a cabo utilizando el 40 CFR Parte 51, Apéndice M, Método 201 (reciclado de gas de chimenea) o el Método 201A (razón de flujo constante) y el Método 202. Las emisiones de PM<sub>10</sub> deberán ser la suma de emisiones no condensables determinadas mediante el Método 201 ó 201A y las emisiones condensables determinadas utilizando el Método 202.
  - g. Las pruebas de funcionamiento para las emisiones de Pb (Plomo), deberán llevarse a cabo utilizando el 40 CFR Parte 60, Apéndice A, Método 12.
5. Los resultados de prueba indicando que las emisiones están por debajo de los límites de detección deberán ser considerados para estar en cumplimiento.
  6. Pruebas adicionales pueden ser requeridas a discreción de la JCA o de la EPA para cualquier o todos los contaminantes mencionados anteriormente.
  7. PREPA San Juan deberá someter una copia a la JCA del informe escrito sometido a EPA con todos los resultados de todas las pruebas de emisión dentro de 60 días de completada la prueba.
  8. Las operaciones durante los periodos de comienzo de operaciones, cese de operaciones y malfuncionamiento no constituirán condiciones representativas para propósitos de la prueba de funcionamiento.



(F) Requisitos de Mantenimiento de Registros (basado en análisis de PSD netting)

1. Los registros se deben mantener actualizados diariamente para registrar lo siguiente:
  - a. Cualquier ajuste o mantenimiento efectuado en los sistemas de monitoreo;
  - b. Los galones por hora del combustible quemado en las calderas existentes, unidades SJ7, SJ8, SJ9 y SJ10;
  - c. Las horas de operación de cada caldera, unidades SJ7, SJ8, SJ9 y SJ 10; y
  - d. Todos los cálculos y la información relacionada con las determinaciones de emisiones.
2. Todos los registros de monitoreo, resultados de pruebas de muestreo de combustible, resultados de calibración y registros deberán ser mantenidos por un período de cinco años después de la fecha de anotación y deberán estar disponibles para ser revisados de ser solicitado. Todos los promedios rotativos deben ser calculados en una base de una hora.

(G) Verificación de Cumplimiento

1. Restricción de consumo máximo de combustible

El consumo total máximo de combustible en las cuatro calderas, unidades SJ7, SJ8, SJ9 y SJ10, estará limitado a 173.1 millones de galones por año. El cumplimiento diario con el consumo máximo de combustible se determinará sumando el total de galones de combustible consumidos por las cuatro calderas durante cada día civil (calendar day) al total de galones consumidos de combustible por las cuatro calderas durante los 364 días civiles anteriores.

2. Límite de emisión en lbs/MMBtu y tons/año

Óxidos de Nitrógeno – PREPA San Juan deberá medir y registrar continuamente las concentraciones de NO<sub>x</sub> del gas de chimenea en ppmvd utilizando un CEM. Las concentraciones (% por volumen en base seca) de oxígeno monitoreadas serán utilizadas para convertir las concentraciones de NO<sub>x</sub> a razones de emisión (lbs/MMBtu) de acuerdo con la ecuación 19.1 del Método 19 de EPA (40 CFR Parte 60 Apéndice A). La razón de emisión de NO<sub>x</sub> será calculada y registrada

cada hora como un promedio rotativo de 8 horas en libras por hora y cada día como un promedio rotativo de 365 días en toneladas por año. Las emisiones para las cuatro unidades, SJ7, SJ8, SJ9 y SJ10, serán sumadas. PREPA San Juan deberá cumplir con esta condición en adición al requisito de realizar una prueba de funcionamiento.

PREPA San Juan deberá utilizar un *data logger* computarizado para registrar las emisiones y las razones de emisión.

3. Contenido de Azufre en el combustible No. 6

PREPA San Juan deberá muestrear en cada entrega el combustible No. 6 a quemarse en las calderas, unidades SJ7, SJ8, SJ9 y SJ10, y analizar el contenido de azufre.

4. PM/PM<sub>10</sub>

En adición a las pruebas de chimenea iniciales, PREPA San Juan deberá realizar pruebas de chimeneas subsecuentes cada 60 meses. PREPA San Juan deberá realizar lecturas de opacidad semanales en cada punto de emisión de acuerdo con el 40 CFR Parte 60, Método 9. Las lecturas de opacidad deberán realizarse en el punto de mayor opacidad, en aquella parte del plumacho donde no hay vapor de agua condensada presente. La opacidad medida con el Método 9 y la medida con el monitor continuo de opacidad no deberá exceder de 20%. Todas las acciones correctivas posibles deberán realizarse tan pronto se observen emisiones visibles en las chimeneas de las calderas, unidades SJ7, SJ8, SJ9 y SJ10. PREPA San Juan deberá llevar un registro en donde se anoten todas las acciones correctivas tomadas y el tiempo de duración en que se observaron emisiones visibles para demostrar cumplimiento con las emisiones de PM<sub>10</sub>.

Certificación – Calderas SJ7, SJ8, SJ9 y SJ10

El oficial responsable de PREPA San Juan, según definido bajo el Título V de la Ley de Aire Limpio, deberá someter una certificación de cumplimiento anual a la JCA y a la EPA según se presenta a continuación:

“Yo certifico bajo penalidad de ley que he examinado personalmente esta información y que estoy familiarizado con el material aquí contenido o que acompaña esta certificación de cumplimiento. Certifico, basado en mi investigación de aquellos individuos inmediatamente responsables de obtener esta información, que la información es verdadera, precisa y completa.”

(H) Requisitos de Informes

1. PREPA San Juan deberá someter a la JCA una copia del informe escrito de todas las emisiones en exceso para cada periodo de tres meses. Todos los informes trimestrales deberán estar timbrados en o antes del día 30 después de finalizado cada trimestre y deberá incluir la información especificada a continuación:
  - a. La magnitud del exceso de emisiones calculadas de acuerdo con el 40 CFR sección 60.13(h), cualquier factor de conversión utilizado y la fecha y hora de comenzado y terminado cada periodo de exceso de emisiones.
  - b. Fecha y tiempo identificando cada periodo durante el cual los sistemas de monitoreo continuo no estuvieron operando exceptuando los chequeos del zero y escala máxima (*span*) y la naturaleza de las reparaciones o ajustes del sistema.
  - c. En adición a los informes del Plan de Calidad de Certeza del Proyecto (Protocolo) especificados en este permiso, todos los informes relacionados con las calderas SJ7, SJ8, SJ9 y SJ10 deben ser sometidos a:

Jefe, División de Cumplimiento  
Área de Calidad de Aire  
Junta de Calidad Ambiental de Puerto Rico  
PO Box 11488, San Juan, Puerto Rico 00910

(I) Otros Requisitos

1. PREPA San Juan deberá cumplir con todos los requisitos federales, estatales y locales, incluyendo pero sin limitarse a aquellos contenidos en el Plan de Implantación Estatal de Puerto Rico (SIP, en inglés) y las Provisiones Generales de los Estándares de Funcionamiento de Fuentes Nuevas (NSPS, en inglés) 40 CFR Parte 60, Subparte A.
2. Copias de todos los informes y Protocolos de Muestreo deberán ser sometidas a:

Jefe, División de Cumplimiento  
Área de Calidad de Aire  
Junta de Calidad Ambiental de Puerto Rico  
PO Box 11488  
San Juan, Puerto Rico 00910

## **Sección VI - Requisitos por Unidad de Emisión para los Escenarios Alternos de Operación**

A. Cada escenario de operación alternativo deberá cumplir con todos los requisitos aplicables y los requisitos de las reglas bajo la Parte VI del RCCA para Puerto Rico.

### **B. Escenario de Operación Alterno 1 (Unidades SJ7, SJ8, SJ9 y SJ10)**

1. PREPA San Juan está autorizada a quemar gas natural o gas propano como combustible primario o gas natural para el encendido en las unidades de emisión SJ7, SJ8, SJ9 y SJ10 luego de que se haya aprobado un proceso de revisión de fuente nueva bajo la Regla 203 del RCCA.
2. Para el Escenario de Operación Alterno 1, PREPA San Juan deberá cumplir con todos los requisitos aplicables (monitoreo, métodos de prueba, mantenimiento de registros, e informes) del Escenario Normal de Operación de la Sección V de este permiso.

### **C. Escenario de Operación Alterno 2 (Unidades SJ7, SJ8, SJ9, y SJ10)**

1. PREPA San Juan está autorizada a utilizar la inyección de aditivos (AI, en inglés) no tóxicos para el control de las emisiones visibles durante la operación de las unidades de emisión SJ7, SJ8, SJ9 y SJ10 si el uso de estos aditivos no causa la emisión de cualquier contaminante (sujeto a un estándar) no emitido previamente y se ha aprobado un proceso de revisión de fuente nueva. PREPA San Juan deberá preparar, mantener y actualizar un registro para registrar el tipo y la cantidad de aditivo añadido al combustible y someterlo a la JCA con los informes mensuales de contenido de azufre en el combustible requerido en la Sección V.A.2.(C) de este permiso.
2. Para el Escenario de Operación Alterno 2, PREPA San Juan deberá cumplir con todos los requisitos aplicables (monitoreo, métodos de prueba, mantenimiento de registros, e informes) del Escenario Normal de Operación de la Sección V de este permiso.

### **D. Escenario de Operación Alterno 4 (Prevención de Deterioro Significativo para el Proyecto de Ciclo Combinado de las Unidades 5 y 6; las dos turbinas de combustión nuevas y las condiciones de permiso para las unidades SJ7, SJ8, SJ9 y SJ10)**

1. PREPA San Juan deberá obtener de esta Junta, una aprobación de ubicación que autoriza la localización o construcción de una fuente mayor de emisión, modificación de fuente estacionaria mayor de emisión o fuente significativa, según lo especifica la Regla 201 del RCCA, para las turbinas de combustión SJR5 y SJR6. Una vez finalice el proceso administrativo y la JCA otorgue el permiso de construcción, la JCA incorporará los términos y condiciones del permiso PDS utilizando los procedimientos aplicables. Para cumplir con estos requisitos, el

permiso PDS deberá formar parte de este permiso de operación bajo Título V utilizando los procedimientos aplicables establecidos en la Parte VI del RCCA.

2. Estándares de Funcionamiento para Fuentes Nuevas (NSPS, en inglés) para Turbinas de Gas Estacionarias
  - a. Las Turbinas de Combustión SJR5 y SJR6 estarán sujetas a los Estándares de Funcionamiento para Fuentes Nuevas para Turbinas de Gas Estacionarias establecidos bajo el 40 CFR parte 60, subparte GG.
3. Superposición Reglamentaria
  - a. En caso de conflicto, PREPA San Juan deberá cumplir con el límite más estricto, o el más estricto de los requisitos de monitoreo, mantenimiento de registros, informes o de cualquiera de los límites provistos en este permiso o provistos en el permiso PDS u otro requisito aplicable subsiguiente. Esta condición deberá aplicar a las Turbinas de Combustión SJR5 y SJR6 que están reguladas tanto por el 40 CFR parte 60, subparte GG y PDS y a las unidades desde la SJ7 a la SJ10.

#### **Sección VII - Requisitos de Mantenimiento de Registros**

- A. PREPA San Juan deberá preparar y actualizar mensualmente los registros de las horas de operación y uso de combustible para cada equipo de combustión incluido en la Sección IX de este permiso.
- B. PREPA San Juan tendrá disponible en todo momento en la instalación copia del Plan de Emergencia requerido de acuerdo con la Regla 107 del RCCA.
- C. PREPA San Juan deberá mantener registros de las actividades de control de incendio relacionados a investigación o adiestramiento.
- D. PREPA San Juan 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]
- E. PREPA San Juan 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.
- F. 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 EPA o de la Junta. Todos los promedios rotativos deben calcularse en base diaria.

- G. PREPA San Juan deberá anotar en un registro, contemporáneamente con el cambio de un escenario de operación a otro autorizado bajo la Sección VI de este permiso, el escenario bajo el cual están operando. Este registro deberá mantenerse en la instalación de PREPA San Juan en todo momento.

### Sección VIII - Requisitos de Informes

- A. **Certificación de Cumplimiento:** De acuerdo con la Regla 602(c)(2)(ix)(c) del RCCA, PREPA San Juan deberá someter anualmente una certificación de cumplimiento. Esta certificación deberá ser sometida tanto a la JCA como a la EPA<sup>5</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:** PREPA San Juan enviará el 1<sup>ro</sup> de abril de cada año, el cálculo de las emisiones actuales o permisibles 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/PM10, NO<sub>x</sub>, VOC, CO, SO<sub>x</sub> y HAPs.
- C. PREPA San Juan deberá incluir como parte de la Certificación Anual de Cumplimiento requerida en la Parte 70 del 40 CFR, una certificación de cumplimiento con los requisitos de la Subparte G de la Parte 68 del 40 CFR incluyendo el registro y el Plan de Manejo de Riesgo y una certificación que asegure la implantación adecuada del Plan según la Regla 107(D). En caso de que PREPA San Juan ya no estuviese cubierta por la Subparte G de la Parte 68, deberá someter un registro revisado a la EPA y a la Junta dentro de seis meses indicando que la fuente estacionaria ya no está afectada por la misma. Deberá mantener los documentos que apoyan la implantación de esta parte por cinco años a menos que de otro modo se provea en la Subparte G de la Parte 68. Deberá revisar y actualizar su Plan de Manejo de Riesgos sometido bajo la Sección 68.150 del 40 CFR.
- D. De acuerdo con la Regla 603(a)(5)(i) del RCCA, PREPA San Juan deberá presentar los informes semi-anales sobre todos los muestreos requeridos o todas las instancias de desviación de los requisitos el 1<sup>ro</sup> de octubre y el 1<sup>ro</sup> de abril de cada año, respectivamente o con más frecuencia si lo requiriese la JCA o cualquier otro requisito aplicable. El cálculo de las emisiones se presentará en los formularios preparados para ese efecto por la JCA y el oficial responsable certificará que toda 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/PM10, NO<sub>x</sub>, VOC, CO, SO<sub>x</sub> y HAPs.

---

<sup>5</sup> La certificación de la JCA debe ser dirigida a: Gerente, Área de Calidad de Aire, Apartado 11488, San Juan 00910. La certificación de la EPA debe ir dirigida a: *Chief Enforcement and Superfund Branch CEPD, US EPA-Region II, Centro Europa Building, 1492 Ponce de León Ave. Stop 22, Santurce PR 00909.*

- E. Informes Mensuales de Consumo de Combustible: Las unidades SJ7, SJ8, SJ9 y SJ10 afectadas por la Regla 410 del RCCA por lo que PREPA San Juan deberá someter de forma mensual un informe sobre el contenido de azufre en por ciento 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 y Manejo de Datos durante los primeros 30 días del próximo mes para el cuál el informe es representativo. PREPA San Juan deberá incluir el contenido de asfalteno y vanadio en el combustible y el tipo y la cantidad de aditivo añadido al combustible, si alguno.
- F. 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 días laborables.
- G. De acuerdo con la Regla 603 (a)(5)(ii)(b) del RCCA, PREPA San Juan 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. PREPA San Juan 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)
- H. PREPA San Juan someterá una copia a la EPA 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]
- I. PREPA San Juan deberá cumplir con los requisitos de notificación aplicables del 40 CFR §63.6145 y del 40 CFR parte 63, subparte A para las fechas especificadas a menos que se determine que esta regulación no es aplicable.
- J. PREPA San Juan deberá cumplir con los requisitos de notificación aplicables del 40 CFR §63.6645 y del 40 CFR parte 63, subparte A para las fechas especificadas.

## **Sección IX - Unidades de Emisión Insignificante**

- A. PREPA San Juan proveyó la siguiente lista de actividades insignificantes para un mejor entendimiento de sus operaciones y la distribución de equipos. Ya que no hay un requisito de mantener al día esta lista, las actividades pueden haber sufrido cambios desde el momento en que fue sometida, sin embargo PREPA deberá incluir la lista de actividades insignificantes que están exentas por tamaño o razón de producción y algunas podrían requerir un permiso de construcción bajo la Regla 203 del RCCA.

### Unidades de Emisión Insignificantes y Base de la Exención.

Identificación de Unidad de Emisión	Descripción (Base de la exención)
Tanques R1, R2, R3, R4, S6, S7, S8, S9, S10, LD1	Apéndice B 3 ii (P) del RCCA Emisiones menores a 1 ton/año de VOC (cada uno).
Tanque de almacenamiento de ácido sulfúrico (H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> ) (11,200 galones)	Apéndice B 2 del RCCA
Generadores de Electricidad para Emergencias	Apéndice B 3 ii (O) del RCCA Generadores de Emergencia que operan menos de 500 hrs/año y con permiso de construcción bajo la Regla 203 del RCCA.
Motores de Combustión Interna	Apéndice B 3 vi del RCCA Capacidad menor a 50 hp y horario de operación menor de 500 hrs/año.
Tanques de almacenaje de <i>support</i> de la instalación (aceite usado, <i>lube oil</i> , hidracina, amoníaco, <i>cyclohylamine</i> , propano, ácido, cáustica)	Apéndice B 3 ii (N) del RCCA Capacidad menor de 10,000 galones.
Equipo de tratamiento de agua	Apéndice B 3 ii (L) del RCCA Concentración de VOC en el agua menor de 3,500 ppb por peso.
Descarga de <i>fuel oil</i> y <i>light oil</i> en el muelle	Apéndice B 3 ii (P) del RCCA
Sustancias controladas	Apéndice B 2 del RCCA. Menor de los niveles significativos del Apéndice E del RCCA para plomo, cromo, cloro, arsénico, cadmio, manganeso, mercurio, níquel y selenio.
Material absorbente de aceite ( <i>pads</i> /trapos)	Apéndice B 2 del RCCA. Menor de los niveles significativos del Apéndice E del RCCA para plomo, cromo, cloro, arsénico, cadmio, cobalto, manganeso y níquel.
Torres de enfriamiento de agua	Apéndice B 3 xxxiii del RCCA Sistemas sin químicos basados en cromo.

### Sección X - Protección por Permiso

- 1- A tenor 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 se 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.

(1) Requisitos No Aplicables para las unidades SJ7, SJ8, SJ9 y SJ10

<b>Requisitos No Aplicables</b>		
<b>Estatales</b>	<b>Federales</b>	<b>Razón</b>
Límites para Contaminantes Atmosféricos Peligrosos		Ver Sección X, Parte (B) del Permiso
	Estándares para el funcionamiento de unidades de generación de vapor (40 CRF Parte 60 Subparte D)	Ver Sección X, Parte (B) del Permiso

(2) Fundamentos para No-Aplicabilidad

<b>Código para Determinación de No-Aplicabilidad</b>	
<b>Código</b>	<b>Fundamento</b>
Límites para Contaminantes Atmosféricos Peligrosos	No existen requisitos aplicables
40 CRF Parte 60 Subparte D	No es aplicable a fuentes construidas antes del 17 de agosto de 1971

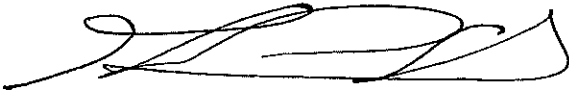
- 2- La cubierta protectora del permiso cubre cualquier escenario alternativo de operación siempre y cuando esté definido y permitido bajo las condiciones de este permiso.

**Sección XI - 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 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 19 de mayo de 2006.

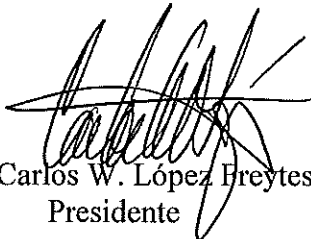
**JUNTA DE CALIDAD AMBIENTAL**



Lcdo. Eugene Scott Amy  
Vice Presidente



Julio I. Rodríguez Colón  
Miembro Alterno



Lcdo. Carlos W. López Freytes  
Presidente

## APÉNDICE

## Apéndice I - 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

API	<i>American Standard Testing Methods</i>
AP-42	<i>Compilation of Air Pollutant Emission Factors</i>
ASTM	<i>American Standard Testing Methods</i>
Btu	Unidad Térmica Británica
CFR	Código de Regulaciones Federales (en inglés)
CMS	Sistema de monitoreo continuo (en inglés)
CO	Monóxido de Carbono
COMS	Sistema de monitoreo continuo de opacidad (en inglés)
EPA	Agencia Federal de Protección Ambiental (en inglés)
HAP	Contaminantes Atmosféricos Peligrosos
H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	Ácido sulfúrico
IP	<i>Institute of Petroleum</i>
JCA	Junta de Calidad Ambiental de Puerto Rico
Lbs	Libras

MMBtu	Millón de Btu
NNCAA	Normas Nacionales de Calidad de Aire Ambiental (NAAQS)
NO <sub>x</sub>	Óxidos de nitrógeno
OMP	Operaciones y Mantenimiento Preventivo
O <sub>2</sub>	Oxígeno
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)
ppb	partes por billón
ppm	partes por millón
ppmw	partes por millón por peso
PREPA	Puerto Rico Electric Power Authority
PSD	Prevención de Deterioro Significativo
psid	libra por pulgada cuadrada, diferencial
psig	libra por pulgada cuadrada, gauge
RCCA	Reglamento para el Control de la Contaminación Atmosférica de la Junta de Calidad Ambiental
RMP	Plan de Manejo de Riesgo (en inglés)
sec	segundos
SIC	Clasificación Estándar de Industrias ( <i>Standard Industrial Classification</i> )
SO <sub>x</sub>	Óxidos de azufre
SO <sub>2</sub>	Bióxido de azufre

ssu	Saybolt Universal Seconds
VOC	Compuestos Orgánicos Volátiles (en inglés)
wt%	por ciento por peso



**Attachment B of Exhibit 2**

Cost Savings Excel File

*(Native file submitted and filed via email.)*