



Page 1 of 17  
February 21, 2024  
**Received:**  
**Feb 21, 2024**  
**6:05 PM**

Via Electronic Submittal

<https://radicacion.energia.pr.gov/login>

Mr. Edison Avilés-Deliz  
Chairman and President  
Energy Bureau  
Public Service Regulatory Board  
268 Avenida Muñoz Rivera  
Edificio World Plaza  
Piso 7, Suite 704  
Hato Rey, Puerto Rico 00918

***Re: Request for Leave to Operate Palo Seco MP and Mayagüez CT with Natural Gas as Primary Fuel***

Dear Chairman Avilés-Deliz and Associate Commissioners:

For more than eight decades, Puerto Rico's electrical system was under the sole control of the Puerto Rico Electric Power Authority ("PREPA"), maintaining vertical integration across the entire production chain, from generation to transmission and distribution of electric power. With a customer base of around 1.5 million, PREPA held a monopoly on the island's electricity provision. However, despite its status and for many reasons, PREPA struggled to provide its customers with efficient service at reasonable costs. This challenge was further exacerbated by the devastation caused by hurricanes Irma and María in September 2017.

Recognizing the urgent need for a comprehensive overhaul, the Government of Puerto Rico embarked on a mission to modernize, sustain, and fortify its electrical system, aiming for enhanced reliability, efficiency, and affordability. This imperative led to the enactment of Act 120-2018<sup>1</sup> and Act 17-2019,<sup>2</sup> providing the legal framework to facilitate this transformation. Under this legislation, PREPA gained the authority to divest its

---

<sup>1</sup> Act. No. 120 of June 21, 2018, as amended.

<sup>2</sup> Act. No. 17 of April 11, 2019.

electric power generation assets and delegate operational responsibilities as deemed necessary. Act 120-2018 also granted PREPA and the Puerto Rico Public-Private Partnerships Authority (“P3 Authority”) the mandate to oversee and execute the intricate processes involved in these transactions, paving the way for substantive reforms in the island’s energy landscape.

On June 22, 2020, the Government of Puerto Rico successfully transferred the operation and maintenance of the T&D System to LUMA Energy, LLC (“LUMA”). After that, on January 25, 2023, PREPA as Owner, the P3 Authority as Administrator and Genera PR LLC (“Genera”) as Operator, executed the *Puerto Rico Thermal Generation Facilities Operation and Maintenance Agreement* (“Generation OMA”) by which Genera is named as the sole agent of PREPA tasked with the operation and maintenance of the legacy generation assets (“LGA”).<sup>3</sup> Per the terms of the Generation OMA, the main tasks that Genera has are to operate and maintain the LGA, manage fuel contracts, and supply and decommission units of the LGA as ordered by the Puerto Rico Energy Bureau of the Public Service Regulatory Board (“PREB”). With this historic step, Puerto Rico ensures the continuity of the transformation of the island’s electricity system and the transition to the integration of renewable energy sources as outlined in the Integrated Resource Plan<sup>4</sup> (“2020 IRP”) and Puerto Rico’s public energy policy.

Genera took over the operation of the LGA on July 1, 2023, and it is working towards facilitating Puerto Rico’s transition to a sustainable, cost-efficient, and stable energy system. As the new operator, Genera marks another significant stride towards the energy transformation needed and deserved by the people of Puerto Rico. Genera’s objectives include facilitating the transition to renewable energy generation, adhering to the 2020 IRP sanctioned by the Energy Bureau, ensuring effective long-term planning of energy needs, optimizing plant operations to guarantee electric system stability, and fostering the development of a renewed, modern, and efficient system that promotes Puerto Rico’s economic growth.

---

<sup>3</sup> PREPA’s base-load generation plants and combustion turbine peaking units.

<sup>4</sup> *Final Resolution and Order on the Puerto Rico Electric Power Authority Integrated Resource Plan* entered in case no. CEPR-AP-2018-0001, *In Re: Review of the Puerto Rico Electric Power Authority Integrated Resource Plan*.

At Genera, we understand that one of the significant challenges for the people of Puerto Rico is bearing fuel costs used to generate power, and it is of the utmost importance that we deliver cost-effective energy solutions to PREPA's customers. Notably, the more significant impact of PREPA's customer bills is currently attributed to fuel costs. These costs are passed on to the customers, exposing them to market fluctuations influenced by various exogenous factors like seasonal changes, pandemics, wars, government changes, and market fluctuations.

Genera recognizes that the ultimate objective is to eliminate the use of fossil fuels, but the current system is not ready to retire the entire fossil-fueled fleet in the short-term. Therefore, Genera, with the approval of PREB, seeks to implement projects that can substantially reduce fuel costs with *no* or minimal capital investment and achieve fuel cost savings until units of the LGA are retired or replaced.

In furtherance of this commitment, Genera has identified several fuel-swapping projects that can significantly reduce fuel costs *without* incurring any capital expense. These projects will be implemented in a phased approach based on cost and time considerations. The purpose of this letter is to present and request PREB's leave to complete the first major project to reduce fuel costs: completing the fuel swaps of the Palo Seco mobile packs ("Palo Seco MP") (described below) and Mayagüez combustion turbines ("Mayagüez CT") (described below). **According to the following models, the fuel swaps for Palo Seco MP and Mayagüez CT are expected to result in savings exceeding \$65 million annually.**

Genera is committed to delivering solutions that address Puerto Rico's energy needs. We believe that the proposed fuel-swapping projects will reduce fuel costs and pollution and enhance Puerto Rico's energy security. We are confident that our approach will help LUMA's customers save money and contribute towards building a sustainable energy future.

#### I. Palo Seco MP

PREPA owns three PW Power Systems model FT8 MOBILEPAC dual-fuel capable combustion turbines installed at the Palo Seco Power Plant in Toa Baja ("Palo Seco MP")

with a nameplate capacity of 27MW each.<sup>5</sup> Genera operates these units in accordance with the Generation OMA. These units began commercial operation on October 2019 under an emergency waiver. The Palo Seco MP are available for power during peak hours and emergencies. The three generators provide the opportunity for fast response in the event of an emergency, lack of sufficient power generation on the Island or sudden increase in demand due to forced outages in the rest of the PREPA's generating fleet. The Palo Seco MP can operate in liquid fuel (diesel) and natural gas, thus having dual-fuel capabilities. Nevertheless, they operate solely on ultra-low sulfur diesel (ULSD) with 15 ppm max sulfur.

In 2023, the power plants produced a total net generation of 192,934MW, averaging 64,311 for each one, and operated at a capacity factor of 27%. The units had an average heat rate of 10,109 and a production cost of 24 cents per kilowatt-hour.

The Palo Seco MP units currently operate according to the Permit to Construct number PFE-70-0120-0010-II-C, issued by the Puerto Rico Department of Natural and Environmental Resources ("DNER"), which authorizes the construction of three turbines, PWPS model FT8 MOBILEPAC, using diesel fuel at a max rate of consumption of 2,053 gal/hr. They also use a water injection system as emissions control equipment. The limit fuel consumption outlined in the permit for all three turbines combined is 12,281,995 gallons of ultra-low sulfur diesel on a rolling 12-month basis. A modification of the construction permit was issued on April 24, 2023, which *allows using natural gas as fuel* with a maximum consumption rate of 289,020 scf/hr. The limit fuel consumption outlined in the permit for all three turbines combined is 2,530,868,932 scf of natural gas on a rolling 12-month basis.

## II. Mayagüez CT

PREPA owns four Pratt & Whitney FT8 Swift Pac, dual-fuel capable combustion units installed at the Mayagüez Power Plant in Mayagüez ("Mayagüez CT") with a nameplate capacity of 55MW each. These units officially began commercial operation in 2009. Genera operates these units as part of the Generation OMA. Similar to the Palo Seco MP, the Mayagüez CT are available for power during peak hours and emergencies, can run on liquid fuel or natural gas, and provide the opportunity for fast response in the

---

<sup>5</sup> Referred to as "MegaGen" in the 2020 IRP.

event of an emergency, lack of sufficient power generation on the Island or sudden increase in demand due to forced outages in the rest of the PREPA's generating fleet. The Mayagüez CT are designed and mechanically operate in liquid fuel (diesel) and natural gas. Nevertheless, they operate solely on ULSD with 15 ppm max sulfur content.

In 2023, the power plant produced a total net generation of 354,449MW, averaging 88,612 for each one, and operated at a capacity factor of 18%. The units had an average heat rate of 10,987 and a production cost of 24 cents per kilowatt-hour.

The Mayagüez CT operate according to the Permit to Construct, number PFE-50-0307-0286-I-II-C, issued by DNER, which authorizes the construction of four units Pratt & Whitney FT8 Swift Pac using fuel oil #2 at a max rate of consumption of 1,984 gal/hr and using a water injection system as emissions control equipment, as described in Section II of said Permit. The limit fuel consumption outlined in the permit for all four units combined is 46,987,485.7 gallons of fuel oil #2 on a rotatory 365-day basis. The Mayagüez CT currently is not permitted to operate using natural gas. Still, as soon as PREB issues its approval to do the fuel swap, Genera will begin the process of amending the current permit.

### III. Units operate with ULSD

The Palo Seco MP and the Mayagüez CT are designed and can operate by burning diesel and natural gas as fuels. However, currently, both operate solely with ULSD. ULSD is the most expensive grade of diesel in the market, not only because of the low sulfur content but also due to the high demand for this fuel worldwide. Furthermore, because diesel is considered both an emergency and a military fuel, natural disasters and geopolitical conflicts around the world result in extremely high price volatility and, in extreme cases, shortages of supplies of ULSD for extended periods. For reference, Table 1 below shows the historical and forecasted prices of ULSD for the last three years and up to FY2025.

Table 1

ULTRA LOW SULFUR DIESEL AVERAGE PRICE IN \$/BBL PER FISCAL YEAR			
PRICE	Variance Y-to-Y		
FY '21	74.0311	--	
FY '22	131.1028	77.1%	
FY '23	142.2877	8.5%	
FY '24	129.2523	-9.2%	Up to Feb. 5, 2024
FY '24	109.2700	-15.5%	Forecast

In addition to the general “macro” price and supply challenges described above, PREPA has also suffered constraints with the local supply of ULSD due to intrinsic factors such as limited storage capacity and maritime and vessel capacity restrictions. As a result, the supply of diesel during emergencies and high-demand periods has been a factor in the operation of these units.

Despite having lower sulfur content than regular diesel, ULSD still emits higher levels of greenhouse gases, particulate matter, and other harmful pollutants than less pollutant fuels, such as natural gas.

#### IV. Fuel swap to natural gas as primary fuel and ULSD as backup

Switching the primary fuel to operate the Palo Seco MP and the Mayagüez CT from ULSD to natural gas will benefit PREPA’s customers. One of the most significant benefits is the savings in fuel costs.

Genera has prepared an illustrative Fuel Swap Savings Model for each project. A thorough explanation of the model and the information used in each is detailed below.

a. Palo Seco MP fuel swap savings

Attached to this letter is the Palo Seco Fuel Swap Cost Savings Model (Appendix A). A breakdown of the model presented in Table 2 is provided in the following sections, with a narrative “walk-through” also outlined below.

Table 2

		PS PWPS FT8		x3 FT8 units
		Gas	Diesel	in Palo Seco
1	<b>Fuel Swap Savings</b>			
2	Capacity	MW	27.0	
3	(x) Capacity Factor	%	33%	
4	(x) Hours ( <i>in a year</i> )	hr	8,760	
5	Generation	MWh	79	236
6	(x) Heat Rate (HHV)	Btu/kWh	10,226	
7	Fuel Consumption	TBtu	0.8	2
8	(x) Fuel Price	\$/MMBtu	\$11.25	
9	[A] Annual Fuel Cost	\$mm	\$9.07	\$15.15
10	Fuel Cost Savings	\$/MMBtu	-	\$7.55
11	Annual Fuel Cost Savings	\$mm	-	\$6.09
12	Generation Cost	\$/kWh	\$0.115	\$0.192
13	[B] Generation Cost Savings	\$/kWh	-	\$0.077

The following is a “walk-through” of the model.

i. Inputs and methodology

1. Unit performance and operational inputs

Based on the units’ historical performance, their Maximum Dependable Capacity is 27 MW. Per the environmental permit, the Capacity Factor is 33%. The breakdown of this calculation is detailed in Table 3.

Table 3

	Mega Gen Utilization Capacity		unit	Formula/Source
[ A ]	NG Max Fuel Consumption Rate	289,020	scf/hr	Emission Source Construction Permit Modification 24 Apr 2023 Section II
[ B ]	NG Fuel Consumption Limit (12-month rotating period)	2,530,868,932	scf/year	Emission Source Construction Permit 09 Apr 2022 Section IV.13.b
[ C ]	Operational hr Limit per year	8,756.73	hr/year	[C]=[B]/[A]
[ D ]	Operational hr Limit per day	23.99	hr/day	[D]=[C]/365
[ E ]	Operational hr Limit per day per unit (3 units)	8.00	hr/day/unit	[E]=[D]/3
[ F ]	Utilization Capacity	33	%	[F]=([E]/24)*100

From the inputs above, the generation output for each of the Palo Seco MP is 79 MWh ((27 MW Capacity x 33% Capacity Factor x 8,760 hours in a year) / 1000 = 79 MWh).

The Heat Rate of 10,226 Btu/kWh for these units is based on their 2023 performance. The 79 MWh multiplied/times the 10,226 Btu/kWh Heat Rate results in 0.8 TBtu of fuel



consumption for each unit, meaning that the three units consume a total of ~2 TBtu of fuel.

## 2. Fuel price forecast input

Per the most recent analysis, on average for FY2025, ULSD is forecasted to cost \$18.80/MMBtu, while liquified natural gas (“LNG”) in San Juan is forecasted to cost \$10.25/MMBtu. However, there is a logistics cost to supplying LNG to Palo Seco MP. Conservatively, Genera has assumed a \$1 adder to the cost of LNG to cover such logistics cost premium, resulting in an \$11.25 / MMBtu cost for LNG in Palo Seco MP. The differential between ULSD and LNG in this exercise results in \$7.55 / MMBtu, which, on an annual basis, is \$6.09 million for each unit.

Therefore, the result of the Palo Seco fuel MP swap, which converts the Palo Seco MP units from using USLD as fuel to using natural gas as primary fuel and ULSD as backup fuel, results in an \$18.26 million saving for the ratepayer of Puerto Rico.

### b. Mayagüez CT fuel swap savings

Attached to this letter is the Mayagüez Fuel Swap Cost Savings Model (Appendix B). The breakdown of the model presented in Table 4 is provided in the following sections, with a narrative walk-through also outlined below.

Table 4

		P&W FT8		X4 FT8
		Gas	Diesel	units
				in
				Mayagüez
1	<b>Fuel Swap Savings</b>			
2	Capacity	MW	54.0	54.0
3	(x) Capacity Factor	%	34%	34%
4	(x) Hours ( <i>in a year</i> )	hr	8,760	8,760
5	Generation	MWh	160	160
6	(x) Heat Rate (HHV)	Btu/kWh	10,364	10,364
7	Fuel Consumption	TBtu	1.7	1.7
8	(x) Fuel Price	\$/MMBtu	\$11.25	\$18.80
9	[A] Annual Fuel Cost	\$mm	\$18.64	\$31.15
10	Fuel Cost Savings	\$/MMBtu	-	\$7.55
11	Annual Fuel Cost Savings	\$mm	-	\$12.51
12	Generation Cost	\$/kWh	\$0.117	\$0.195
13	[B] Generation Cost Savings	\$/kWh	-	\$0.078

The following is a “walk-through” of the model.

i. Inputs and methodology

1. Unit performance and operational inputs

Based on the units’ historical performance, their Maximum Dependable Capacity is 54 MW. Per the environmental permit, the Capacity Factor is calculated to be 34%. The breakdown of this calculation is detailed in Table 5.

Table 5

	Mega Gen Utilization Capacity		unit	Formula/Source
[A]	Diesel Max Fuel Consumption Rate	1,984	scf/hr	Construction Permit Modification PFE-50-0307-0286-I-II-C Section II
[B]	Diesel Fuel Consumption Limit (12-month rotating period)	46,987,486	scf/year	Construction Permit Modification PFE-50-0307-0286-I-II-C
[C]	Operational hr Limit per year	23,682.015	hr/year	$[C]=[B]/[A]$
[D]	Operational hr Limit per day	64.88	hr/day	$[D]=[C]/365$
[E]	Operational hr Limit per day per unit (8 units)	8.11	hr/day/unit	$[E]=[D]/3$
[F]	Utilization Capacity	34	%	$[F]=([E]/24)*100$

From the inputs above, the generation output for each of the Mayagüez CT unit is 160 MWh  $((54 \text{ MW Capacity} \times 34\% \text{ Capacity Factor} \times 8,760 \text{ hours in a year}) / 1000 = 160 \text{ MWh})$ .

The Heat Rate of 10,364 Btu/kWh for these units is based on their 2023 performance. The 160 MWh multiplied/times the 10,364 Btu/kWh Heat Rate results in 1.7 TBtu of fuel consumption for each of the units, which means that the four units consume a total of ~8 TBtu of fuel.

## 2. Fuel price forecast input

Per the most recent analysis, on average for FY2025, ULSD is forecasted to cost \$18.80/MMBtu, while LNG in San Juan is forecasted to cost \$10.25/MMBtu. However, there is a logistics cost to supplying LNG to Mayagüez. Conservatively, Genera has added a \$1 adder to the cost of LNG to cover such logistics cost premiums, resulting in a \$11.25 / MMBtu cost for LNG in Mayagüez. The differential between ULSD and LNG in this exercise results in \$7.55 / MMBtu, which, on an annual basis, is \$12.51 million for each unit.

Therefore, the result of the Mayagüez CT fuel swap, which switches the Mayagüez CT units from using ULSD as fuel using natural gas as primary fuel and ULSD as backup fuel, results in a \$50.04 million saving for the LUMA ratepayer of Puerto Rico.

## V. Environmental Benefits

The cost savings that the fuel swaps will generate are not the only benefit that these projects will yield. Swapping fuels from USLD as primary fuel to natural gas as primary fuel and ULSD as backup fuel also generates significant environmental benefits, thus making this project a step forward in creating a more sustainable energy future for Puerto Rico. Natural gas is a cleaner burning fuel that emits fewer greenhouse gases and particulate matter. According to the US Environmental Protection Agency, the combustion of natural gas emits 50% less carbon dioxide than coal and 27% less CO<sub>2</sub> than oil. Moreover, natural gas also emits fewer nitrogen oxides and sulfur dioxide than diesel and gasoline, which are major contributors to smog, acid rain, and other environmental problems.

When it comes to environmental benefits, using natural gas as compared to ULSD provides several advantages. Firstly, natural gas emits fewer greenhouse gases such as carbon dioxide and methane than ULSD. This makes it a more environmentally friendly option as it contributes less to global warming and climate change. Secondly, natural gas produces lower levels of harmful air pollutants such as nitrogen oxides, sulfur dioxide, and particulate matter than ULSD. This means that it can help reduce air pollution and improve air quality. Finally, natural gas is a cleaner-burning fuel that can help reduce the carbon footprint as compared to ULSD, which is a fossil fuel.

## VI. Alignment with 2020 IRP and Energy Public Policy

The fuel swaps proposed herein are aligned with the 2020 IRP. Neither the Palo Seco MP nor the Mayagüez CT are retired in the Modified Action Plan.

Back in 2018, PREPA requested PREB to allow the conversion of the Mayagüez CT to burn natural gas. Nevertheless, the request was tied to the development and investment in infrastructure, including the development of a new ship-based LNG terminal. When PREB evaluated the proposal, it found it unreasonable to consider expenditures in an LNG infrastructure, thus denying the conversion of the 200 MW Mayagüez peakers to burn natural gas. However, the Energy Bureau ordered the retention of the peakers since the units are a recent generation resource installed in 2009, and there is no expectation that their economic or age-related retirement might occur during the Modified Action Plan period. Thus, currently, there is no expectation to retire the Mayagüez CT.

Regarding the Palo Seco MP, these are also considered part of the fleet during the Modified Action Plan period, and there are no plans to retire them. Moreover, PREB allowed for a limited replacement of the peaking resources, which is constrained to 147MW. This calculation included the capacity of the Palo Seco MP. Thus, currently, there is no expectation to retire the Palo Seco MP.

Moreover, the fuel swaps herein proposed are aligned with Puerto Rico's energy public policy. This project seeks to maximize the benefits of the existing fleet instead of acquiring new fossil-fueled generation assets until PREB decides that it has to be replaced or repurposed. The fuel swaps will provide cost savings to customers during the transition to the new and transformed generation system.

The fuel swaps proposed herein follow the mandates of Puerto Rico legal requirements. The laws of Puerto Rico promote the integration of small-scale electric power plants with the capacity to operate with a diversified fuel mix, one of which shall be natural gas, that reduces greenhouse gas emissions, with more modern technology and associated infrastructure and high-efficiency capacity, and capable of integrating distributed generation and renewable energy into the electric power grid. Every new or existing electric power plant, other than those operating exclusively on renewable

energy sources, shall be able to generate power from two or more fuels, one of which shall be natural gas.

The project to complete the fuel swaps for the Palo Seco MP and the Mayagüez CT aligns with the abovementioned policy. Moreover, it goes beyond these requirements since Genera is proposing to maximize the use of existing units and make them compliant with the policy and legal requirements mentioned above **without making capital investments** in upgrades or purchasing new fossil-fueled generation assets.

This project is also aligned with Puerto Rico's goal to achieve 100% renewable energy by 2050. Through the 2020 IRP, PREB ordered an unprecedented procurement process that aims towards furthering this goal. In compliance with this, PREB has launched a series of RFPs to procure the purchase of over 3,500MW of renewable generation and 1,500MW in 4-hour cycles of battery energy storage. However, renewable and battery storage systems alone do not provide the same services as baseload units that will be retired after integrating utility-scale renewable energy projects. Therefore, systems that supply the necessary services must be integrated with renewable generation.

Puerto Rico is also experiencing significant growth in the integration of distributed generation. The T&D Operator has been key in this accelerated interconnection. Rooftop solar systems, representing approximately 680 MW, were connected to Puerto Rico's grid through 2023. To date, these systems are producing generation for the homeowners and business owners that have them and for the grid through the net metering program. Integrating this energy into the system benefits in terms of adding generation, but, like the latter example, they require ancillary services to maintain stability and avoid disturbances.

The services needed to continue the support of renewable energy integration, such as frequency regulation, voltage control, inertia capacity, short-circuit capacity, and fast spinning reserve, are necessary to maintain stability in the electric system. Thus, small gas turbines will add much-needed support to the integration of resilient and sustainable generation, providing ancillary services to the grid. Furthermore, once the large base load units are retired, Puerto Rico must maintain a diversified portfolio of generation resources, including dispatchable and dependable generation. This is important because renewable resources like solar and wind are intermittent, and their output can vary based on weather conditions, making it difficult to ensure a steady

---

electricity supply. Dispatchable generation sources like natural gas are essential for balancing the grid. A mix of generation sources can help mitigate supply disruptions and price volatility in the energy market. Dispatchable generation sources can provide a reliable and consistent source of electricity that can be dispatched on demand to meet changing energy needs.

The Mayagüez CT and Palo Seco MP have the necessary features to offer the essential services listed above. However, by swapping the fuel of these units, Genera can provide these services to the grid at a lower cost than if they were to use ULSD.

#### VII. No impact on rates

The Mayagüez CT and Palo Seco MP power plants are currently operating on ULSD. Both are already equipped to operate on natural gas. The only requirement is to replace outdated or damaged components that have become obsolete over the years. Genera management will perform all necessary work to make these units ready for natural gas operation. Thus, **the fuel swaps proposed herein will not affect base rates or riders and will be completed at no cost to LUMA's customers.** Further, it is expected that these projects will also have additional savings, like O&M costs because fire hours for service are more in gas than in ULSD operation.

#### VIII. Fuel supply

Natural gas will be supplied via LNG ISO tanks to the Palo Seco MP and Mayagüez CT via a sale and purchase agreement that is being procured in the market via a competitive process administered by the P3 Authority and their designated Third-Party Procurement Officer. The resulting fuel agreement will establish the applicable price and other terms and conditions for the gas fuel.

## IX. Conclusion

Genera hereby requests the evaluation of fuel swaps for Palo Seco MP and Mayagüez CT to achieve savings exceeding \$65 million annually. These swaps will bring about financial benefits and help reduce pollutants and contaminants in Puerto Rico.

The project is essential in transforming the Puerto Rico generation system into a cost-effective, sustainable, and reliable one. Therefore, Genera urges PREB to evaluate the project's benefits and allow to operate the Palo Seco MP and Mayagüez CT using natural gas as the primary fuel and ULSD as the backup fuel.

Respectfully,

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Katuska Bolaños".

Katuska Bolaños  
Chief Regulatory Officer  
Genera PR LLC



CC.  
Fermín Fontanés-Gómez, Executive Director  
Puerto Rico Public-Private Partnerships Authority  
[Fermin.Fontanes@p3.pr.gov](mailto:Fermin.Fontanes@p3.pr.gov)

Josué Colón-Ortiz, Executive Director  
Puerto Rico Electric Power Authority  
[josue.colon@prepa.pr.gov](mailto:josue.colon@prepa.pr.gov)



**Palo Seco Fuel Swap Cost Savings**

		PWPS FT8		x3 FT8 units in Palo Seco	Notes
		Gas	Diesel		
1	<b>Fuel Swap Savings</b>				
2	Capacity	MW	27.0	27.0	Maximum Capacity Dependable
3	(x) Capacity Factor	%	33%	33%	From Environmental Permit (calc in <Environmental Permit> tab.
4	(x) Hours (in a year)	hr	8,760	8,760	
5	Generation	MWh	79	79	236
6	(x) Heat Rate (HHV)	Btu/KWh	10,226	10,226	From Operation raw data <MP Raw_data Accum. 2023> Tab.
7	Fuel Consumption	TBtu	0.8	0.8	2
8	(x) Fuel Price	\$/MMBtu	\$11.25	\$18.80	From Fuel Team Forecast for FY2025. (<Fuels Price Forecast - MAIN> tab) + \$1/MMBtu premium for logistics cost for Palo Seco.
9	[A] Annual Fuel Cost	\$mm	\$9.07	\$15.15	
10	Fuel Cost Savings	\$/MMBtu	-	\$7.55	
11	Annual Fuel Cost Savings	\$mm	-	\$6.09	\$18.26
12	Generation Cost	\$/KWh	\$0.115	\$0.192	
13	[B] Generation Cost Savings	\$/KWh	-	\$0.077	<< Generation cost saving only to production of the FT8s in Palo Seco

Mobile Peck PW FT-8 (Central Palo Seco)	Gross Production (MW)	Net Production (MW)	Fuel Consumption (Bbl)	HHV (Valor calorífico)	BTU (energía del combustible)	Net Heat Rate (Btu/MWh) Eficiencia (%)
MP 1 (1411)	66,676.10	66,646.40	118,268.76	5,809,820	687,120,189,794	10,310
MP 2 (1410)	61,651.40	61,620.30	108,926.73	5,809,820	632,844,694,489	10,270
MP 3 (1412)	64,689.00	64,668.00	112,398.14	5,809,820	653,012,979,164	10,098
<b>Total</b>	<b>193,016.50</b>	<b>192,934.70</b>	<b>339,593.63</b>		<b>1,972,977,863,447</b>	<b>10,226</b>

Datos 2023

**GENERA PR  
FUELS DEPARTMENT  
Fuel Prices Forecast Calculation**

**Date**      18-Jan-23

<b>Diesel (ULSD)</b>		NOTE: Adder for ULSD is \$7.75/Bbl					
month	Future Price/bbl			NY ULSD	Gulf Coast ULSD	Platts Gulf Coast Waterborns <small>*Estimate* (Platts Gulf Coast + \$0.02)</small>	Average of NY + GCwb
Jan-24	\$115.59						
Feb-24	\$117.30			2.6496	2.5471	2.5671	2.6084
Mar-24	\$115.22			2.5889	2.5089	2.5289	2.5589
Apr-24	\$113.28			2.5402	2.4652	2.4852	2.5127
May-24	\$111.69			2.5010	2.4285	2.4485	2.4748
Jun-24	\$111.01			2.4836	2.4136	2.4336	2.4586
Jul-24	\$110.64			2.4754	2.4039	2.4239	2.4497
Aug-24	\$110.74			2.4767	2.4077	2.4277	2.4522
Sep-24	\$110.93			2.4798	2.4133	2.4333	2.4566
Oct-24	\$110.54			2.4769	2.3979	2.4179	2.4474
Nov-24	\$109.75			2.4683	2.3688	2.3888	2.4286
Dec-24	\$109.20			2.4602	2.3507	2.3707	2.4155
Jan-25	\$108.67			2.4499	2.3356	2.3556	2.4028
Feb-25	\$108.17			2.4948	2.3272	2.3472	2.3910
Mar-25	\$107.86			2.4139	2.3334	2.3534	2.3837
Apr-25	\$107.80			2.4005	2.3439	2.3639	2.3822
May-25	\$107.37			2.3896	2.3343	2.3543	2.3720
Jun-25	\$107.09			2.3825	2.3280	2.3480	2.3653
			Average for FY'25 =				
			\$109.06 /Bbl				
			\$18.80 /MMBtu				

**Nomenclature**

- NY ULSD = CME Group NY Harbor ULSD Futures - Settlements
- Gulf Coast ULSD = CME Group Gulf Coast ULSD (Platts) Futures - Settlements
- BRENT = CME Group Brent Last Day Financial Futures Settlements
- Henry Hub = CME Group Henry Hub Natural Gas Futures - Settlements
- Marine 0.5% + 4.30 = Platts 0.5% Dvld US Atlantic Coast Barge + \$4.30 adder per barrel
- BRENT daily = ICE Brent settlement for specific day for contract month
- USGC Correlation = Marine Fuel 0.5% S future value determined by mathematical correlation using USGC 0.5% S historical data
- BRENT Correlation = Marine Fuel 0.5% S future value determined by mathematical correlation using BRENT historical data

<b>Fuel Oil #6</b>		NOTE: Adder for FO#6 is \$4.30/Bbl				
month	Future Price/bbl			USGC Correlation	BRENT Correlation	Average
Jan-24	\$94.66			99.56	93.03	96.29
Feb-24	\$96.29			97.91	92.42	95.17
Mar-24	\$95.17			96.75	92.07	94.41
Apr-24	\$94.41			95.70	91.74	93.72
May-24	\$93.72			94.83	91.33	93.08
Jun-24	\$93.08			94.05	90.92	92.49
Jul-24	\$92.49			93.36	90.46	91.91
Aug-24	\$91.91			92.65	90.01	91.33
Sep-24	\$91.33			91.97	89.54	90.75
Oct-24	\$90.75			91.34	89.07	90.20
Nov-24	\$90.20			90.71	88.60	89.65
Dec-24	\$89.65			90.21	88.15	89.18
Jan-25	\$89.18			89.84	87.79	88.82
Feb-25	\$88.82			89.48	87.41	88.45
Mar-25	\$88.45			89.11	87.05	88.08
Apr-25	\$88.08			88.78	86.68	87.73
May-25	\$87.73			88.44	86.31	87.38
Jun-25	\$87.38					
			Average for FY'25 =			
			\$89.66 /Bbl			
			\$14.23 /MMBtu			

<b>LNG San Juan</b>			<b>LNG CS + ECO</b>		
month	Henry Hub	Future Price/MMBtu	month	Henry Hub	Future Price/MMBtu
Jan-24	2.619	9.5119	Jan-24	2.619	8.5119
Feb-24	2.697	9.6016	Feb-24	2.697	8.6016
Mar-24	2.413	9.2750	Mar-24	2.413	8.2750
Apr-24	2.407	9.2681	Apr-24	2.407	8.2681
May-24	2.479	9.3509	May-24	2.479	8.3509
Jun-24	2.613	9.5050	Jun-24	2.613	8.5050
Jul-24	2.752	9.6648	Jul-24	2.752	8.6648
Aug-24	2.798	9.7177	Aug-24	2.798	8.7177
Sep-24	2.778	9.6947	Sep-24	2.778	8.6947
Oct-24	2.854	9.7821	Oct-24	2.854	8.7821
Nov-24	3.242	10.2283	Nov-24	3.242	9.2283
Dec-24	3.733	10.7930	Dec-24	3.733	9.7930
Jan-25	4.020	11.1230	Jan-25	4.020	10.1230
Feb-25	3.860	10.9390	Feb-25	3.860	9.9390
Mar-25	3.446	10.4629	Mar-25	3.446	9.4629
Apr-25	3.169	10.1444	Apr-25	3.169	9.1444
May-25	3.184	10.1616	May-25	3.184	9.1616
Jun-25	3.321	10.3192	Jun-25	3.321	9.3192
		Average for FY'25 =			Average for FY'25 =
		\$10.25 /MMBtu			\$9.25 /MMBtu

**NOTE:**  
As established on Exhibit C - Fuel Price, of the FSPA agreed between NFE and PREPA, the adder shall be adjusted as follows:

**NFE**  
 115% \* Henry Hub + \$7.50 (During months 13-24 of the Initial Contract term)  
 115% \* Henry Hub + \$6.50 (During months 25 until the end of Initial Contract term)

August 1, 2023 marks the beginning of the 25<sup>th</sup> month of Initial Contract Term, so adder will be reduced as shown by highlighted formula.

<b>Mega Gen Utilization Capacity</b>			
NG Max Fuel Consumption Rate	289,020	scf/hr	Emission Source Construction Permit Modification 24 Apr 2023 Section II
NG Fuel Consumption Limit (12 month rotating period)	2,530,868,932	scf/year	Emission Source Construction Permit 09 Apr 2022 Section IV.13.b
Operational hr Limit per year	8756.726	hr/year	
Operational hr Limit per day	23.99	hr/day	
Operational hr Limit per day per unit (3 units)	8.00	hr/day/unit	
Utilizacion Capacity	33	%	



## Mayagüez Fuel Swap Cost Savings

		P&W FT8		x4 FT8 units in Mayaguez	Notes
		Gas	Diesel		
1	<b>Fuel Swap Savings</b>				
2	Capacity	MW	54.0	54.0	Maximum Capacity Dependable
3	(x) Capacity Factor	%	34%	34%	From Environmental Permit (calc in <Environmental Permit> tab.
4	(x) Hours (in a year)	hr	8,760	8,760	
5	Generation	MWh	160	160	639
6	(x) Heat Rate (HHV)	Btu/KWh	10,364	10,364	From Operation raw data <Generation Raw_data Accum. 2023> Tab.
7	Fuel Consumption	TBtu	1.7	1.7	7
8	(x) Fuel Price	\$/MMBtu	\$11.25	\$18.80	From Fuel Team Forecast for FY2025 (<Fuels Price Forecast - MAIN> tab) + \$1/MMBtu premium for logistics cost for Mayaguez.
9	[A] Annual Fuel Cost	\$mm	\$18.64	\$31.15	
10	Fuel Cost Savings	\$/MMBtu	-	\$7.55	
11	Annual Fuel Cost Savings	\$mm	-	\$12.51	\$50.04
12	Generation Cost	\$/KWh	\$0.117	\$0.195	
13	[B] Generation Cost Savings	\$/KWh	-	\$0.078	<< Generation cost saving only to production of the FT8s in Mayaguez

Mobile Pack PW FT-8 (Central Palo Seco)	Gross Production (MW)	Net Production (MW)	Fuel Consumption (Bbl)	HHV (Valor calorífico)	BTU (energía del combustible)	Net Heat Rate (Btu/kWh) Eficiencia de la unidad
Unit 1A & 1B	114,417,600	114,280,298	203,525	5,725,727	1,165,329,160,248	10,197
Unit 2A & 2B	65,884,000	65,804,938	120,039	5,725,727	687,310,486,096	10,445
Unit 3A & 3B	60,388,700	60,316,233	108,579	5,725,727	621,693,024,846	10,307
Unit 4A & 4B	114,184,600	114,047,580	209,462	5,725,727	1,199,321,370,015	10,516
<b>Total</b>	<b>354,874,900</b>	<b>354,449,049</b>	<b>641,605</b>	<b>5,725,727</b>	<b>3,673,654,041,204</b>	<b>10,364</b>

Datos 2023

**GENERA PR  
FUELS DEPARTMENT  
Fuel Prices Forecast Calculation**

**Date**      18-Jan-23

<b>Diesel (ULSD)</b>		NOTE: Adder for ULSD is \$7.75/Bbl					
month	Future Price/bbl			NY ULSD	Gulf Coast ULSD	Platts Gulf Coast Waterbornes <small>*Estimate* (Platts Gulf Coast + \$0.02)</small>	Average of NY + GCwb
Jan-24	\$115.59						
Feb-24	\$117.30			2.6496	2.5471	2.5671	2.6084
Mar-24	\$115.22			2.5889	2.5089	2.5289	2.5589
Apr-24	\$113.28			2.5402	2.4652	2.4852	2.5127
May-24	\$111.69			2.5010	2.4285	2.4485	2.4748
Jun-24	\$111.01			2.4836	2.4136	2.4336	2.4586
Jul-24	\$110.64			2.4754	2.4039	2.4239	2.4497
Aug-24	\$110.74			2.4767	2.4077	2.4277	2.4522
Sep-24	\$110.93			2.4798	2.4133	2.4333	2.4566
Oct-24	\$110.54			2.4769	2.3979	2.4179	2.4474
Nov-24	\$109.75			2.4683	2.3688	2.3888	2.4286
Dec-24	\$109.20			2.4602	2.3507	2.3707	2.4155
Jan-25	\$108.67			2.4499	2.3356	2.3556	2.4028
Feb-25	\$108.17			2.4948	2.3272	2.3472	2.3910
Mar-25	\$107.86			2.4139	2.3334	2.3534	2.3837
Apr-25	\$107.80			2.4005	2.3439	2.3639	2.3822
May-25	\$107.37			2.3896	2.3343	2.3543	2.3720
Jun-25	\$107.09			2.3825	2.3280	2.3480	2.3653
		Average for FY'25 =					
			\$109.06 /Bbl				
			\$18.80 /MMBtu				

**Nomenclature**

- NY ULSD = CME Group NY Harbor ULSD Futures - Settlements
- Gulf Coast ULSD = CME Group Gulf Coast ULSD (Platts) Futures - Settlements
- BRENT = CME Group Brent Last Day Financial Futures Settlements
- Henry Hub = CME Group Henry Hub Natural Gas Futures - Settlements
- Marine 0.5% + 4.30 = Platts 0.5% Dvld US Atlantic Coast Barge + \$4.30 adder per barrel
- BRENT daily = ICE Brent settlement for specific day for contract month
- USGC Correlation = Marine Fuel 0.5% S future value determined by mathematical correlation using USGC 0.5% S historical data
- BRENT Correlation = Marine Fuel 0.5% S future value determined by mathematical correlation using BRENT historical data

<b>Fuel Oil #6</b>		NOTE: Adder for FO#6 is \$4.30/Bbl				
month	Future Price/bbl			USGC Correlation	BRENT Correlation	Average
Jan-24	\$94.66			99.56	93.03	96.29
Feb-24	\$96.29			97.91	92.42	95.17
Mar-24	\$95.17			96.75	92.07	94.41
Apr-24	\$94.41			95.70	91.74	93.72
May-24	\$93.72			94.83	91.33	93.08
Jun-24	\$93.08			94.05	90.92	92.49
Jul-24	\$92.49			93.36	90.46	91.91
Aug-24	\$91.91			92.65	90.01	91.33
Sep-24	\$91.33			91.97	89.54	90.75
Oct-24	\$90.75			91.34	89.07	90.20
Nov-24	\$90.20			90.71	88.60	89.65
Dec-24	\$89.65			90.21	88.15	89.18
Jan-25	\$89.18			89.84	87.79	88.82
Feb-25	\$88.82			89.48	87.41	88.45
Mar-25	\$88.45			89.11	87.05	88.08
Apr-25	\$88.08			88.78	86.68	87.73
May-25	\$87.73			88.44	86.31	87.38
Jun-25	\$87.38					
		Average for FY'25 =				
			\$89.66 /Bbl			
			\$14.23 /MMBtu			

<b>LNG San Juan</b>			<b>LNG CS + ECO</b>			
month	Henry Hub	Future Price/MMBtu	month	Henry Hub	Future Price/MMBtu	
Jan-24	2.619	9.5119	Jan-24	2.619	8.5119	
Feb-24	2.697	9.6016	Feb-24	2.697	8.6016	
Mar-24	2.413	9.2750	Mar-24	2.413	8.2750	
Apr-24	2.407	9.2681	Apr-24	2.407	8.2681	
May-24	2.479	9.3509	May-24	2.479	8.3509	
Jun-24	2.613	9.5050	Jun-24	2.613	8.5050	
Jul-24	2.752	9.6648	Jul-24	2.752	8.6648	
Aug-24	2.798	9.7177	Aug-24	2.798	8.7177	
Sep-24	2.778	9.6947	Sep-24	2.778	8.6947	
Oct-24	2.854	9.7821	Oct-24	2.854	8.7821	
Nov-24	3.242	10.2283	Nov-24	3.242	9.2283	
Dec-24	3.733	10.7930	Dec-24	3.733	9.7930	
Jan-25	4.020	11.1230	Jan-25	4.020	10.1230	
Feb-25	3.860	10.9390	Feb-25	3.860	9.9390	
Mar-25	3.446	10.4629	Mar-25	3.446	9.4629	
Apr-25	3.169	10.1444	Apr-25	3.169	9.1444	
May-25	3.184	10.1616	May-25	3.184	9.1616	
Jun-25	3.321	10.3192	Jun-25	3.321	9.3192	
		Average for FY'25 =			Average for FY'25 =	
			\$10.25 /MMBtu			\$9.25 /MMBtu

**NOTE:**  
As established on Exhibit C - Fuel Price, of the FSPA agreed between NFE and PREPA, the adder shall be adjusted as follows:

**NFE**  
**115% \* Henry Hub + \$7.50 (During months 13-24 of the Initial Contract term)**  
**115% \* Henry Hub + \$6.50 (During months 25 until the end of Initial Contract term)**

August 1, 2023 marks the beginning of the 25<sup>th</sup> month of Initial Contract Term, so adder will be reduced as shown by highlighted formula.



<b>Mayaguez Utilization Capacity</b>			
Diesel Max Fuel Consumption Rate	1,984	scf/hr	Construction Permit Modification PFE-50-0307-0286-I-II-C Section II
Diesel Fuel Consumption Limit (365 day rotating period)	46,987,486	scf/year	Construction Permit Modification PFE-50-0307-0286-I-II-C Sec III.A.32
Operational hr Limit per year	23682.015	hr/year	
Operational hr Limit per day	64.88	hr/day	
Operational hr Limit per day per unit (8 turbines)	8.11	hr/day/unit	
Utilizacion Capacity	34	%	

**Mediante presentación electrónica**

<https://radicacion.energia.pr.gov/login>

Sr. Edison Avilés-Deliz  
Presidente  
Negociado de Energía  
Junta Reglamentadora del Servicio Público  
268 Avenida Muñoz Rivera  
Edificio World Plaza  
Piso 7, Suite 704  
Hato Rey, Puerto Rico 00918

***Re: Solicitud de Permiso para Operar Palo Seco MP y Mayagüez CT con Gas Natural como Combustible Primario***

Estimado Presidente Avilés-Deliz y Comisionados Asociados:

Durante más de ocho décadas, el sistema eléctrico de Puerto Rico estuvo bajo el control exclusivo de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico ("AEE"), manteniendo una integración vertical en toda la cadena de producción, desde la generación hasta la transmisión y distribución de energía eléctrica. Con una base de clientes de alrededor de 1.5 millones, la AEE ostentaba el monopolio del suministro eléctrico de la isla. Sin embargo, a pesar de su estatus y por múltiples razones, la AEE luchaba por ofrecer a sus clientes un servicio eficiente a costos razonables. Este reto se vio agravado por la devastación causada por los huracanes Irma y María en septiembre de 2017.

Reconociendo la urgente necesidad de una revisión integral, el Gobierno de Puerto Rico se embarcó en una misión para modernizar, sostener y fortalecer su sistema eléctrico, con el objetivo de mejorar la confiabilidad, la eficiencia y la asequibilidad. Este imperativo llevó a la promulgación de la Ley 120-2018<sup>1</sup> y la Ley 17-2019, que proveen el marco legal para facilitar esta transformación. Bajo esta legislación, la AEE obtuvo

---

<sup>1</sup> Ley. Núm. 120 de 21 de junio de 2018 y según enmendada.

la autoridad para desintegrar sus activos de generación de energía eléctrica y delegar responsabilidades operacionales según se estime necesario. La Ley 120-2018 también otorgó a la AEE y a la Autoridad para las Alianzas Público-Privadas de Puerto Rico ("AAPP") el mandato de supervisar y ejecutar los complicados procesos involucrados en estas transacciones, allanando el camino para reformas sustantivas en el panorama energético de la isla.

El 22 de junio de 2020, el Gobierno de Puerto Rico transfirió exitosamente la operación y mantenimiento del Sistema de T&D a LUMA Energy, LLC ("LUMA"). Posteriormente, el 25 de enero de 2023, la AEE como Propietaria, la AAPP como Administradora y Genera PR LLC ("Genera") como Operador, suscribieron el Contrato de Operación y Mantenimiento de las Instalaciones de Generación Térmica de Puerto Rico ("OMA de Generación" o "OMA") mediante el cual se nombra a Genera como único agente de la AEE encargado de la operación y mantenimiento de los activos de generación heredados ("LGA" por sus siglas en inglés). Según los términos del OMA de Generación, las tareas principales de Genera son operar y mantener los LGA, gestionar los contratos de combustible, suministrar combustibles y decomisar las unidades de los LGA según lo ordene el Negociado de Energía de Puerto Rico ("NEPR"). Con este paso histórico, Puerto Rico asegura la continuidad de la transformación del sistema eléctrico de la isla y la transición hacia la integración de fuentes de energía renovable, tal y como se recoge en el Plan Integrado de Recursos<sup>2</sup> ("PIR 2020") y en la política pública energética de Puerto Rico.

Genera asumió la operación del LGA el 1 de julio de 2023 y está trabajando para facilitar la transición de Puerto Rico hacia un sistema energético sostenible, eficiente y estable. Como nuevo operador, Genera marca otro paso significativo hacia la transformación energética que necesita y merece el pueblo de Puerto Rico. Los objetivos de Genera incluyen facilitar la transición a la generación de energía renovable, adherirse al PIR 2020 aprobado por el Negociado de Energía, asegurar la planificación efectiva a largo plazo de las necesidades energéticas, optimizar la operación de las plantas para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico y fomentar el desarrollo de un sistema

---

<sup>2</sup> *Resolución Final y Orden sobre el Plan Integrado de Recursos de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico* presentada en el caso núm. CEPR-AP-2018-0001, *In Re: Revisión del Plan de Recursos Integrados de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico*.

renovado, moderno y eficiente que promueva el crecimiento económico de Puerto Rico.

En Genera, entendemos que uno de los retos significativos para el pueblo de Puerto Rico es cubrir los costos del combustible utilizado para generar energía, y es de suma importancia que ofrezcamos soluciones energéticas costo efectivas a los clientes de LUMA. En particular, el impacto más significativo de las facturas de los clientes de LUMA se atribuye actualmente a los costos de combustible. Estos costos se transfieren a los clientes, exponiéndolos a las fluctuaciones del mercado influenciadas por diversos factores exógenos como cambios estacionales, pandemias, guerras, cambios gubernamentales y fluctuaciones del mercado.

Genera reconoce que el objetivo final es eliminar el uso de combustibles fósiles, pero el sistema actual no está preparado para retirar toda la flota operada con combustibles fósiles a corto plazo. Por lo tanto, Genera, con la aprobación del NEPR, busca implementar proyectos que puedan reducir sustancialmente los costos de combustible *sin* inversión de capital o con una inversión mínima y lograr ahorros en costos de combustible hasta que se retiren o sustituyan las unidades del LGA.

En cumplimiento con este compromiso, Genera ha identificado varios proyectos de cambio de combustible principal que pueden reducir significativamente los costos de combustible *sin* incurrir en gasto de capital. Estos proyectos se ejecutarán por fases en función de consideraciones de costo y tiempo. El propósito de esta carta es presentar y solicitar la autorización del NEPR para completar el primer proyecto importante para reducir los costos de combustible: completar los cambios de combustible principal de las unidades móviles de Palo Seco ("Palo Seco MP") (descritos a continuación) y las turbinas de combustión de Mayagüez ("Mayagüez CT") (descritas a continuación). **Según los siguientes modelos, se espera que los cambios de combustible principal de Palo Seco MP y Mayagüez CT generen un ahorro superior a los \$65 millones anuales.**

Genera se compromete a ofrecer soluciones que respondan a las necesidades energéticas de Puerto Rico. Creemos que los proyectos de cambio de combustible principal propuestos reducirán los costos de combustible, la contaminación y mejorarán la seguridad energética de Puerto Rico. Estamos seguros de que nuestro

enfoque ayudará a los clientes de la AEE a ahorrar dinero y contribuir a la construcción de un futuro energético sostenible.

## I. Palo Seco MP

La AEE es propietaria de tres turbinas de combustión PW Power Systems modelo FT8 MOBILEPAC con capacidad de combustible dual instaladas en la Central Eléctrica de Palo Seco en Toa Baja ("Palo Seco MP") con una capacidad nominal de 27MW cada una<sup>3</sup>. Genera opera estas unidades de acuerdo con el OMA de Generación. Estas unidades comenzaron su operación comercial en octubre de 2019 bajo una dispensa de emergencia. Las unidades de Palo Seco están disponibles para suministrar energía durante las horas pico y las emergencias. Los tres generadores proveen la oportunidad de respuesta rápida en caso de emergencia, falta de suficiente generación de energía en la Isla o aumento repentino en la demanda debido a apagones forzados en el resto de la flota generatriz de la AEE. Las unidades de Palo Seco pueden operar en combustible líquido (diésel) y gas natural, teniendo así capacidades de combustible dual. No obstante, actualmente operan únicamente con diésel ultra bajo en azufre (ULSD) con 15 ppm máximo de azufre.

En 2023, las centrales produjeron una generación neta total de 192,934 MW, con una media de 64,311 cada una, y funcionaron con un factor de capacidad del 27%. Las unidades tenían una potencia térmica ("heat rate") media de 10,109 y un costo de producción de 24 centavos por kilovatio-hora.

Las unidades de Palo Seco MP operan actualmente de acuerdo al Permiso de Construcción número PFE-70-0120-0010-II-C, emitido por el Departamento de Recursos Naturales y Ambientales de Puerto Rico ("DRNA"), el cual autoriza la construcción de tres turbinas, PWPS modelo FT8 MOBILEPAC, utilizando combustible diésel a una tasa máxima de consumo de 2,053 gal/hr. También utilizan un sistema de inyección de agua como equipo de control de emisiones. El límite de consumo de combustible establecido en el permiso para las tres turbinas combinadas es de 12,281,995 galones de *ultra-low sulfur diesel (ULSD)* en un período renovable de 12

---

<sup>3</sup> Denominado "MegaGen" en el PIR 2020.

meses. El 24 de abril de 2023 se emitió una modificación del permiso de construcción que **permite utilizar gas natural como combustible** con un consumo máximo de 289,020 scf/hora. El límite de consumo de combustible establecido en el permiso para las tres turbinas combinadas es de 2,530,868,932 scf de gas natural durante 12 meses consecutivos.

## II. Mayagüez CT

La AEE es propietaria de cuatro unidades de combustión Pratt & Whitney FT8 Swift Pac, con capacidad de combustible dual, instaladas en la Central Eléctrica Mayagüez en Mayagüez ("Mayagüez CT") con una capacidad nominal de 55MW cada una. Estas unidades comenzaron oficialmente su operación comercial en 2009. Genera opera estas unidades como parte del OMA de Generación. Al igual que las unidades móviles de Palo Seco, las turbinas de combustión de Mayagüez están disponibles para energía durante horas pico y emergencias, pueden funcionar con combustible líquido o gas natural, y proveen la oportunidad de respuesta rápida en caso de emergencia, falta de suficiente generación de energía en la Isla o aumento repentino en la demanda debido a apagones forzados en el resto de la flota generadora de la AEE. Las turbinas de combustión de Mayagüez están diseñadas y operan mecánicamente en combustible líquido (diésel) y gas natural. No obstante, actualmente operan solo con ULSD con un contenido máximo de azufre de 15 ppm.

En 2023, la central produjo una generación neta total de 354,449MW, con una media de 88,612 por cada una, y funcionó con un factor de capacidad del 18%. Las unidades tenían una potencia térmica ("heat rate") media de 10,987 y un costo de producción de 24 céntimos por kilovatio-hora.

Las Mayagüez CT operan de acuerdo al Permiso de Construcción, número PFE-50-0307-0286-I-II-C, emitido por el DRNA, el cual autoriza la construcción de cuatro unidades Pratt & Whitney FT8 Swift Pac utilizando diésel #2 a una tasa máxima de consumo de 1,984 gal/hr y utilizando un sistema de inyección de agua como equipo de control de emisiones, según descrito en la Sección II de dicho Permiso. El límite de consumo de combustible descrito en el permiso para las cuatro unidades combinadas es de 46,987,485.7 galones de diésel #2 en una base rotativa de 365 días.

Las Mayagüez CT actualmente no tiene permiso para operar utilizando gas natural. Aún así, tan pronto el NEPR emita su aprobación para hacer el cambio de combustible principal, Genera comenzará el proceso de enmendar el permiso actual.

### III. Unidades que operan con ULSD

Las Palo Seco MP y las Mayagüez CT están diseñadas y pueden funcionar quemando diésel y gas natural como combustibles. Sin embargo, en la actualidad, ambos funcionan únicamente con ULSD. El ULSD es el grado de diésel más caro del mercado, no sólo por su bajo contenido en azufre, sino también por la gran demanda de este combustible en todo el mundo. Además, dado que el diésel se considera un combustible de emergencia tanto como militar, las catástrofes naturales y los conflictos geopolíticos en todo el mundo provocan una volatilidad de precios extremadamente alta y, en casos extremos, escasez de suministros de ULSD durante periodos prolongados. Como referencia, la Tabla 1 muestra los precios históricos y previstos del ULSD en los últimos tres años y hasta el año fiscal 2025.

Tabla 1

DIESEL ULTRA BAJO EN AZUFRE			
PRECIO PROMEDIO EN \$/BBL POR AÑO FISCAL			
PRECIO	Variación Y-a-Y		
AF '21	74.0311	--	
AF '22	131.1028	77.1%	
AF '23	142.2877	8.5%	
AF '24	129.2523	-9.2%	Hasta 5 de febrero de 2024
AF '24	109.2700	-15.5%	Pronóstico

Además de los retos generales "macro" de precio y suministro descritos anteriormente, la AEE también ha sufrido limitaciones con el suministro local de ULSD debido a factores

intrínsecos como capacidad limitada de almacenamiento y restricciones de capacidad marítima y de buques. Como resultado, el suministro de diésel durante emergencias y periodos de alta demanda ha sido un factor en la operación de estas unidades.

A pesar de tener menor contenido de azufre que el diésel regular, el ULSD sigue emitiendo mayores niveles de gases de efecto invernadero, partículas y otros contaminantes nocivos que los combustibles menos contaminantes, como el gas natural.

#### **IV. Cambio de combustible principal a gas natural y de reserva a ULSD**

El cambio del combustible primario para operar las Palo Seco MP y las Mayagüez CT de ULSD a gas natural beneficiará a los clientes de la AEE. Uno de los beneficios más significativos es el ahorro en costos de combustible.

Genera ha preparado un modelo ilustrativo de ahorros por cambio de combustible principal para cada proyecto. Una explicación detallada del modelo y la información utilizada en cada uno se detalla a continuación.

##### **a. Ahorro por cambio de combustible principal en la unidad móvil de Palo Seco**

Se adjunta a esta carta el modelo de ahorro de costos del cambio de combustible principal de Palo Seco (Apéndice A). En las siguientes secciones se ofrece un desglose del modelo presentado en la Tabla 2, con un "recorrido" narrativo también esbozado a continuación.



Tabla 2

		PS PWPS FT8		x3 FT8 units
		Gas	Diesel	in Palo Seco
1	<b>Fuel Swap Savings</b>			
2	Capacity	MW	27.0	27.0
3	(x) Capacity Factor	%	33%	33%
4	(x) Hours ( <i>in a year</i> )	hr	8,760	8,760
5	Generation	MWh	79	79
6	(x) Heat Rate (HHV)	Btu/kWh	10,226	10,226
7	Fuel Consumption	TBtu	0.8	0.8
8	(x) Fuel Price	\$/MMBtu	\$11.25	\$18.80
9	[A] Annual Fuel Cost	\$mm	\$9.07	\$15.15
10	Fuel Cost Savings	\$/MMBtu	-	\$7.55
11	Annual Fuel Cost Savings	\$mm	-	\$6.09
12	Generation Cost	\$/kWh	\$0.115	\$0.192
13	[B] Generation Cost Savings	\$/kWh	-	\$0.077

A continuación se presenta un "recorrido" por el modelo.

### i. Datos y metodología

#### 1. Rendimiento de las unidades y datos operativos

Según el rendimiento histórico de las unidades, su capacidad máxima fiable es de 27 MW. Según el permiso medioambiental, el Factor de Capacidad es del 33%. El desglose de este cálculo se detalla en la Tabla 3.

Tabla 3

	Mega Gen Utilization Capacity		unit	Formula/Source
[ A ]	NG Max Fuel Consumption Rate	289,020	scf/hr	Emission Source Construction Permit Modification 24 Apr 2023 Section II
[ B ]	NG Fuel Consumption Limit (12-month rotating period)	2,530,868,932	scf/year	Emission Source Construction Permit 09 Apr 2022 Section IV.13.b
[ C ]	Operational hr Limit per year	8,756.73	hr/year	$[C]=[B]/[A]$
[ D ]	Operational hr Limit per day	23.99	hr/day	$[D]=[C]/365$
[ E ]	Operational hr Limit per day per unit (3 units)	8.00	hr/day/unit	$[E]=[D]/3$
[ F ]	Utilization Capacity	33	%	$[F]=([E]/24)*100$

A partir de los datos anteriores, la producción de cada unidad móvil de Palo Seco es de 79 MWh ((27 MW de capacidad x 33% de factor de capacidad x 8,760 horas al año) / 1.000 = 79 MWh).

El índice térmico de 10,226 Btu/kWh para estas unidades se basa en su rendimiento en 2023. Los 79 MWh multiplicados por la tasa de calor de 10,226 Btu/kWh dan como resultado un consumo de combustible de 0.8 TBtu para cada unidad, lo que significa que las tres unidades consumen un total de ~2 TBtu de combustible.

## 2. Previsión del precio de combustible

Según el análisis más reciente, se prevé que, en promedio para el año fiscal 2025, el ULSD cueste \$18.80/MMBtu, mientras que el gas natural licuado ("LNG") en San Juan costará \$10.25/MMBtu. Sin embargo, el suministro de LNG a Palo Seco tiene un costo logístico. De forma conservadora, Genera ha supuesto un recargo de \$1 al costo del LNG para cubrir dicha prima de costo logístico, resultando en un costo de \$11.25 / MMBtu para el LNG en Palo Seco. El diferencial entre ULSD y LNG en este ejercicio resulta en \$7.55/ MMBtu, lo que, sobre una base anual, supone \$6.09 millones por cada unidad.

Por lo tanto, el resultado del cambio de combustible principal de Palo Seco, que hace que las unidades móviles de Palo Seco pasen de utilizar ULSD como combustible a utilizar gas natural como combustible principal y ULSD como combustible de reserva, supone un ahorro de \$18.26 millones para el contribuyente de Puerto Rico.

### b. Ahorros por cambio de combustible principal de las turbinas de combustión de Mayagüez

Se adjunta a esta carta el Modelo de Ahorro de Costos por Cambio de Combustible Principal de Mayagüez (Apéndice B). El desglose del modelo presentado en la Tabla 4 se ofrece en las siguientes secciones, con un recorrido narrativo también esbozado a continuación.

Tabla 4

		P&W FT8		X4 FT8
				units
		Gas	Diesel	in Mayagüez
1	<b>Fuel Swap Savings</b>			
2	Capacity	MW	54.0	54.0
3	(x) Capacity Factor	%	34%	34%
4	(x) Hours ( <i>in a year</i> )	hr	8,760	8,760
5	Generation	MWh	160	160
6	(x) Heat Rate (HHV)	Btu/kWh	10,364	10,364
7	Fuel Consumption	TBtu	1.7	1.7
8	(x) Fuel Price	\$/MMBtu	\$11.25	\$18.80
9	[A] Annual Fuel Cost	\$mm	\$18.64	\$31.15
10	Fuel Cost Savings	\$/MMBtu	-	\$7.55
11	Annual Fuel Cost Savings	\$mm	-	\$12.51
12	Generation Cost	\$/kWh	\$0.117	\$0.195
13	[B] Generation Cost Savings	\$/kWh	-	\$0.078

A continuación, se presenta un " recorrido " por el modelo.

### i. Datos y metodología

#### 1. Rendimiento de las unidades y datos operativos

Basándose en el rendimiento histórico de las unidades, su capacidad máxima fiable es de 54 MW. Según el permiso medioambiental, se calcula que el Factor de Capacidad es del 34%. El desglose de este cálculo se detalla en la Tabla 5.

Table 5

	Mega Gen Utilization Capacity		unit	Formula/Source
[A]	Diesel Max Fuel Consumption Rate	1,984	scf/hr	Construction Permit Modification PFE-50-0307-0286-I-II-C Section II
[B]	Diesel Fuel Consumption Limit (12-month rotating period)	46,987,486	scf/year	Construction Permit Modification PFE-50-0307-0286-I-II-C
[C]	Operational hr Limit per year	23,682.015	hr/year	$[C]=[B]/[A]$
[D]	Operational hr Limit per day	64.88	hr/day	$[D]=[C]/365$
[E]	Operational hr Limit per day per unit (8 units)	8.11	hr/day/unit	$[E]=[D]/3$
[F]	Utilization Capacity	34	%	$[F]=([E]/24)*100$

De las entradas anteriores, la producción de generación para cada una de las unidades Mayagüez es de 160 MWh ((Capacidad de 54 MW x Factor de Capacidad de 34% x 8,760 horas en un año) / 1000 = 160 MWh).

La Tasa de Calor de 10,364 Btu/kWh para estas unidades se basa en su rendimiento en 2023. Los 160 MWh multiplicados por la tasa de calor de 10,364 Btu/kWh dan como resultado 1.7 TBtu de consumo de combustible para cada una de las unidades, lo que significa que las cuatro unidades consumen un total de ~8 TBtu de combustible.

## 2. Previsión del precio del combustible

Según el análisis más reciente, en promedio para el año fiscal 2025, se pronostica que el ULSD costará \$18.80/MMBtu, mientras que se pronostica que el LNG en San Juan

costará \$10.25/MMBtu. Sin embargo, el suministro de LNG a Mayagüez tiene un costo logístico. De forma conservadora, Genera ha añadido un suplemento de \$1 al costo del LNG para cubrir tales primas de costos logísticos, resultando en un costo de \$11.25 / MMBtu para el LNG en Mayagüez. El diferencial entre ULSD y LNG en este ejercicio resulta en \$7.55 / MMBtu, que, sobre una base anual, es \$12.51 millones para cada unidad.

Por lo tanto, el resultado del cambio de combustible principal de Mayagüez CT, que cambia las unidades de Mayagüez CT de usar ULSD como combustible a usar gas natural como combustible principal y ULSD como combustible de reserva, supone un ahorro de \$50.04 millones para el contribuyente LUMA de Puerto Rico.

#### V. Beneficios medioambientales

El ahorro de costos que generará el cambio de combustible principal no es el único beneficio que reportarán estos proyectos. El cambio de combustible principal de ULSD a gas natural y ULSD como combustible de reserva también genera importantes beneficios medioambientales, lo que convierte a este proyecto en un paso adelante en la creación de un futuro energético más sostenible para Puerto Rico. El gas natural es un combustible de combustión más limpia que emite menos gases de efecto invernadero y partículas. Según la US Environmental Protection Agency, la combustión del gas natural emite un 50% menos de dióxido de carbono que el carbón y un 27% menos de CO<sub>2</sub> que el petróleo. Además, el gas natural emite menos óxidos de nitrógeno y dióxido de azufre que el diésel y la gasolina, que son los principales causantes de la contaminación, la lluvia ácida y otros problemas medioambientales.

En lo que respecta a los beneficios medioambientales, el uso de gas natural en comparación con el ULSD ofrece varias ventajas. En primer lugar, el gas natural emite menos gases de efecto invernadero, como el dióxido de carbono y el metano, que el ULSD. Esto lo convierte en una opción más respetuosa con el medio ambiente, ya que contribuye menos al calentamiento global y al cambio climático. En segundo lugar, el gas natural produce niveles más bajos de contaminantes atmosféricos nocivos, como óxidos de nitrógeno, dióxido de azufre y partículas, que el ULSD. Esto significa que puede ayudar a reducir la contaminación atmosférica y mejorar la calidad del aire. Por último, el gas natural es un combustible de combustión más limpia que puede ayudar a reducir la huella de carbono en comparación con el ULSD, que es un combustible fósil.

## VI. Alineación con el PIR 2020 y la Política Energética Pública

Los cambios de combustible principales aquí propuestos están alineados con el PIR 2020. Ni el MP de Palo Seco ni el CT de Mayagüez se retiran en el Plan de Acción Modificado.

En el 2018, la AEE solicitó al NEPR que permitiera la conversión de Mayagüez CT para quemar gas natural. No obstante, la solicitud estaba atada al desarrollo e inversión en infraestructura, incluyendo el desarrollo de un nuevo terminal de LNG basado en barcos. Cuando el NEPR evaluó la propuesta, determinó que no era razonable considerar gastos en una infraestructura de LNG, por lo que denegó la conversión de las *peakers* de Mayagüez de 200 MW para quemar gas natural. Sin embargo, el Negociado de Energía ordenó la retención de las *peakers* ya que las unidades son un recurso de generación reciente instalado en 2009, y no hay expectativa de que su retiro económico o por edad pueda ocurrir durante el periodo del Plan de Acción Modificado. Por lo tanto, actualmente, no hay expectativa de retirar la unidad de Mayagüez.

En cuanto a la unidad móvil de Palo Seco, también se considera parte de la flota durante el periodo del Plan de Acción Modificado, y no hay planes para retirarla. Además, el NEPR permitió una sustitución limitada de unidades *peaking*, que está limitada a 147 MW. Este cálculo incluía la capacidad de la unidad móvil de Palo Seco. Por lo tanto, en la actualidad no se prevé la retirada de la unidad móvil de Palo Seco.

Además, los cambios de combustible principales aquí propuestos están alineados con la política pública energética de Puerto Rico. Este proyecto busca maximizar los beneficios de la flota existente en lugar de adquirir nuevos activos de generación a base de combustibles fósiles hasta que el NEPR decida que hay que reemplazarla o reutilizarla. Los cambios de combustible principal proveerán ahorros de costos a los clientes durante la transición al nuevo y transformado sistema de generación.

Los cambios de combustible principales aquí propuestos siguen los mandatos de los requisitos legales de Puerto Rico. Las leyes de Puerto Rico promueven la integración de centrales eléctricas de pequeña escala con capacidad para operar con una mezcla diversificada de combustibles, uno de los cuales será el gas natural, que reduzca las emisiones de gases de efecto invernadero, con tecnología más moderna e infraestructura asociada y capacidad de alta eficiencia, y capaces de integrar la

generación distribuida y la energía renovable en la red eléctrica. Toda central eléctrica nueva o existente, salvo las que funcionen exclusivamente con fuentes de energía renovables, deberá poder generar energía a partir de dos o más combustibles, uno de los cuales deberá ser el gas natural.

El proyecto para completar el cambio de combustible principal para la unidad móvil de Palo Seco y la turbina de combustión de Mayagüez se alinea con la política antes mencionada. Además, va más allá de estos requisitos, ya que Genera propone maximizar el uso de las unidades existentes y hacer que cumplan con la política y los requisitos legales mencionados anteriormente **sin hacer inversiones de capital** en mejoras o la compra de nuevos activos de generación de combustible fósil.

Este proyecto también está alineado con el objetivo de Puerto Rico de alcanzar el 100% de energía renovable para 2050. A través del PIR 2020, el NEPR ordenó un proceso de contratación sin precedentes que tiene como objetivo avanzar hacia esta meta. En cumplimiento de esto, el NEPR ha lanzado una serie de RFP para procurar la compra de más de 3,500MW de generación renovable y 1,500MW en ciclos de 4 horas de almacenamiento de energía en baterías. Sin embargo, los sistemas renovables y de almacenamiento en baterías por sí solos no proporcionan los mismos servicios que las unidades de carga base que se retirarán tras integrar los proyectos de energía renovable a escala de servicio público. Por lo tanto, los sistemas que suministran los servicios necesarios deben integrarse con la generación renovable.

Puerto Rico también está experimentando un crecimiento significativo en la integración de la generación distribuida. El operador de T&D ha sido clave en esta interconexión acelerada. Los sistemas solares en tejados, que representan aproximadamente 680 MW, se conectaron a la red de Puerto Rico hasta 2023. Hasta la fecha, estos sistemas están produciendo generación para los propietarios de viviendas y negocios que los tienen y para la red a través del programa de medición neta. La integración de esta energía en el sistema beneficia en términos de adición de generación, pero, como en el último ejemplo, requieren servicios auxiliares para mantener la estabilidad y evitar perturbaciones.

Los servicios necesarios para seguir apoyando la integración de las energías renovables, como la regulación de la frecuencia, el control de la tensión, la capacidad de inercia, la capacidad de cortocircuito y la reserva giratoria rápida, son necesarios

---



para mantener la estabilidad del sistema eléctrico. Así pues, las pequeñas turbinas de gas añadirán un apoyo muy necesario a la integración de una generación resistente y sostenible, proporcionando servicios auxiliares a la red. Además, una vez retiradas las grandes unidades de carga base, Puerto Rico debe mantener una cartera diversificada de recursos de generación, incluida la generación despachable y confiable. Esto es importante porque las fuentes renovables como la solar y la eólica son intermitentes y su producción puede variar en función de las condiciones meteorológicas, lo que dificulta garantizar un suministro eléctrico constante. Las fuentes de generación disponibles, como el gas natural, son esenciales para equilibrar la red. Una combinación de fuentes de generación puede ayudar a mitigar las interrupciones del suministro y la volatilidad de los precios en el mercado energético. Las fuentes de generación disponibles pueden proporcionar una fuente fiable y constante de electricidad que puede despacharse en función de la demanda para satisfacer las cambiantes necesidades energéticas.

Las Palo Seco MP y las Mayagüez CT tienen las características necesarias para ofrecer los servicios esenciales enumerados anteriormente. Sin embargo, intercambiando el combustible de estas unidades, Genera puede proporcionar estos servicios a la red a un costo inferior que si utilizara ULSD.

## VII. Sin impacto en las tarifas

Las Palo Seco MP y las Mayagüez CT operan actualmente con ULSD. Ambas ya están equipadas para operar con gas natural. El único requisito es reemplazar los componentes obsoletos o dañados que se han vuelto obsoletos a través de los años. La administración de Genera realizará todos los trabajos necesarios para que estas unidades estén listas para funcionar con gas natural. Por lo tanto, **los cambios de combustible principales propuestos no afectarán a las tarifas básicas ni a las cláusulas adicionales y se llevarán a cabo sin costo alguno para los clientes de LUMA.** Además, se espera que estos proyectos también supongan ahorros adicionales, como los costos del O&M, ya que las horas de servicio son mayores en funcionamiento con gas que con ULSD.

### VIII. Suministro de combustible

El gas natural será suministrado a través de tanques ISO LNG a las Palo Seco MP y las Mayagüez CT mediante un acuerdo de compraventa que está siendo adquirido en el mercado a través de un proceso competitivo administrado por la AAPP y su Oficial de Adquisiciones de Terceros designado. El acuerdo de combustible resultante establecerá el precio aplicable y otros términos y condiciones para el combustible en gas.

### IX. Conclusión

Genera por este medio solicita la evaluación de cambios de combustible principal para las Palo Seco MP y las Mayagüez CT para lograr ahorros que exceden los \$65 millones anuales. Estos cambios traerán beneficios financieros y ayudarán a reducir los contaminantes en Puerto Rico.

El proyecto es esencial para transformar el sistema de generación de Puerto Rico en uno costo-efectivo, sostenible y confiable. Por lo tanto, Genera exhorta al NEPR a que evalúe los beneficios del proyecto y permita operar la unidad móvil de Palo Seco y la turbina de combustión de Mayagüez utilizando gas natural como combustible primario y ULSD como combustible de reserva.

Respetuosamente,

A handwritten signature in black ink, appearing to be "Katuska Bolaños".

Katuska Bolaños  
Chief Regulatory Officer  
Genera PR LLC

CC.  
Fermín Fontanés-Gómez, Executive Director  
Puerto Rico Public-Private Partnerships Authority  
[Fermin.Fontanes@p3.pr.gov](mailto:Fermin.Fontanes@p3.pr.gov)

Josué Colón-Ortiz, Executive Director  
Puerto Rico Electric Power Authority  
[josue.colon@prepa.pr.gov](mailto:josue.colon@prepa.pr.gov)



**Palo Seco Fuel Swap Cost Savings**

		PWPS FT8		x3 FT8 units	Notes
		Gas	Diesel	in Palo Seco	
1	<b>Fuel Swap Savings</b>				
2	Capacity	MW	27.0	27.0	Maximum Capacity Dependable
3	(x) Capacity Factor	%	33%	33%	From Environmental Permit (calc in <Environmental Permit> tab.
4	(x) Hours (in a year)	hr	8,760	8,760	
5	Generation	MWh	79	79	236
6	(x) Heat Rate (HHV)	Btu/KWh	10,226	10,226	From Operation raw data <MP Raw_data Accum. 2023> Tab.
7	Fuel Consumption	TBtu	0.8	0.8	2
8	(x) Fuel Price	\$/MMBtu	\$11.25	\$18.80	From Fuel Team Forecast for FY2025. (<Fuels Price Forecast - MAIN> tab) + \$1/MMBtu premium for logistics cost for Palo Seco.
9	[A] Annual Fuel Cost	\$mm	\$9.07	\$15.15	
10	Fuel Cost Savings	\$/MMBtu	-	\$7.55	
11	Annual Fuel Cost Savings	\$mm	-	\$6.09	\$18.26
12	Generation Cost	\$/KWh	\$0.115	\$0.192	
13	[B] Generation Cost Savings	\$/KWh	-	\$0.077	<< Generation cost saving only to production of the FT8s in Palo Seco

Mobile Peck PW FT-8 (Central Palo Seco)	Gross Production (MW)	Net Production (MW)	Fuel Consumption (Bbl)	HHV (Valor calorífico)	BTU (energía del combustible)	Net Heat Rate (Btu/MWh) Eficiencia (%)
MP 1 (1411)	66,676.10	66,646.40	118,268.76	5,809,820	687,120,189,794	10,310
MP 2 (1410)	61,651.40	61,620.30	108,926.73	5,809,820	632,844,694,489	10,270
MP 3 (1412)	64,689.00	64,668.00	112,398.14	5,809,820	653,012,979,164	10,098
<b>Total</b>	<b>193,016.50</b>	<b>192,934.70</b>	<b>339,593.63</b>		<b>1,972,977,863,447</b>	<b>10,226</b>

Datos 2023

**GENERA PR  
FUELS DEPARTMENT  
Fuel Prices Forecast Calculation**

Date 18-Jan-23

<b>Diesel (ULSD)</b>		NOTE: Adder for ULSD is \$7.75/Bbl	NY ULSD	Gulf Coast ULSD	Platts Gulf Coast Waterborns <small>*Estimate* (Platts Gulf Coast + \$0.02)</small>	Average of NY + GCwb
month	Future Price/bbl					
Jan-24	\$115.59					
Feb-24	\$117.30		2.6496	2.5471	2.5671	2.6084
Mar-24	\$115.22		2.5889	2.5089	2.5289	2.5589
Apr-24	\$113.28		2.5402	2.4652	2.4852	2.5127
May-24	\$111.69		2.5010	2.4285	2.4485	2.4748
Jun-24	\$111.01		2.4836	2.4136	2.4336	2.4586
Jul-24	\$110.64		2.4754	2.4039	2.4239	2.4497
Aug-24	\$110.74		2.4767	2.4077	2.4277	2.4522
Sep-24	\$110.93		2.4798	2.4133	2.4333	2.4566
Oct-24	\$110.54		2.4769	2.3979	2.4179	2.4474
Nov-24	\$109.75		2.4683	2.3688	2.3888	2.4286
Dec-24	\$109.20		2.4602	2.3507	2.3707	2.4155
Jan-25	\$108.67		2.4499	2.3356	2.3556	2.4028
Feb-25	\$108.17		2.4948	2.3272	2.3472	2.3910
Mar-25	\$107.86		2.4139	2.3334	2.3534	2.3837
Apr-25	\$107.80	Average for FY'25 =	2.4005	2.3439	2.3639	2.3822
May-25	\$107.37	\$109.06 /Bbl	2.3896	2.3343	2.3543	2.3720
Jun-25	\$107.09	\$18.80 /MMBtu	2.3825	2.3280	2.3480	2.3653

**Nomenclature**

- NY ULSD = CME Group NY Harbor ULSD Futures - Settlements
- Gulf Coast ULSD = CME Group Gulf Coast ULSD (Platts) Futures - Settlements
- BRENT = CME Group Brent Last Day Financial Futures Settlements
- Henry Hub = CME Group Henry Hub Natural Gas Futures - Settlements
- Marine 0.5% + 4.30 = Platts 0.5% Dvld US Atlantic Coast Barge + \$4.30 adder per barrel
- BRENT daily = ICE Brent settlement for specific day for contract month
- USGC Correlation = Marine Fuel 0.5% S future value determined by mathematical correlation using USGC 0.5% S historical data
- BRENT Correlation = Marine Fuel 0.5% S future value determined by mathematical correlation using BRENT historical data

<b>Fuel Oil #6</b>		NOTE: Adder for FO#6 is \$4.30/Bbl	USGC Correlation	BRENT Correlation	Average
month	Future Price/bbl				
Jan-24	\$94.66		99.56	93.03	96.29
Feb-24	\$96.29		97.91	92.42	95.17
Mar-24	\$95.17		96.75	92.07	94.41
Apr-24	\$94.41		95.70	91.74	93.72
May-24	\$93.72		94.83	91.33	93.08
Jun-24	\$93.08		94.05	90.92	92.49
Jul-24	\$92.49		93.36	90.46	91.91
Aug-24	\$91.91		92.65	90.01	91.33
Sep-24	\$91.33		91.97	89.54	90.75
Oct-24	\$90.75		91.34	89.07	90.20
Nov-24	\$90.20		90.71	88.60	89.65
Dec-24	\$89.65		90.21	88.15	89.18
Jan-25	\$89.18		89.84	87.79	88.82
Feb-25	\$88.82		89.48	87.41	88.45
Mar-25	\$88.45		89.11	87.05	88.08
Apr-25	\$88.08	Average for FY'25 =	88.78	86.68	87.73
May-25	\$87.73	\$89.66 /Bbl	88.44	86.31	87.38
Jun-25	\$87.38	\$14.23 /MMBtu			

<b>LNG San Juan</b>			<b>LNG CS + ECO</b>		
month	Henry Hub	Future Price/MMBtu	month	Henry Hub	Future Price/MMBtu
Jan-24	2.619	9.5119	Jan-24	2.619	8.5119
Feb-24	2.697	9.6016	Feb-24	2.697	8.6016
Mar-24	2.413	9.2750	Mar-24	2.413	8.2750
Apr-24	2.407	9.2681	Apr-24	2.407	8.2681
May-24	2.479	9.3509	May-24	2.479	8.3509
Jun-24	2.613	9.5050	Jun-24	2.613	8.5050
Jul-24	2.752	9.6648	Jul-24	2.752	8.6648
Aug-24	2.798	9.7177	Aug-24	2.798	8.7177
Sep-24	2.778	9.6947	Sep-24	2.778	8.6947
Oct-24	2.854	9.7821	Oct-24	2.854	8.7821
Nov-24	3.242	10.2283	Nov-24	3.242	9.2283
Dec-24	3.733	10.7930	Dec-24	3.733	9.7930
Jan-25	4.020	11.1230	Jan-25	4.020	10.1230
Feb-25	3.860	10.9390	Feb-25	3.860	9.9390
Mar-25	3.446	10.4629	Mar-25	3.446	9.4629
Apr-25	3.169	10.1444	Apr-25	3.169	9.1444
May-25	3.184	10.1616	May-25	3.184	9.1616
Jun-25	3.321	10.3192	Jun-25	3.321	9.3192

**NOTE:**  
As established on Exhibit C - Fuel Price, of the FSPA agreed between NFE and PREPA, the adder shall be adjusted as follows:

**NFE**  
**115% \* Henry Hub + \$7.50 (During months 13-24 of the Initial Contract term)**  
**115% \* Henry Hub + \$6.50 (During months 25 until the end of Initial Contract term)**

August 1, 2023 marks the beginning of the 25<sup>th</sup> month of Initial Contract Term, so adder will be reduced as shown by highlighted formula.

<b>Mega Gen Utilization Capacity</b>			
NG Max Fuel Consumption Rate	289,020	scf/hr	Emission Source Construction Permit Modification 24 Apr 2023 Section II
NG Fuel Consumption Limit (12 month rotating period)	2,530,868,932	scf/year	Emission Source Construction Permit 09 Apr 2022 Section IV.13.b
Operational hr Limit per year	8756.726	hr/year	
Operational hr Limit per day	23.99	hr/day	
Operational hr Limit per day per unit (3 units)	8.00	hr/day/unit	
Utilizacion Capacity	33	%	



## Mayagüez Fuel Swap Cost Savings

		P&W FT8		x4 FT8 units in Mayaguez	Notes
		Gas	Diesel		
1	<b>Fuel Swap Savings</b>				
2	Capacity	MW	54.0	54.0	Maximum Capacity Dependable
3	(x) Capacity Factor	%	34%	34%	From Environmental Permit (calc in <Environmental Permit> tab.
4	(x) Hours (in a year)	hr	8,760	8,760	
5	Generation	MWh	160	160	639
6	(x) Heat Rate (HHV)	Btu/KWh	10,364	10,364	From Operation raw data <Generation Raw_data Accum. 2023> Tab.
7	Fuel Consumption	TBtu	1.7	1.7	7
8	(x) Fuel Price	\$/MMBtu	\$11.25	\$18.80	From Fuel Team Forecast for FY2025 (<Fuels Price Forecast - MAIN> tab) + \$1/MMBtu premium for logistics cost for Mayaguez.
9	[A] Annual Fuel Cost	\$mm	\$18.64	\$31.15	
10	Fuel Cost Savings	\$/MMBtu	-	\$7.55	
11	Annual Fuel Cost Savings	\$mm	-	\$12.51	\$50.04
12	Generation Cost	\$/KWh	\$0.117	\$0.195	
13	[B] Generation Cost Savings	\$/KWh	-	\$0.078	<< Generation cost saving only to production of the FT8s in Mayaguez



Mobile Pack PW FT-8 (Central Palo Seco)	Gross Production (MW)	Net Production (MW)	Fuel Consumption (Bbl)	HHV (Valor calorífico)	BTU (energía del combustible)	Net Heat Rate (Btu/kWh) Eficiencia de la unidad
Unit 1A & 1B	114,417,600	114,280,298	203,525	5,725,727	1,165,329,160,248	10,197
Unit 2A & 2B	65,884,000	65,804,938	120,039	5,725,727	687,310,486,096	10,445
Unit 3A & 3B	60,388,700	60,316,233	108,579	5,725,727	621,693,024,846	10,307
Unit 4A & 4B	114,184,600	114,047,580	209,462	5,725,727	1,199,321,370,015	10,516
<b>Total</b>	<b>354,874,900</b>	<b>354,449,049</b>	<b>641,605</b>	<b>5,725,727</b>	<b>3,673,654,041,204</b>	<b>10,364</b>

Datos 2023

**GENERA PR  
FUELS DEPARTMENT  
Fuel Prices Forecast Calculation**

**Date**      18-Jan-23

<b>Diesel (ULSD)</b>		NOTE: Adder for ULSD is \$7.75/Bbl					
month	Future Price/bbl			NY ULSD	Gulf Coast ULSD	Platts Gulf Coast Waterborns <small>*Estimate* (Platts Gulf Coast + \$0.02)</small>	Average of NY + GCwb
Jan-24	\$115.59						
Feb-24	\$117.30			2.6496	2.5471	2.5671	2.6084
Mar-24	\$115.22			2.5889	2.5089	2.5289	2.5589
Apr-24	\$113.28			2.5402	2.4652	2.4852	2.5127
May-24	\$111.69			2.5010	2.4285	2.4485	2.4748
Jun-24	\$111.01			2.4836	2.4136	2.4336	2.4586
Jul-24	\$110.64			2.4754	2.4039	2.4239	2.4497
Aug-24	\$110.74			2.4767	2.4077	2.4277	2.4522
Sep-24	\$110.93			2.4798	2.4133	2.4333	2.4566
Oct-24	\$110.54			2.4769	2.3979	2.4179	2.4474
Nov-24	\$109.75			2.4683	2.3688	2.3888	2.4286
Dec-24	\$109.20			2.4602	2.3507	2.3707	2.4155
Jan-25	\$108.67			2.4499	2.3356	2.3556	2.4028
Feb-25	\$108.17			2.4948	2.3272	2.3472	2.3910
Mar-25	\$107.86			2.4139	2.3334	2.3534	2.3837
Apr-25	\$107.80			2.4005	2.3439	2.3639	2.3822
May-25	\$107.37			2.3896	2.3343	2.3543	2.3720
Jun-25	\$107.09			2.3825	2.3280	2.3480	2.3653
		Average for FY'25 =					
			\$109.06 /Bbl				
			\$18.80 /MMBtu				

**Nomenclature**

- NY ULSD = CME Group NY Harbor ULSD Futures - Settlements
- Gulf Coast ULSD = CME Group Gulf Coast ULSD (Platts) Futures - Settlements
- BRENT = CME Group Brent Last Day Financial Futures Settlements
- Henry Hub = CME Group Henry Hub Natural Gas Futures - Settlements
- Marine 0.5% + 4.30 = Platts 0.5% Dvld US Atlantic Coast Barge + \$4.30 adder per barrel
- BRENT daily = ICE Brent settlement for specific day for contract month
- USGC Correlation = Marine Fuel 0.5% S future value determined by mathematical correlation using USGC 0.5% S historical data
- BRENT Correlation = Marine Fuel 0.5% S future value determined by mathematical correlation using BRENT historical data

<b>Fuel Oil #6</b>		NOTE: Adder for FO#6 is \$4.30/Bbl				
month	Future Price/bbl			USGC Correlation	BRENT Correlation	Average
Jan-24	\$94.66			99.56	93.03	96.29
Feb-24	\$96.29			97.91	92.42	95.17
Mar-24	\$95.17			96.75	92.07	94.41
Apr-24	\$94.41			95.70	91.74	93.72
May-24	\$93.72			94.83	91.33	93.08
Jun-24	\$93.08			94.05	90.92	92.49
Jul-24	\$92.49			93.36	90.46	91.91
Aug-24	\$91.91			92.65	90.01	91.33
Sep-24	\$91.33			91.97	89.54	90.75
Oct-24	\$90.75			91.34	89.07	90.20
Nov-24	\$90.20			90.71	88.60	89.65
Dec-24	\$89.65			90.21	88.15	89.18
Jan-25	\$89.18			89.84	87.79	88.82
Feb-25	\$88.82			89.48	87.41	88.45
Mar-25	\$88.45			89.11	87.05	88.08
Apr-25	\$88.08			88.78	86.68	87.73
May-25	\$87.73			88.44	86.31	87.38
Jun-25	\$87.38					
		Average for FY'25 =				
			\$89.66 /Bbl			
			\$14.23 /MMBtu			

<b>LNG San Juan</b>			<b>LNG CS + ECO</b>			
month	Henry Hub	Future Price/MMBtu	month	Henry Hub	Future Price/MMBtu	
Jan-24	2.619	9.5119	Jan-24	2.619	8.5119	
Feb-24	2.697	9.6016	Feb-24	2.697	8.6016	
Mar-24	2.413	9.2750	Mar-24	2.413	8.2750	
Apr-24	2.407	9.2681	Apr-24	2.407	8.2681	
May-24	2.479	9.3509	May-24	2.479	8.3509	
Jun-24	2.613	9.5050	Jun-24	2.613	8.5050	
Jul-24	2.752	9.6648	Jul-24	2.752	8.6648	
Aug-24	2.798	9.7177	Aug-24	2.798	8.7177	
Sep-24	2.778	9.6947	Sep-24	2.778	8.6947	
Oct-24	2.854	9.7821	Oct-24	2.854	8.7821	
Nov-24	3.242	10.2283	Nov-24	3.242	9.2283	
Dec-24	3.733	10.7930	Dec-24	3.733	9.7930	
Jan-25	4.020	11.1230	Jan-25	4.020	10.1230	
Feb-25	3.860	10.9390	Feb-25	3.860	9.9390	
Mar-25	3.446	10.4629	Mar-25	3.446	9.4629	
Apr-25	3.169	10.1444	Apr-25	3.169	9.1444	
May-25	3.184	10.1616	May-25	3.184	9.1616	
Jun-25	3.321	10.3192	Jun-25	3.321	9.3192	
		Average for FY'25 =			Average for FY'25 =	
			\$10.25 /MMBtu			\$9.25 /MMBtu

**NOTE:**  
As established on Exhibit C - Fuel Price, of the FSPA agreed between NFE and PREPA, the adder shall be adjusted as follows:

**NFE**  
115% \* Henry Hub + \$7.50 (During months 13-24 of the Initial Contract term)  
115% \* Henry Hub + \$6.50 (During months 25 until the end of Initial Contract term)

August 1, 2023 marks the beginning of the 25<sup>th</sup> month of Initial Contract Term, so adder will be reduced as shown by highlighted formula.

<b>Mayaguez Utilization Capacity</b>			
Diesel Max Fuel Consumption Rate	1,984	scf/hr	Construction Permit Modification PFE-50-0307-0286-I-II-C Section II
Diesel Fuel Consumption Limit (365 day rotating period)	46,987,486	scf/year	Construction Permit Modification PFE-50-0307-0286-I-II-C Sec III.A.32
Operational hr Limit per year	23682.015	hr/year	
Operational hr Limit per day	64.88	hr/day	
Operational hr Limit per day per unit (8 turbines)	8.11	hr/day/unit	
Utilizacion Capacity	34	%	