

**GOBIERNO DE PUERTO RICO
JUNTA REGLAMENTADORA DEL SERVICIO PÚBLICO
NEGOCIADO DE ENERGÍA DE PUERTO RICO**

NEPR

Received:

Oct 24, 2019

12:49 PM

IN RE:

**REVISIÓN DEL PLAN INTEGRADO DE
RECURSOS DE LA AUTORIDAD DE
ENERGÍA ELÉCTRICA**

CASO NÚM.:

CEPR-AP-2018-0001

ASUNTO:

Resumen Ejecutivo de Plan Integrado en el
Idioma Español

**MOCIÓN PARA PRESENTAR RESUMEN EJECUTIVO
DE PLAN INTEGRADO DE RECURSOS EN EL IDIOMA ESPAÑOL**

AL HONORABLE NEGOCIADO DE ENERGÍA:

COMPARECE la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico a través de la representación legal que suscribe y muy respetuosamente expone:

1. El 10 de septiembre de 2019, el Negociado de Energía de la Junta Reglamentadora del Servicio Público de Puerto Rico (el “Negociado de Energía”) emitió una Orden mediante la cual requirió la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (la “Autoridad”) presentar un resumen ejecutivo del Plan Integrado de Recursos (PIR) en el idioma español (“Orden del 10 de septiembre”).

2. El pasado, 14 de octubre de 2019, la Autoridad presentó *Moción para Presentar Borrador de Resumen Ejecutivo de Plan Integrado de Recursos en el Idioma Español, Cumplimiento a Orden de Mostrar Causa y Solicitud de Extensión de Término para Presentar Resumen Ejecutivo de Plan de Recursos Integrados en el Idioma Español* a la cual se anejó el borrador del resumen ejecutivo del PIR para consideración inicial del Negociado de Energía y las partes interesadas, también se solicitó una extensión de termino para presentar el PIR final.

3. Posteriormente, el 23 de octubre de 2019, la Autoridad radicó *Segunda Moción en Solicitud de Extensión de Término para Presentar Resumen Ejecutivo de Plan de Recursos Integrados en el Idioma Español* en solicitud de termino adicional para cumplir con la presentación del PIR.

4. En el día de hoy, 24 de octubre de 2019, la Autoridad presenta Resumen Ejecutivo de Plan Integrado de Recursos en el Idioma Español en cumplimiento a la Orden del 10 de septiembre de 2019. *Ver Exhibit A.*

POR TODO LO CUAL, se solicita respetuosamente que el Negociado de Energía anote la presentación Resumen Ejecutivo de Plan Integrado de Recursos en el Idioma Español y de por cumplida la Orden del 10 de septiembre de 2019.

RESPETUOSAMENTE SOMETIDO.

En San Juan, Puerto Rico, hoy 24 de octubre de 2019.

/s Katuska Bolaños
Katuska Bolaños
kbolanos@diazvaz.law
TSPR 18888

DÍAZ & VÁZQUEZ LAW FIRM, P.S.C.
290 Jesús T. Piñero Ave.
Scotiabank Tower, Suite 11-E
San Juan, PR 00918
PO Box 11689
San Juan, PR 00922-1689
Tel. (787) 458-8276

CERTIFICATE OF SERVICE

It is hereby certified that, on this same date I have filed the above motion using the Energy Bureau's Electronic Filing System, at the following address: <http://radicacion.energia.pr.gov> and that a courtesy copy of the filing was sent via e-mail to: sierra@arctas.com; tonytorres2366@gmail.com; cfl@mcvpr.com; gnr@mcvpr.com; info@liga.coop; amaneser2020@gmail.com; hrivera@oipc.pr.gov; jrivera@cnslpr.com; carlos.reyes@ecoelectrica.com; ccf@tcmrslaw.com; manuelgabrielfernandez@gmail.com; acarbo@edf.org; pedrosaade5@gmail.com; rmurthy@earthjustice.org; rstgo2@gmail.com; larroyo@earthjustice.org; jluebkmann@earthjustice.org; acasellas@amgprlaw.com; loliver@amgprlaw.com; epo@amgprlaw.com; robert.berezin@weil.com; marcia.goldstein@weil.com; jonathan.polkes@weil.com; gregory.silbert@weil.com; agraitfe@agraitlawpr.com; maortiz@lvprlaw.com; rnegron@dnlawpr.com; castrodieppalaw@gmail.com; voxpopulix@gmail.com; paul.demoudt@shell.com; javier.ruajovet@sunrun.com; escott@ferraiuoli.com; SProctor@huntonak.com; GiaCribbs@huntonak.com; mgrpcorp@gmail.com; aconer.pr@gmail.com; axel.colon@aes.com; rtorbert@rmi.org; apagan@mpmlawpr.com; mpietrantoni@mpmlawpr.com.

In San Juan, Puerto Rico, this 24th day of October 2019.

s/ Katuska Bolaños _____

Katuska Bolaños

***Plan Integrado de Recursos de Puerto Rico 2018-
2019***

(Resumen en Español)

Preparado para
Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto
Rico

Suministrado por:
Siemens Industry

Nota Legal

Este documento fue preparado por Siemens Industry, Inc., Siemens Power Technologies International (Siemens PTI), únicamente para beneficio de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico. Ni Siemens PTI, ni la sociedad matriz o sus filiales, ni la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, ni ninguna persona que actúe en su nombre, (a) ofrece ninguna garantía, expresa o implícita, con respecto al uso de cualquier información o método divulgado en este documento; o (b) asume cualquier responsabilidad con respecto al uso de cualquier información o métodos divulgados en este documento.

Cualquier destinatario de este documento, mediante su aceptación o uso, exime a Siemens PTI, su corporación matriz o sus afiliados, y a la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, de cualquier responsabilidad por pérdida o daño directo, indirecto, consecuente o especial, ya sea que surja en contrato, garantía, expresa o implícita, agravio o de otro tipo, e independientemente de la culpa, negligencia y responsabilidad estricta.

Contenido

RESUMEN EJECUTIVO

4		
2.	AMBIENTE DE PLANIFICACIÓN	16
3.	ESTIMACIONES DE DEMANDA	19
4.	RECURSOS EXISTENTES DE GENERACIÓN	30
	Recursos Actuales	Error! Bookmark not defined.
2.	RECURSOS EXISTENTES DE GENERACIÓN	Error! Bookmark not defined.
	Consideraciones Ambientales	33
3.	Evaluación de la Necesidad de Recursos	36
4.	OPCIONES DE NUEVOS RECURSOS DE GENERACION	39
	Nueva generación con combustibles fósiles	39
	Proyectos solares fotovoltaicos (PV)	43
	Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías (BESS)	45
	Proyectos eólicos	46
5.	SUPUESTOS Y PRONOSTICOS	48
	Infraestructura y Pronóstico de Combustibles	48
	Estimación del Valor de la Carga Perdida	58
6.	DESARROLLO DEL PLAN DE RECURSOS	58
	Resultados del Escenario 4	70
	Resultados del Plan ESM	74
	Resultados del Escenario 1	78
	Resultados del Escenario 3 Caso Base	79
	Resultados del Escenario 5 Caso Base	80
	Consideraciones de la Planificación de los Márgenes de Reserva	Error! Bookmark not defined.
7.	ADVERTENCIAS Y LIMITACIONES	80
8.	PLAN DE ACCION	83
	Ecologizando el suministro	84
	Creación de una red resistente	89
	Involucrar al cliente	91

1. RESUMEN EJECUTIVO

La Autoridad de Energía Eléctrica (AEE), en conjunto con Siemens Power Technology, Inc. (Siemens) ha estado trabajando en el desarrollo de un plan integrado de recursos PIR, el cual establecerá los planes para desarrollo del suministro eléctrico en los años venideros. Dado que la mayoría de la documentación esta en ingles este documento presenta un resumen en español del contenido de dichos documentos y los resultados principales.

Es importante destacar que en caso de diferencia entre este reporte y el reporte en ingles, este ultimo prevalece (el reporte en ingles). Igualmente dicho reporte contiene mayores detalles a los presentados en este resumen en español.

Después de la destrucción masiva resultante de los huracanes Irma y María en 2017, Puerto Rico se enfrentó al desafío sin precedentes de reconstruir su sistema de energía eléctrica. Los huracanes obligaron a la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (AEE) a repensar cómo debería modificarse su infraestructura de suministro de energía para garantizar que la infraestructura de servicios públicos estuviera mucho mejor preparada para futuros eventos climáticos. La experiencia de estos desastres ha centrado a la AEE en la necesidad de aumentar la capacidad de recuperación y supervivencia de sus sistemas, con la debida consideración al fortalecimiento del sistema, el uso de generación distribuida, la menor dependencia de combustibles importados y la mayor dependencia de los recursos de energía renovable.

El desarrollo de un plan integrado de recursos (PIR) es esencial para alcanzar estos objetivos. Según la Ley 57 de Puerto Rico del 27 de mayo de 2014 (Ley 57-2014), la AEE es la encargada de preparar un PIR que consistirá en un proceso de planificación detallado que considere todos los recursos razonables para satisfacer la demanda de servicios eléctricos durante un horizonte de más de veinte años, incluidos los recursos relacionados con la oferta y la demanda de energía. Además, el PIR deberá tener en cuenta la capacidad de adaptación, fiabilidad y estabilidad del sistema eléctrico, y cumplir con las regulaciones ambientales actuales y futuras.

Este documento da un resumen de los resultados, los cuales pueden ser vistos en mayor detalle en el reporte “Puerto Rico Integrated Resource Plan 2018-2019” en inglés y sus apéndices. El PIR fue desarrollado por Siemens Power Technology, Inc. (Siemens) utilizando un riguroso proceso analítico. Los análisis consideraron una gran cantidad de opciones e incertidumbres, reconociendo el aporte formal e informal de la AEE y una gran cantidad organismos.

Las recomendaciones del PIR están totalmente alineadas con los cinco pilares clave adoptados por la Junta de Gobierno de la AEE en su Visión para el Futuro del Sector Eléctrico en Puerto Rico que resumimos a continuación:

1. **Ser Centrado en el Cliente:** El PIR incluye la participación de los consumidores a través de la eficiencia energética, la provisión de energía por parte del cliente y demanda flexible, con un papel predominante en la oferta y la matriz de consumo de Puerto Rico, permitiendo a los clientes participar y tomar poder en su seguridad energética.

2. **Viabilidad financiera:** Dentro de los requisitos de fortaleza y confiabilidad, el plan minimiza el costo de suministro y reduce drásticamente la dependencia de los combustibles importados y su volatilidad asociada; por lo tanto, induce tarifas asequibles que promueven la viabilidad financiera en ambos lados del medidor.
3. **Fiable y resistente:** El PIR se centra en el concepto de “minirredes”, definido como zona con capacidad de adaptación que puede ser segregada del sistema durante y después de un gran evento climático, sirviendo la carga a través uso de los recursos locales. Además, las minirredes deben apoyar de manera efectiva, la preparación previa, la gestión y la recuperación ante tales eventos.
4. **Modelo de Sostenibilidad:** La implementación del PIR promoverá la transición del sistema eléctrico de Puerto Rico de uno centrado en los combustibles fósiles a uno en el que los recursos renovables juegan el papel predominante. La implementación del PIR reducirá drásticamente las emisiones, aumentará la penetración de la generación renovable, logrará el cumplimiento de la normativa vigente y posicionará apropiadamente a Puerto Rico para las regulaciones futuras.
5. **Motor de crecimiento económico:** La naturaleza distribuida de la nueva generación, los altos niveles de participación de los clientes en la producción de energía y la reducción general del costo del sistema generarán oportunidades de empleo y crecimiento económico para Puerto Rico. El PIR apoyará un sistema confiable y económico que atraerá desarrollo económico a Puerto Rico.

El PIR de 2019 no sigue el enfoque clásico de identificar el menor costo para abordar la brecha esperada entre el crecimiento futuro de la carga y los recursos para servirla, mientras se mantiene un Margen de Reserva deseado.

Se prevé que la carga disminuya significativamente en el transcurso del horizonte de planificación de este PIR, debido a una combinación de la reducción de carga base esperada (impulsada por pronósticos económicos y de población negativos), grandes ganancias en eficiencia energética y por la producción de energía por parte de los clientes.

En lugar de nuevos recursos para satisfacer el crecimiento de la carga, este PIR está diseñado para abordar las siguientes necesidades:

- a) Abordar los impactos de un parque de generación antiguo y que quema combustibles líquidos costosos, que no cumple con las regulaciones ambientales, tiene poca confiabilidad y es inflexible, lo que limita la incorporación de recursos renovables.
- b) Conseguir una reducción del costo del suministro por la incorporación de recursos renovables.
- c) Lograr el cumplimiento del mandato de la Normativa de la Cartera Renovable (RPS de sus siglas en inglés).
- d) Cambiar el esquema de generación centralizada y ubicada en el sur de la isla a uno de generación más descentralizada y distribuida en toda la isla.

Si el pronóstico de carga decreciente no se materializa, el sistema deberá tener recursos disponibles para atender la carga. El crecimiento de la carga es una preocupación muy real para la PREPA, y podría pasar de negativo a positivo si crece la economía, se revierte la emigración o aumenta la actividad industrial y del turismo. Como el desarrollo de nueva generación lleva tiempo, el plan debe tener la flexibilidad necesaria para adaptarse a las variaciones de la demanda.

En el desarrollo de este PIR, Siemens trabajó con la AEE y la PREB para identificar cinco Escenarios de análisis y el ESM presentados a continuación.

Escenario 1: No se instala una nueva generación a gas. Este escenario utiliza los supuestos del caso base de costos y disponibilidad de energía solar y de almacenamiento. La única nueva generación de gas considerada en este escenario es la conversión del ciclo combinado en San Juan 5 y 6.

Escenario 2: Gas al norte: se supone que un terminal de Gas Natural Licuado (GNL) fijo en San Juan en el norte adquiere la aprobación del permiso requerido. El Escenario utiliza el supuesto del caso base de costos y disponibilidad de energía solar y de almacenamiento. Este escenario finalmente se eliminó cuando el Escenario 4 colapsó a las mismas condiciones en este escenario; solo se desarrolló gas en el norte y el sur.

Escenario 3: Gas en Yabucoa (este) y Mayagüez (oeste) a través de GNL flotante y el gas al norte a través de GNL fijo en San Juan. Se supone que el GNL fijo en San Juan adquiere la aprobación de permiso requerida. El Escenario supone la caída más profunda de los costos de energía solar y almacenamiento junto con la alta disponibilidad de energías renovables (aumento rápido de la instalación).

Escenario 4: Gas en Yabucoa (este) y Mayagüez (oeste) a través de GNL flotante y el gas al norte a través de GNL fijo en San Juan. Se supone que el GNL fijo en San Juan adquiere la aprobación de permiso requerida. El Escenario utiliza el supuesto del caso base de costos y disponibilidad de energía solar y de almacenamiento.

Escenario 5: Aguirre Offshore Gas Port (AOGP), el gas en Yabucoa (este) y Mayagüez (oeste) a través de GNL flotante. El gas hacia el norte se suministra a través de GNL fijo en San Juan, y se supone que logra la aprobación de permiso requerida. El Escenario utiliza el supuesto del caso base de costos y disponibilidad de energía solar y de almacenamiento. El Escenario no impone restricciones en el tamaño de las unidades de ciclo combinado (CCGT) y se podrían unidades grandes (hasta 450 MW). Todos los escenarios anteriores tenían un tamaño máximo de generación de 300 MW F-Class CCGT. Este Escenario modela la situación con mínimas restricciones y en consecuencia se evaluó solo bajo la estrategia 1: generación centralizada.

ESM: Modernización del sistema energético (ESM de sus siglas en ingles); Esta es una variación del Escenario 4 avanzado por la AEE y que incluye un conjunto de decisiones de inversión predefinidas que considera las cuales tienen alta posibilidad de ser implementadas en el corto plazo y dar flexibilidad.

El plan de ESM tiene algunas decisiones que son fijas. Esto incluye una terminal terrestre de GNL en San Juan y un nuevo ciclo combinado (CCGT) de 302 MW que se desarrollará en Palo Seco para 2025 (o lo antes posible). Estas inversiones seguirán a la conversión de San Juan 5 y 6 a gas (en 2019), que inicialmente contará con el respaldo de un GNL flotante que será reemplazado por uno fijo cuando se ponga en servicio. En Yabucoa se desarrollará una terminal de GNL a bordo de buques y se instalarán 302 MW CCGT para 2025 (o lo antes posible). En Mayagüez, se desarrolla una terminal de GNL flotante, pero la única decisión fija es convertir las unidades Aero derivadas de 4x50 MW existentes para quemar gas natural.

Los Escenarios se combinaron con una o más de las tres siguientes estrategias:

- **La estrategia 1** refleja un programa de energía tradicional y centralizado que enfatiza la confiabilidad y mínimo costo.

- **La estrategia 2** refleja un sistema distribuido de generación flexible y micro o mini redes y el fortalecimiento de la infraestructura existente, que enfatiza la resistencia y la cercanía con el cliente. En esta estrategia, la mayor parte de la carga se suministra a partir de recursos locales que pueden aislarse del resto de la isla durante un evento importante, pero que aún suministran la totalidad o una parte de la carga cercana. Se define en términos de un nivel mínimo de la carga que deben ser cubiertos por los recursos locales (por ejemplo, 80%).
- **La estrategia 3** refleja un híbrido de las dos primeras estrategias que incorpora una combinación de los beneficios de la estrategia 1 y la estrategia 2. En esta estrategia, se aprovechan las economías de escala y parte de la carga puede ser servida en condiciones normales de recursos remotos. En esta estrategia, el potencial para restricciones de suministro durante un evento importante es mayor que la Estrategia 2, pero debería dar como resultado menores costos de suministro.

Este PIR no entra en los detalles de la adquisición, la interconexión, la propiedad de los activos de generación, las estructuras de tarifarias o los planes de privatización. También se debe tener en cuenta que la financiación federal para ciertos proyectos podría alterar significativamente el PIR y el Plan de Acción asociado. Estas cuestiones tendrán que ser abordados en otros procesos y combinarse con este PIR para desarrollar una hoja de ruta completa para el sistema de energía de Puerto Rico.

RESUMEN DE CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Los planes de acción para los primeros cinco años de este PIR son los más importantes porque sientan las bases para el futuro del sistema eléctrico de Puerto Rico. Las recomendaciones fundamentales de este PIR son:

- a) Integrar la cantidad máxima de generación renovable en los primeros cuatro años del período de planificación,
- b) Agregar recursos distribuidos y fortalecer la red de transmisión y distribución para que el sistema eléctrico pueda segregarse en ocho islas eléctricas en gran medida autosuficientes (Minirredes) ;
- c) Reducir el consumo mediante eficiencia energética y la respuesta de la demanda ; y
- d) Retirar unidades obsoletas que usan combustibles líquidos y modernizar la flota de generación con turbinas de gas con combustible dual (GNL) .

Estos cambios son esenciales para mitigar, gestionar y permitir la recuperación oportuna ante grandes tormentas y el desplazamiento del uso del residual pesado de petróleo por energías renovables y gas natural.

La revisión de las opciones reveló dos planes que se consideraron de menor costo y más factibles, el ESM y el plan de Escenario 4 Estrategia 2 (S4S2). Bajo las condiciones Base y las condiciones de Alta Carga, estos dos planes diferían en menos del 1% o menos de \$ 100 millones, medidos por el valor presente neto de los de los costos totales de suministro (VPN) para el período de estudio de 20 años. Sin embargo, los beneficios de S4S2 aumentan en el caso de baja demanda (BAJO) en comparación con el plan ESM, por lo tanto, este plan es más sensible a las caídas en la carga que el S4S2B. Los resultados del VPN de los dos planes en los tres casos, base, alto y bajo, se muestran a continuación.

Resultados del ESM y del VPN del S4S2 (\$ millones)

	S4S2	ESM	Diferencia	Diferencia
Base	\$ 14,350	\$ 14,431	(\$ 81)	-0,6%
Alto	\$ 15,155	\$ 15,255	(\$ 99)	-0,7%
Bajo	\$ 12,866	\$ 13,952	(\$ 1,086)	-8,4%

Además, una diferencia significativa entre el caso de ESM y el S4S2 es que en el primero se supone que la planta EcoEléctrica permanecerá en servicio durante el período de planificación con un contrato renegociado y extendido. Siemens ajustó los costos fijos de EcoEléctrica a los que se esperaba que resultasen en equilibrio con un nuevo CCGT instalado en Costa Sur (asumimos una reducción del 53% en los costos fijos después de 2022). Sin embargo, los resultados reales para S4S2 indicaron que la reducción del 53% en el costo era insuficiente para seleccionar la opción EcoEléctrica renegociada sobre un nuevo CCGT construido en Costa Sur. Posteriormente, se estimó que una reducción del 60% hubiera sido suficiente para seleccionar la opción EcoEléctrica renegociada sobre un nuevo CCGT. Sin embargo, dado que los resultados reales de las negociaciones son una función de múltiples factores, incluida la certeza de los costos de la renegociación versus los riesgos inherentes de desarrollar un nuevo proyecto, mantuvimos la reducción original del 53% y se corrió una sensibilidad (S9) para el Escenario 4 donde EcoEléctrica (S4S2S9) permanece en servicio, similar al caso de ESM. Como se puede observar a continuación, sustituyendo EcoEléctrica en S4S2S9, en lugar del nuevo CCGT en Costa Sur resulta en un plan que es un poco más costoso que el ESM (0.3% de diferencia). Debe ser destacado que EcoEléctrica es un recurso eficiente con una probada alta disponibilidad y una infraestructura de combustible de GNL existente. La renegociación de su contrato proporciona un resultado más seguro que el desarrollo de la nueva generación en la misma región de Puerto Rico.

Resultados del VPN ESM y S4S2S9B (\$ millones)

	S4S2 S9	ESM	Diferencia	Diferencia
Base	\$ 14,480	\$ 14,431	\$ 49	0.3%

Con respecto de la generación renovable, como se muestra a continuación, los resultados para los dos planes están dentro del 1% bajo la proyección base de la demanda para el año final del estudio, 2038. Sin embargo, esta diferencia es mayor para los supuestos de demanda bajo y alto.

Resumen del cumplimiento de RPS del ESM y S4S2 para el año 2038

	S4S2	ESM	Diferencia
Base	68%	67%	1%
Alto	60%	53%	7%
Bajo	77%	54%	23%

Si bien el RPS es una buena indicación de la contribución renovable en un año determinado, una mejor indicación es la contribución acumulativa de energía renovable para todos los años. Como se muestra a continuación, S4S2 tiene mayor energía renovable acumulada para 2019 a 2038, tanto para los supuestos básicos como para los bajos. Esta contribución renovable

más alta resulta del caso S4S2 agregando 240 MW de energía solar fotovoltaica adicional para 2038 (es decir, un total de 2820 MW para el caso base S4S2 versus 2580 MW para el caso base ESM)

Energía renovable acumulada para 2019 a 2038 para ESM y S4S2 (TWh)

	S4S2	ESM	Diferencia
Base	94	91 91	3%
Alto	93	89	4%
Bajo	86	72	19%

Con respecto al VPN de la Energía No Servida con la operación en Minirredes para los supuestos Base y Alto, los planes son muy similares. Esta es una medida del valor de la energía que permanecería sin servicio durante la operación aislada con Minirredes.

Resultados del VPN ESM y S4S2 para la energía no servida durante la operación en Minirred (\$ millones)

	S4S2	ESM	S4S2 S9	Diferencia
Base	\$ 247	\$ 267	\$ 2 68	\$ 1
Alto	\$ 319	\$ 392		
Bajo	\$ 198	\$ 202		

Si bien los planes ESM y S4S2 tenían una serie de elementos idénticos, también contenían diferencias importantes. Además de las grandes adiciones de energía solar fotovoltaica en el S4S2, las otras diferencias clave entre los dos planes es la ubicación de donde se agregan los nuevos ciclos combinados (CCGT) de 302 MW y si las turbinas a gas de Mayagüez existentes se convierten en gas natural. Ambos planes suponen que se agregará un CCGT de 302 MW a en Palo Seco en 2025. Las diferencias clave en las adiciones de generación de gas natural se muestran a continuación.

Diferencia clave en ESM y S4S2 y S4S2S9 Generación de gas natural

	S4S2	S4S2 S9	ESM
302 MW CCGT en Costa Sur 2025	Agregado asumiendo que EcoEléctrica no puede ser renegociado	Asume que EcoEléctrica se renegocia en lugar de la adición de CCGT	Asume que EcoEléctrica se renegocia en lugar de la adición de CCGT
302 MW CCGT en Yabucoa 2025 con infraestructura de entrega de GNL flotante.	No añadido	No añadido	Añadido
Conversión de 200 MW Mayagüez Peaker con infraestructura flotante de GNL.	No convertido	No convertido	Convertido
Unidades de pico móvil de 23 MW	16 unidades agregadas	16 unidades agregadas	18 unidades agregadas

Tanto los planes S4S2 como ESM presentan una adición agresiva de energía solar fotovoltaica, almacenamiento con baterías (BESS de sus siglas en inglés) y generación e infraestructura de gas natural.

La ejecución de cualquiera de los planes requerirá la finalización exitosa de una compleja red de permisos, negociaciones de proveedores, contratación y actividades de construcción. Además, la evolución de la carga presenta una de las mayores incertidumbres que podrían afectar a estos planes. Los estímulos económicos asociados con dinero federal, las mejoras en confiabilidad eléctrica y las mejoras generales de la infraestructura podrían favorecer un mayor crecimiento de la carga que requiere que existan planes de contingencia. Del mismo modo, si las ganancias en eficiencia energética o la generación distribuida proporcionada por el cliente no se materializan en los niveles modelados, la carga futura podría ser mayor a la prevista.

Con el fin de minimizar los posibles efectos adversos de las incertidumbres, Siemens recomienda que se implemente el plan ESM preservando la capacidad de cambio a los planes S4S2 muy posiblemente con EcoEléctrica (S4S2S9) si la carga futura o el progreso de los proyectos indican que estas opciones son más favorables que el ESM. Al implementar el ESM, la AEE debe seguir de cerca el comportamiento de los indicadores clave que afectarán el ritmo de implementación del plan seleccionado. Un ejemplo de estos indicadores clave es la carga (incluidas las disposiciones para la eficiencia energética, los recursos del lado de la demanda y el crecimiento económico). Otros factores importantes que pueden afectar la implementación incluyen la capacidad de construir la energía solar fotovoltaica a los precios y el ritmo pronosticados, y la implementación del CCGT en Palo Seco, incluido la terminal fijo de GNL y la tubería a la planta.

Para posicionarse mejor ante estas incertidumbres, Siemens recomienda que la AEE proceda con las actividades preliminares de permisos y planificación para la conversión de Yabucoa CCGT y Mayagüez junto con su infraestructura de entrega de GNL y mantener la opción del CCGT en Costa Sur. La intención sería que, antes de hacer grandes compromisos contractuales para la compra o construcción de equipos para estos proyectos, la AEE reevaluaría qué combinación de estos proyectos ofrece la mejor opción para el sistema de la AEE. ***Continuar con las actividades preliminares de permisos y planificación para cada uno de estos proyectos conserva la capacidad de la AEE de seleccionar el plan descrito por ESM, S4S2 o S4S2S9 dependiendo de las circunstancias futuras. Continuar con las actividades preliminares para estos proyectos proporcionará a la AEE aproximadamente dos a tres años para permitir que se resuelvan algunas de las incertidumbres y formular una comprensión más clara de la posible necesidad de los proyectos.***

Las siguientes tres subsecciones proporcionan un resumen de conclusiones y recomendaciones asociadas con la implementación de la cartera de ESM y los proyectos en Yabucoa y Mayagüez.

Transformando la arquitectura de la red y el suministro con Minirredes

Para el PIR es fundamental desarrollar la capacidad de segregar el sistema en ocho Minirredes para mejorar la resiliencia del sistema. Las Minirredes requieren los proyectos recomendados de generación y almacenamiento de energía de la batería que se describen a continuación y las adiciones recomendadas de transmisión y distribución (principalmente instalaciones subterráneas) y los proyectos de fortalecimiento. Además de las Minirredes, se han identificado microrredes más pequeñas para aquellas áreas que, debido a la geografía y

la topología del sistema, es probable que permanezcan aisladas durante períodos de tiempo más largos después de un evento importante.

A continuación, se enumeran las recomendaciones clave.

1. **Maximizar velocidad de instalación de generación solar fotovoltaica (PV) durante los primeros cuatro años del plan (2019 a 2022):** Siemens recomienda que la AEE emita solicitudes de propuestas (RFP de sus siglas en inglés) u otras estructuras similares para PV (con almacenamiento – BESS - asociado dependiendo del precio) en bloques de aproximadamente 250 MW, con el objetivo de agregar 1.380 MW durante los primeros cuatro años del plan. Siemens reconoce que la implementación de recursos PV y BESS a gran escala es un desafío con los procesos actuales de adquisición y aprobación de la AEE. Esta es la base para un límite supuesto para la adquisición de PV. Sin embargo, esta restricción podría superarse ya sea por las capacidades ampliadas del nuevo concesionario o por mejoras en los procesos de adquisición y las capacidades internas de la AEE. La urgencia de agregar tanta energía fotovoltaica como sea práctico está impulsada por la necesidad de proporcionar energía distribuida a las cargas críticas y prioritarias en las Minirredes lo antes posible, la economías de la energía fotovoltaica frente a la generación fósil y el aprovechamiento de la inversión federal.
2. **Instalar 920 MW de almacenamiento de energía de la batería (BESS)** en los primeros cuatro años del plan: las cantidades de almacenamiento de energía de la batería están fuertemente correlacionadas con las cantidades totales de PV que se instalarán y el suministro de energía local requerido para las Minirredes. Se recomienda agregar almacenamiento en bloques de 150 a 200 MW. Siemens también recomienda que las RFP para almacenamiento se combinen con las RFP para PV con la opción de que los postores proporcionen una o ambas tecnologías. Las RFP combinadas brindan a los desarrolladores la oportunidad de ubicar conjuntamente el almacenamiento con el PV y obtener ventajas de compartir equipos e interconexiones de la planta y la posible extensión de los créditos fiscales de inversión a los costos de almacenamiento.
3. **Instalar nuevas turbinas de gas (GT)** capaces de quemar gas natural transportado por contenedores: la necesidad de servir cargas críticas y prioritarias dentro de las Minirredes resultó en la necesidad de agregar 17 a 18 GT pequeños (23 MW aproximadamente cada uno) en ubicaciones seleccionadas. Además, las nuevas unidades permitirán a la AEE retirar los 18 GTs Frame 5 antiguos y poco confiables existentes (21 MW cada uno). Los nuevos GT incluyen 2 unidades ubicadas en Ponce Easte (Jobos), 4 unidades en Mayagüez Norte (Aguadilla), 5 unidades en Carolina (Daguao), 5 unidades en Caguas (Yabucoa) y 2 unidades en Cayey. Las evaluaciones realizadas en este PIR identificaron que los costos de estas GT son significativamente menores que los costos en los que incurría la economía de Puerto Rico en caso de que otro gran huracán azotara a Puerto Rico, una o más las Minirredes se vieran obligadas a operar en modo aislado durante un mes y no tuvieran los recursos suficientes para abastecer a las cargas prioritarias. En la evaluación, Siemens incluyó todos los recursos disponibles para las Minirredes durante las operaciones aisladas

de la red, incluidos los recursos térmicos, PV, almacenamiento y GT. Estas GT deben ponerse en servicio tan pronto como sea práctico, ya que proporcionan una mejora a la preparación de la isla para la próxima gran tormenta y se pueden instalar rápidamente con un esfuerzo concertado para buscar rápidamente las autorizaciones y permisos reglamentarios (se supone que 2021 es la fecha de operación comercial más temprana).

4. **Asociarse con los clientes para acelerar la eficiencia energética y la respuesta de la demanda:** establecer programas de eficiencia energética (EE) y respuesta de la demanda (DR) con el objetivo de reducir la demanda en valores que se aproximen al 2% por año. La eficiencia energética puede reducir más de 1,900 GWh de demanda para 2025. La respuesta de la demanda puede agregar más de 60 MW de flexibilidad al sistema para 2025. El ahorro de energía de ambos programas es el recurso de menor costo y puede acelerar la participación del cliente.
5. **Habilitar la respuesta de la demanda y el aumento de la generación distribuida:** reforzar el sistema de distribución y habilitar el flujo bidireccional de energía, proporcionar regulación de voltaje para facilitar la alta penetración de la energía distribuida, como se pronostica en este PIR.
6. **Convertir algunas plantas retiradas en condensadores síncronos:** se encontró que el sistema era estable y tenía una respuesta de frecuencia aceptable incluso con altos niveles de generación renovable en línea, gracias al soporte de las adiciones de almacenamiento de energía con baterías. Sin embargo, los estudios también identificaron la necesidad de convertir algunos de los generadores programados para retiro a condensadores síncronos. Los análisis preliminares indican que las unidades Palo Seco 3 y 4, Aguirre 1 y 2 y las unidades 7, 8, 9 y 10 de San Juan son el número mínimo de unidades que deben convertirse durante la vida del plan. Sin embargo, Siemens recomienda que se realice un estudio detallado para determinar el cronograma, la capacidad y los costos de las conversiones del condensador síncrono.

Nueva infraestructura para reducir costos y lograr el cumplimiento de los estándares de mercurio y tóxicos del aire

La AEE debe retirar sus unidades obsoletas quemando petróleo tan pronto como sea posible con el fin de bajar los costos y cumplir con las disposiciones Ley de Aire Limpio. Para lograr estos objetivos, se necesitará una nueva infraestructura de GNL para disponer de un combustible de más limpio y de menor costo para la generación. Aunque se descubrió que tres nuevas terminales de gas natural son efectivas, la terminal de San Juan es, con mucho, la más importante dada la concentración de carga en la región y la importancia de modernizar la flota de generación para aumentar la confiabilidad del sistema y tener suficiente flexibilidad para acomodar el gran aumento de la energía renovable.

7. **Convertir el ciclo combinado de San Juan 5 y 6 (CC)** para quemar gas natural: Esta opción fue contratada por la AEE con NFE utilizando un terminal de gas natural licuado (GNL) flotante y se adoptó como un hecho en la formulación de todos los planes, incluidos Escenario 1 (sin gas nuevo), donde solo se realizó un análisis de sensibilidad ante la eventualidad de que este proyecto no se completara. La construcción de la terminal NFE está actualmente en marcha, y la AEE está procediendo a las

actividades para convertir las dos unidades generadoras. Las ejecuciones iniciales ya habían identificado esta opción como una alternativa de menor costo (es decir, fue seleccionada por el proceso de optimización).

8. **Desarrollar una terminal fijo de GNL en San Juan para suministrar una nueva planta de gas de ciclo combinado (CCGT) en Palo Seco y la CCGT 5 y 6 de San Juan** existente. Sin embargo, el nuevo CCGT de Palo Seco se requiere bajo los supuestos de crecimiento de carga base y alta, pero no bajo el supuesto de crecimiento de carga baja para S4S2 o algunas de las estrategias con generación centralizada (S1). Sin embargo, Siemens cree que la instalación de la terminal fijo de GNL es una inversión prudente, ya que proporciona una solución rentable en la mayoría de los supuestos y brinda un apoyo crítico a los grandes centros de población de San Juan y Bayamón. El CCGT se limitó a una unidad más pequeña (unidad representativa de clase F) o aproximadamente 302 MW, para limitar el tamaño de la unidad más grande del sistema. El tamaño de CCGT se limitó para reducir la cantidad de generación de reserva rodante que debe estar en línea para responder a los posibles disparos de grandes unidades generadoras. Este nuevo CCGT debería estar listo tan pronto como sea práctico (se asumió 2025 en este estudio). Por lo tanto, se recomienda que las actividades de desarrollo y permisos comiencen tan pronto como sea posible.
9. **Instalar un CCGT en Costa Sur o extender el contrato con EcoEléctrica:** en la mayoría de los casos y en todos los casos S4S2, EcoEléctrica se reemplaza por un CCGT de 302 MW después de que el contrato expire en 2022, a menos que el contrato con EcoEléctrica se renegocie significativamente y se reduzcan los pagos fijos. Se modeló una reducción de cincuenta y tres (53%) en los pagos fijos a partir de 2022, lo que no impidió que se retirara la planta. Una estimación adicional identificó que sería necesaria una reducción del 60% para el equilibrio con el pronóstico de carga base y el saldo previsto de la flota de generación. El análisis asume que el nuevo CCGT se puede construir en 2025 y para evitar incertidumbres con respecto al precio del combustible, se evaluó como si estuviese recibiendo el gas de un nuevo GNL flotante en Costa Sur, cuyo precio es idéntico al GNL en Yabucoa. Esta es la suposición conservadora del modelo para establecer un límite de precios, porque la infraestructura de GNL existente se contrataría para atender cualquier recurso de nueva generación. Si EcoEléctrica se renegocia con éxito con cargos fijos más bajos y una extensión significativa del plazo, es probable que este nuevo CCGT en Costa Sur no sea necesario y se mitigue los riesgos asociados con el desarrollo y los permisos del nuevo proyecto.

Adiciones para preservar opciones y manejar incertidumbres

Las recomendaciones del PIR de Siemens reconocen que existen incertidumbres significativas en el futuro relacionadas con la disminución de la carga, la trayectoria de costo relativo de las energías renovables y el almacenamiento en comparación con el gas, y el entorno político para desarrollar una nueva infraestructura de GNL. Existe la posibilidad de que un imprevisto pueda evitar o retrasar significativamente algunas de las adiciones planificadas de generación de energía solar fotovoltaica y / o de gas descritas anteriormente. Dados los largos plazos de entrega, es prudente comenzar el proceso de ubicación y permisos

ahora y tomar las decisiones finales para los compromisos de equipos y construcción a medida que se revelen los eventos futuros.

10. ***Proceder con las actividades preliminares para la Terminal de GNL flotante y la Generación de gas en Mayagüez:*** Proceder con los permisos preliminares y la ingeniería para apoyar el desarrollo de una nueva terminal de importación de GNL en Mayagüez para suministrar las turbinas de gas aeroderivadas 4x50 instaladas en Mayagüez que pueden convertirse a gas natural. La recomendación es avanzar en el desarrollo del GNL flotante con el objetivo de convertir las unidades existentes para quemar GNL. Continuar con los permisos preliminares y las actividades de ingeniería para el desarrollo de la terminal de GNL preservará la opción de convertir la generación aeroderivada de Mayagüez (4x50 MW) a gas y potencialmente suministrar a un nuevo CCGT de 302 MW en caso de que la generación de gas en otros sitios se detenga u sean necesarios recursos adicionales alimentados con gas (crecimiento de la demanda). Este proyecto es uno de los proyectos que no se incluyó en los planes S4S2 o S4S2S9 y su necesidad debe ser reevaluada por la AEE, en dos o tres años, después de las actividades de desarrollo y permisos y antes de comprometerse a contratos de equipos o construcción.
11. ***Proceder con las actividades preliminares para la Terminal de GNL con flotante y la generación de gas en Yabucoa:*** Una nueva terminal de GNL en Yabucoa para desarrollar un CCGT grande (302 MW) es parte de la solución de menor costo bajo la imposibilidad de desarrollar un GNL fijo en San Juan y en caso de mayores costos de generación renovable. Esta terminal se recomienda como cobertura contra el potencial de que ninguna de las otras dos terminales de GNL (San Juan y Mayagüez) pueda desarrollarse. Además, como se observó en el plan de ESM, si la terminal de GNL y el CCGT de 302 MW se desarrollan en Yabucoa, la diferencia de costos con el S4S2 que desarrolla un CCGT en Costa Sur es mínima. Este CCGT de Yabucoa, cuando forma parte del plan, se selecciona en general para 2025 (es decir, lo antes posible). Este proyecto no se incluyó en los planes S4S2 o S4S2S9 y su necesidad debe ser reevaluada por la AEE en dos o tres años, antes de comprometerse a contratos de equipos o construcción. La AEE considera que la ubicación del CCGT de Yabucoa es un recurso potencial clave para un área que se vio gravemente afectada por los huracanes de 2017.

Como consecuencia de las decisiones de inversión anteriores y la reducción esperada en la carga, acelerada por las supuestas ganancias de eficiencia energética y la mayor penetración de los recursos del lado de la demanda, se recomienda que la mayor parte de la flota generadora existente se retire para 2025, con la excepción de los CCGT en San Juan y Aguirre y los GT en Cambalache y Mayagüez. Hay que destacar que estos retiros sólo pueden ser llevadas a cabo cuando todas las condiciones se cumplan; en particular, que los nuevos recursos de suministro estén completamente operativos. Muchas de los retiros previstas, como Costa Sur 5 y 6, actualmente sirven como recursos clave, por lo que la AEE deberá preservar los programas de operaciones y mantenimiento (O&M) para garantizar su disponibilidad hasta que los prerrequisitos estén dados. En particular es importante que la AEE se abstenga de eliminar los gastos de operación y mantenimiento hasta que se incorporen nuevos recursos para reemplazar estos activos importantes.

Entender el PIR como una hoja de ruta

Hay muchas incertidumbres en el futuro de Puerto Rico y la AEE que pueden cambiar la trayectoria de las decisiones del PIR con el tiempo. Lo que es seguro es la urgente necesidad de reconstruir el sistema basado en una arquitectura con Minirredes tan pronto como sea posible, con el acompañamiento de las energías renovables, el almacenamiento, microrredes, recursos por parte del cliente, y modernización de las instalaciones de generación seleccionados, de modo que las cargas críticas y prioritarias se pueden servir en caso de huracanes o tormentas importantes. Estas recomendaciones y los costos asociados se detallan en el Plan de Acción del PIR. Al tomar estas medidas, Puerto Rico está sentando las bases para un sistema más limpio y resistente que tiene opciones para responder a las diferentes condiciones de carga y precios que pueden darse en los próximos años.

En el balance de este documento se presenta un resumen de las diferentes partes del reporte del PIR.

2. AMBIENTE DE PLANIFICACIÓN

En esta parte del documento, Siemens presenta el conjunto de factores externos que afectan el entorno en el que opera la AEE en el momento del desarrollo del PIR. Además de las condiciones del mercado y los requerimientos de las partes interesadas, es importante tener en cuenta los otros factores externos clave que están vigentes, incluidas las leyes y regulaciones aplicables y las condiciones que han cambiado desde el último PIR.

La descripción de este entorno de planificación es un requisito del Reglamento del PIR, que requiere específicamente lo siguiente:

- La AEE describirá, como mínimo, los siguientes factores: reglas y normas federales, estatales o municipales que afectan la demanda o la disponibilidad de eficiencia energética, energía renovable, alternativas de combustible u otras solicitudes de recursos; y normas y regulaciones ambientales que afectan los servicios públicos existentes o las demandas de recursos en el momento actual y durante todo el período de planificación.
- La parte del entorno de planificación también incluirá una discusión sobre reglas y normas regulatorias o legislativas sustanciales que han cambiado desde la aprobación del último PIR.

Marco Regulatorio

En cuanto a las reglas y normas que afectan el entorno de AEE en estos momentos son:

- a) En el ámbito Federal: Normas sobre Mercurio y Tóxicos en el Aire (Mercury and Air Toxics Standard-MATS), Normas Nacionales sobre Calidad del Aire (National Ambient Air Quality Standards-NAAQS), Normas de Emisión de Gases de Efecto Invernadero, Plan para una Potencia Eléctrica Limpia (Clean Power Plan-CPP)
- b) En el ámbito de Puerto Rico: Normativa de la Cartera Renovable (Ley 82 de 2010), Plan de Eficiencia Energética (Ley 57 de 2014), Regulación de Microredes (2018).

Por su parte, las leyes y regulaciones que han cambiado desde el último PIR son:

- a) Regulación 9021 de 2018, denominada Regulación para el Plan de Recursos Integrados de la Autoridad de la Energía Eléctrica en Puerto Rico.
- b) Reglamento sobre Desarrollo de Microredes (Reglamento 9028)
- c) Ley de Revitalización de la AEE, Ley 4 de 2016.
- d) Ley de Supervisión, Gestión y Estabilidad Económica de Puerto Rico (PROMESA)
- e) Ley para Transformar el Sistema Eléctrico de Puerto Rico, Ley 120-2018.
- f) Ley 17-2019, Ley de Política Pública de Energía de Puerto Rico

Precios de la Energía Solar y el Almacenamiento en Baterías

Otro elemento del entorno que deberá ser considerado en el PIR es la disminución de los costos en la energía solar y del almacenamiento de energía en baterías. Este fenómeno se está viendo a nivel mundial por efecto de las mejoras tecnológicas y el crecimiento de las economías de escala. Se espera que este fenómeno se siga dando en los años venideros, particularmente para los aprovechamientos de gran escala, y entre otras noticias relevantes que lo confirman están los anuncios de China de fabricar para el 2021 un total de 332 GWh en sistemas de almacenamiento de energía con baterías.

Las soluciones solares con almacenamiento de energía son excelentes para Puerto Rico para evitar la importación de combustibles fósiles, por la fortaleza ante fenómenos atmosféricos extremos (huracanes) si se toman medidas especiales de anclaje de las estructuras y por las posibilidades de instalación distribuida a lo largo del país garantizando el suministro local en caso de separación del sistema.

La energía eólica también es considerada en el PIR, a pesar de que sus costos no están disminuyendo en las tasas tan altas en que lo hace la energía solar y el almacenamiento en baterías.

Impacto de los Huracanes en el PIR

Aún antes de los huracanes de 2017, la economía de Puerto Rico estaba en declive, originado una disminución de la población de alrededor de 1% interanual. La incertidumbre de lo que sucederá con la economía y la población en el futuro es alta.

Por lo tanto, la demanda de energía eléctrica que se puede esperar en el futuro también está rodeada de gran incertidumbre, lo que deberá ser tomado en consideración en el desarrollo del PIR.

Por otro lado, la posibilidad de sufrir nuevos huracanes obliga a la consideración de soluciones locales para el suministro de electricidad, de modo tal que ante eventos que afecten las grandes líneas de transmisión y/o distribución, el suministro no se vea interrumpido o pueda ser restituido en plazos más cortos.

Ley Federal PROMESA

La Ley de Supervisión, Administración y Estabilidad Económica de Puerto Rico (PROMESA), promulgada por el presidente Obama el 30 de junio de 2016, es una ley federal única que incluye una serie de disposiciones aplicables a Puerto Rico con respecto a su propia situación financiera. Esta Ley entró en vigencia un día antes de que Puerto Rico incumpliera obligaciones de pago significativas. Las disposiciones clave de PROMESA incluyen:

- Creación de una Junta de Supervisión y Administración Financiera para supervisar de manera independiente la planificación fiscal, el presupuesto y las operaciones. Esta Junta de Supervisión está compuesta por siete miembros nombrados por el Presidente de los Estados Unidos y un miembro sin derecho a voto, el Gobernador o la persona designada. Entre otras entidades públicas, la AEE es una entidad cubierta por PROMESA y la Junta de Supervisión.
- Requerimiento del desarrollo y mantenimiento de un plan fiscal para Puerto Rico. Este plan, como mínimo, se requiere para documentar la reducción de los déficits, el pago de deudas y la responsabilidad fiscal.
- Suspensión temporal de acciones y litigios a las entidades de Puerto Rico para hacer cumplir sus obligaciones y reclamos.
- Reorganización de la deuda de Puerto Rico.
- A partir del 3 de mayo de 2017, Puerto Rico se declaró en quiebra bajo el Título III de PROMESA. La AEE se declaró en quiebra en julio de 2017 y se convirtió en deudor en virtud del Título III de PROMESA. El gobierno y las agencias están trabajando para abordar la deuda de \$ 70 mil millones. La AEE está trabajando con el Gobierno y su agente fiscal legal, la Agencia Fiscal y la Autoridad de Asesoramiento Financiero (AAFAP), para alcanzar la reestructuración y la transformación del sector eléctrico.

- El Título V define un proceso de proyecto crítico que promueve la permisología acelerada para avanzar en proyectos importantes como aquellos que podrían identificarse en el PIR.

Plan Fiscal

De acuerdo con los requerimientos de PROMESA, Puerto Rico debe desarrollar un plan fiscal. AEE debe también preparar un plan fiscal de acuerdo con el del gobierno que se enfoque en la privatización, mejora de la eficiencia de sus instalaciones y la necesidad de convertirse en un motor para el crecimiento económico. La última actualización de este plan fiscal se entregó el agosto de 2018 y presenta estimaciones hasta el 2023.

El PIR se realizará dentro del contexto de los aspectos relevantes del Plan Fiscal certificado por para la AEE y la visión de la Junta de Gobierno de la AEE.

Visión de la Junta de Gobierno de la AEE

Las recomendaciones del PIR están alineadas con los cinco pilares clave adoptados por la Junta de Gobierno de la AEE en su Visión para el Futuro del Sector Eléctrico en Puerto Rico que resumimos a continuación:

1. **Centrarse en los Clientes:** El PIR incluye la participación de los consumidores a través de la eficiencia energética, la provisión de energía y la presentación de una demanda flexible a la situación del sistema.
2. **Viabilidad financiera:** Dentro de los requisitos de fortaleza y confiabilidad, el plan minimiza el costo de suministro y reduce drásticamente la dependencia de los combustibles importados y su volatilidad asociada; por lo tanto, induce tarifas asequibles y que promueven la viabilidad financiera del prestador.
3. **Fiable y resistente:** El PIR se centra en el concepto de “minirredes”, definidas como zonas que pueden ser segregadas del sistema durante y después de un gran evento climático, sirviéndose la carga a través del uso de los recursos locales. Las minirredes deben apoyar la preparación previa, la gestión y la recuperación ante tales eventos.
4. **Modelo de Sostenibilidad:** La implementación del PIR promoverá la transición del sistema eléctrico de Puerto Rico de uno centrado en los combustibles fósiles a uno en el que los recursos renovables juegan el papel predominante. La implementación del PIR reducirá drásticamente las emisiones, aumentará la penetración de la generación renovable, logrará el cumplimiento de la normativa vigente y posicionará apropiadamente a Puerto Rico para las regulaciones futuras.
5. **Motor de crecimiento económico:** La naturaleza distribuida de la nueva generación, los altos niveles de participación de los clientes en la producción de energía y la reducción general del costo del sistema generarán oportunidades de empleo y crecimiento económico para Puerto Rico. El PIR producirá un sistema confiable y económico que promoverá el desarrollo económico a Puerto Rico.

Privatización

El Gobernador de Puerto Rico ha declarado públicamente que la reconstrucción y transformación del sector eléctrico incluirá la privatización de las instalaciones de generación de la AEE. Esto incluiría los activos de generación y se complementaría con la operación del sistema de transmisión y distribución por un tercero. La Ley para Transformar el Sistema Eléctrico de Puerto Rico se aprobó el 12 de junio de 2018, convirtiéndose en la Ley 120-2018

Siemens consideró que las futuras construcciones serán financiadas por terceros, suponiendo que la AEE obtendrá respaldo financiero para contratar como una contraparte solvente si es necesario. En caso de que haya fondos federales disponibles, tiene el potencial de alterar significativamente los supuestos de financiamiento e impactar la implementación del plan de acción del PIR.

3. ESTIMACIONES DE DEMANDA

Esta parte del reporte del PIR cubre la metodología, datos, supuestos y resultados del pronóstico de carga de Siemens. Los efectos de las medidas de eficiencia energética y de respuesta de la demanda también fueron considerados.

Ventas históricas de energía

La AEE proporcionó ventas mensuales de energía histórica para julio de 1999 - junio de 2018 (años fiscales 2000 - 2008) divididos en seis clases de clientes: residencial, comercial, industrial, agrícola, alumbrado público y otros. El sector comercial representó el 47% de las ventas totales en el año fiscal 2017, seguido por el residencial con 38% y el industrial con 13%. El 2% restante se originó en el sector de iluminación pública (ver tabla 1). Estos resultados del año fiscal 2017 son generalmente consistentes con los resultados de años históricos recientes para ventas por clase de cliente.

Las ventas de electricidad disminuyeron un 18% desde 2008. Desde 2007 hasta 2017, el producto nacional bruto (PNB) real de Puerto Rico se redujo en aproximadamente un 17% y la población disminuyó en más del 15%. Para el año fiscal 2018, las ventas totales de energía disminuyeron un 22%, lo que refleja la interrupción en las redes de transmisión y distribución debido a los huracanes y los retrasos en la facturación de los clientes.

Las ventas industriales disminuyeron un 47% desde el 2007 hasta el 2017, mientras que las ventas residenciales y comerciales cayeron 12% y 10% respectivamente. La participación industrial de las ventas totales de energía disminuyó del 20% en el 2007 al 13% en el 2017. En contraste, la participación de las ventas comerciales aumentó en 4 puntos porcentuales. En la tabla 2 se muestran los niveles de demanda y generación históricos del sistema.

Tabla 1. Ventas Históricas Anuales por Clase de Cliente (GWh)

Calendar Year	Residential	Commercial	Industrial	Public Lighting	Agriculture	Others	Total
2000	6,482	7,498	4,101	281	41	165	18,569
2001	6,742	7,632	3,934	253	42	163	18,766
2002	7,120	8,017	3,931	265	43	189	19,565
2003	7,359	8,343	4,005	259	40	159	20,163
2004	7,298	8,371	4,104	256	33	115	20,177
2005	7,460	8,693	4,258	263	34	99	20,806
2006	7,215	8,808	4,213	266	33	85	20,618
2007	7,058	8,866	3,938	270	32	66	20,230
2008	6,473	8,660	3,544	273	30	60	19,040
2009	6,673	8,568	3,094	281	31	57	18,704
2010	6,975	8,677	2,968	280	29	55	18,984
2011	6,587	8,473	2,832	282	28	50	18,251
2012	6,771	8,390	2,683	387	28	61	18,319
2013	6,320	8,621	2,504	285	27	35	17,793
2014	6,218	8,395	2,376	298	26	35	17,348
2015	6,306	8,199	2,355	312	26	37	17,235
2016	6,504	8,176	2,250	319	26	35	17,311
2017	5,012	6,505	1,741	247	20	33	13,558
2018	6,051	7,758	2,128	378	21	38	16,375

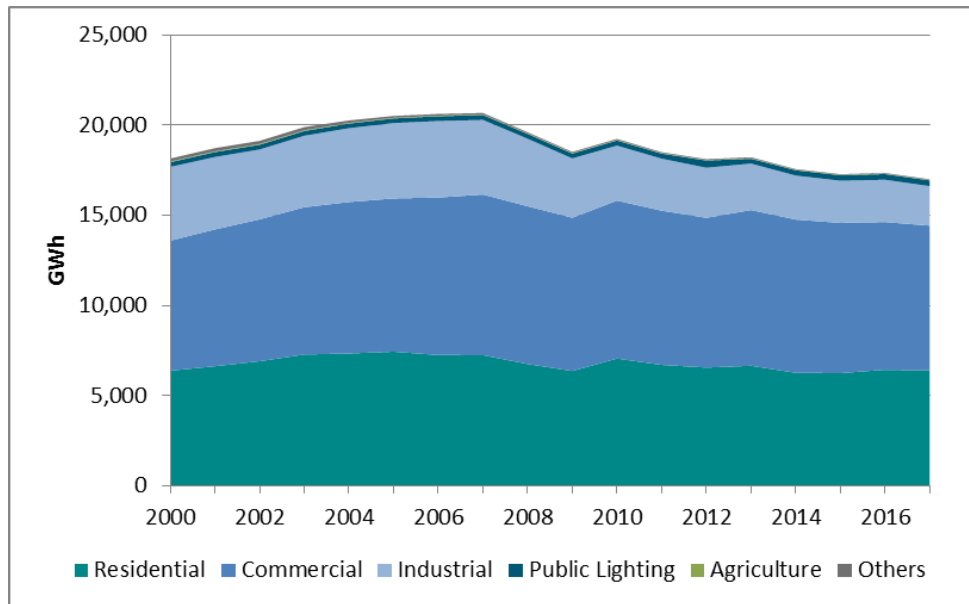


Tabla 2. Demanda y Generación Históricas del Sistema (GWh)

Demand and Generation			
Calendar Year	Peak Demand (MW)	Gross Generation (GWh)	Net Generation (GWh)
2007	3,546	24,636	23,720
2008	3,351	23,214	22,337
2009	3,404	22,989	22,022
2010	3,406	23,244	22,216
2011	3,303	22,257	21,284
2012	3,265	22,306	21,297
2013	3,159	21,493	20,621
2014	3,030	21,067	20,272
2015	3,080	20,911	20,082
2016	3,087	20,644	19,880
2017*	3,060	16,361	15,698
2018	2,705	17,453	16,789

*In September 2017, Puerto Rico Electrical System was affected by Hurricanes Irma and Maria.

Metodología de pronóstico de carga

La metodología de pronóstico de las ventas mensuales de energía empleó modelos de series de tiempo específicas, estadísticas y econométricas para las tres clases de clientes más grandes: residencial, comercial e industrial. Se usó un modelo de regresión lineal clásico en el que la variable dependiente, las ventas de energía, se expresa como una ecuación lineal que combina las variables independientes. Para Puerto Rico, se utilizaron 15 variables que incluyen:

- Una variable climática (días de grado de enfriamiento o CDD)
- Dos variables económicas (población y PNB)
- Variables ficticias específicas de 12 meses (una para cada mes del año) para capturar la estacionalidad de la demanda de energía mensualmente

Se descubrió que la población no tenía significación estadística para la industria. Por lo tanto, fue sustituida por el empleo en manufactura para este sector.

La significación estadística y el ajuste previsto del modelo para clases residenciales, comerciales e industriales fue robusto, con las tres clases de clientes combinadas representando aproximadamente el 98% de la carga total, en línea con los valores históricos.

Para las clases de clientes más pequeñas (agricultura, iluminación y otras), el ajuste general del modelo fue débil, ya que las variables económicas y climáticas fundamentales proporcionaron poco valor explicativo sobre el consumo de energía para cada clase. Para estas clases de clientes, Siemens desarrolló el pronóstico del consumo de energía basado en

la estacionalidad histórica y utilizando una técnica de extrapolación simple con la expectativa de que cada clase siga una tasa de crecimiento similar al sistema general.

Proyecciones macroeconómicas y climáticas

Se utilizaron datos históricos mensuales de la NOAA (2000-2016) para desarrollar la CDD mensual prevista en condiciones climáticas normales.

Para ser coherente con el FOMB (por las siglas en inglés de Federal Management Oversight Board), Siemens utilizó sus datos históricos y pronosticados para el PNB y la población en 2019-2038. Se estima que el PNB disminuirá 13% para el 2018, lo que refleja el impacto de los huracanes María e Irma en la economía. Sin embargo, se proyecta que el PNB crecerá a 6.1% en el 2019. El pronóstico muestra una recuperación relativamente rápida impulsada por el programa de gastos del Fondo de Ayuda para Desastres. En el mediano plazo, se proyecta que el PNB aumente a 1.6% por año en 2019-2027. Después de 2027, se proyecta que el crecimiento del PNB se suavizará a 0.3% por año. Se prevé que las reformas estructurales aumenten el crecimiento económico, incluida una reforma de la red eléctrica, una mayor transparencia fiscal y una reforma laboral destinada a alinear la legislación laboral puertorriqueña con la ley estadounidense.

El pronóstico FOMB para la población muestra una disminución del 5,8% en el año fiscal 2018 debido a la migración neta fuera de la isla. Durante el período de estudio, FOMB proyecta que la población disminuirá en 1.3% por año en 2019-2038. Se proyecta que la población en Puerto Rico disminuirá en más de 900 mil personas para 2038.

Siemens también consideró otras perspectivas para las expectativas del PNB y la población, incluyendo Moody's Analytics (Moody's) y el Fondo Monetario Internacional (FMI). En la tabla 3 se muestra un resumen de los datos de población, macroeconomía y variables ambientales utilizadas en el estudio.

Tabla 3. Datos Históricos de Población, Macroeconomía y Variables Ambientales.

Año	Población (Miles)	PNB (Millones de dólares reales)	Días de grado de enfriamiento (Promedio Mensual)	Empleo Manufacturero (Miles)
2000	3,815	6,773	453	143
2001	3,822	6,873	476	132
2002	3,825	6,850	477	121
2003	3,827	6,991	472	118
2004	3,825	7,178	461	118
2005	3,814	7,315	478	115
2006	3,794	7,351	473	110
2007	3,772	7,262	489	106
2008	3,750	7,054	467	101
2009	3,733	6,784	499	92
2010	3,702	6,542	491	87
2011	3,656	6,432	462	84
2012	3,615	6,466	506	82
2013	3,566	6,458	496	76
2014	3,504	6,348	519	75
2015	3,441	6,312	513	74
2016	3,372	6,209	506	74
2017	3,190	6,060	504	72

Previsión energética bruta a largo plazo

Se prevé que las ventas brutas de energía aumentarán en un 15% en el 2019 debido a la recuperación proyectada a corto plazo en la economía. Sin embargo, durante el período de 20 años, se proyecta que las ventas brutas de energía disminuyan en un promedio de 0.23% por año, impulsadas por la disminución a largo plazo de la población y el debilitamiento del crecimiento del PNB después de 2027. Entre las clases de clientes, la industria es la única clase que se proyecta que tenga un crecimiento positivo durante el período de estudio, a un promedio de 1.4% por año, principalmente debido al crecimiento económico proyectado hasta 2026. En contraste, se proyecta que las clases residenciales y comerciales disminuyan en un promedio de 0.6% y 0.3% por año, debido a la disminución a largo plazo de la población.

Se prevé que la agricultura, el alumbrado público y "otros" disminuyan en línea con el promedio general del sistema de -0.23% por año. El pronóstico de alumbrado público no incluye el impacto de un reemplazo generalizado del actual alumbrado público basado en vapor de mercurio por bombillas LED.

La demanda energética neta se encuentra actualmente cerca de los 18,000 GWh/año, pero con los programas de Eficiencia Energética permitirán disminuir la demanda en un 35% y la incorporación de la generación propiedad de los clientes un 14% adicional, con lo que estos planes en conjunto permitirán disminuir la demanda esperada en un 49%. En la tabla 4 se muestran las estimaciones de ventas de energía brutas por tipo de consumidor.

La tabla 5 ilustra la demanda bruta de energía, incluidas las cargas auxiliares de generación, las pérdidas técnicas y no técnicas, y el uso propio de la AEE. Se supone que el uso propio de la AEE se mantiene constante durante el pronóstico. El pronóstico no incluye cambios importantes en la carga de generación auxiliar. A medida que las plantas se retiran, hay un impacto en la demanda.

Tabla 4. Estimación de Ventas Brutas por Tipo de Consumidor.

Año Fiscal	Ventas Residenciales (GWh)	Ventas Comerciales (GWh)	Ventas Industriales (GWh)	Ventas Agricultura (GWh)	Ventas Iluminación Pública (GWh)	Otras Ventas (GWh)	Ventas Totales (GWh)
2019	5,472	7,962	1,491	26	315	35.6	15,301
2020	5,480	7,948	1,551	26	316	35.8	15,357
2021	5,473	7,917	1,635	26	317	35.9	15,403
2022	5,473	7,886	1,730	26	318	36.0	15,470
2023	5,470	7,856	1,822	27	320	36.2	15,530
2024	5,464	7,827	1,900	27	320	36.3	15,574
2025	5,451	7,801	1,960	27	321	36.3	15,595
2026	5,431	7,774	2,008	27	321	36.3	15,596
2027	5,396	7,747	2,028	27	320	36.2	15,554
2028	5,353	7,721	2,032	26	319	36.1	15,487
2029	5,284	7,695	1,984	26	316	35.7	15,341
2030	5,223	7,669	1,956	26	313	35.5	15,223
2031	5,168	7,644	1,937	26	311	35.2	15,120
2032	5,115	7,619	1,921	26	309	35.0	15,025
2033	5,065	7,596	1,910	26	307	34.8	14,939
2034	5,020	7,572	1,905	25	306	34.6	14,862
2035	4,978	7,549	1,905	25	304	34.5	14,796
2036	4,940	7,527	1,911	25	303	34.3	14,741
2037	4,905	7,506	1,921	25	302	34.2	14,694
2038	4,873	7,484	1,935	25	302	34.1	14,654
CAGR	-0.61%	-0.32%	1.38%	-0.23%	-0.23%	-0.23%	-0.23%

Estimación de Demanda de Energía Bruta para Generación por Área.

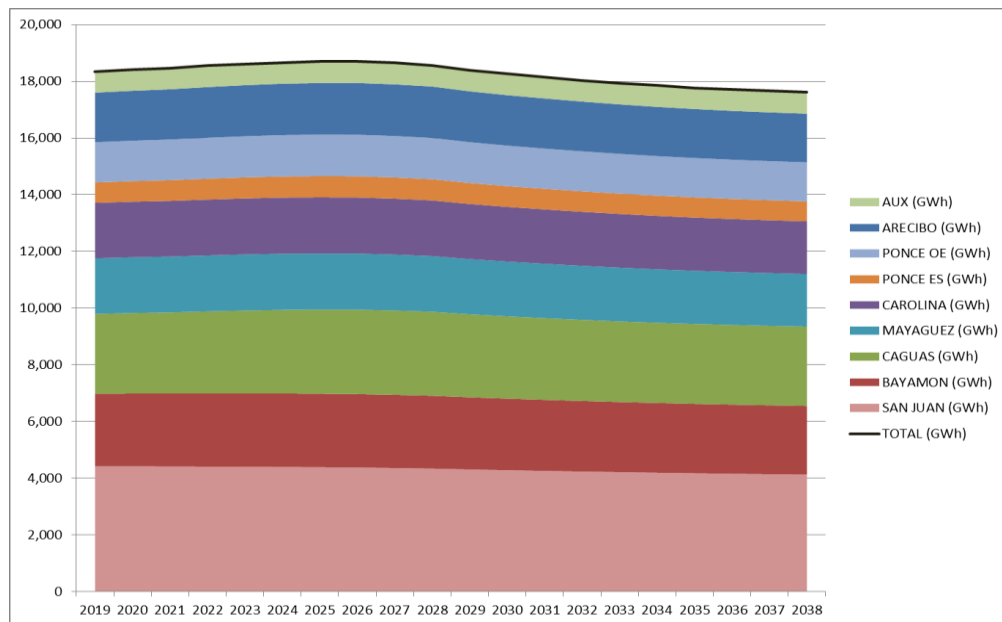


Tabla 5. Estimación de Demanda de Energía Bruta para Generación.

Año Fiscal	Ventas Brutas de Energía (GWh)	Pérdidas Técnicas (GWh)	Pérdidas No Técnicas (GWh)	Auxiliares (GWh)	Uso Propio de AEE (GWh)	Energía Total Demandada (GWh)
2019	15,301	1,438	827	751	34	18,351
2020	15,357	1,444	830	751	34	18,415
2021	15,403	1,448	832	751	34	18,469
2022	15,470	1,454	836	751	34	18,545
2023	15,530	1,460	839	751	34	18,613
2024	15,574	1,464	841	751	34	18,665
2025	15,595	1,466	842	751	34	18,689
2026	15,596	1,466	843	751	34	18,690
2027	15,554	1,462	840	751	34	18,642
2028	15,487	1,456	837	751	34	18,565
2029	15,341	1,442	829	751	34	18,397
2030	15,223	1,431	822	751	34	18,261
2031	15,120	1,421	817	751	34	18,144
2032	15,025	1,412	812	751	34	18,034
2033	14,939	1,404	807	751	34	17,935
2034	14,862	1,397	803	751	34	17,848
2035	14,796	1,391	799	751	34	17,772
2036	14,741	1,386	796	751	34	17,708
2037	14,694	1,381	794	751	34	17,654
2038	14,654	1,377	792	751	34	17,608
CAGR	-0.23%	-0.23%	-0.23%	0.00%	0.00%	-0.22%

El pronóstico de Energía Bruta anterior se ve afectado por dos factores claves la implementación de planes de Eficiencia Energética (EE) que se espera que logren reducciones de aproximadamente 2% por año desde el 2020 hasta el 2037, el otro factor es la generación distribuida (DG) y el uso de calor combinado con potencia (CHP) a nivel del cliente.

En la figura 1 se muestra la comparación del pronóstico de demanda afectada por estos dos factores. Como se puede observar después de la Eficiencia Energética y la generación de propiedad del cliente, hay una reducción del 49% con respecto a la demanda antes de estos efectos. Otro aspecto que es importante tener en cuenta es que se prevé que la demanda de energía a ser servida por la AEE disminuya en un 40% de 2025 a 2038 (14,996 GWh a 9,012 GWh). Esta fuerte caída, combinada con el requisito de cumplir con el 40% de la energía de los recursos renovables (Ley 82-2010, enmendada por la Ley 17-2019) para 2025, hace que

el proceso de encontrar una solución óptima sea muy desafiante, ya que los recursos que se necesitan a corto plazo requerirán una reducción drástica de la utilización a largo plazo. Sin embargo, los recursos necesarios para el corto plazo podrían convertirse en recursos clave de confiabilidad en caso de que la Eficiencia Energética y la generación de propiedad del cliente no se materialicen en los niveles previstos. Este riesgo requiere que la AEE planifique y conserve la opcionalidad para atender posibles escenarios de mayor carga.

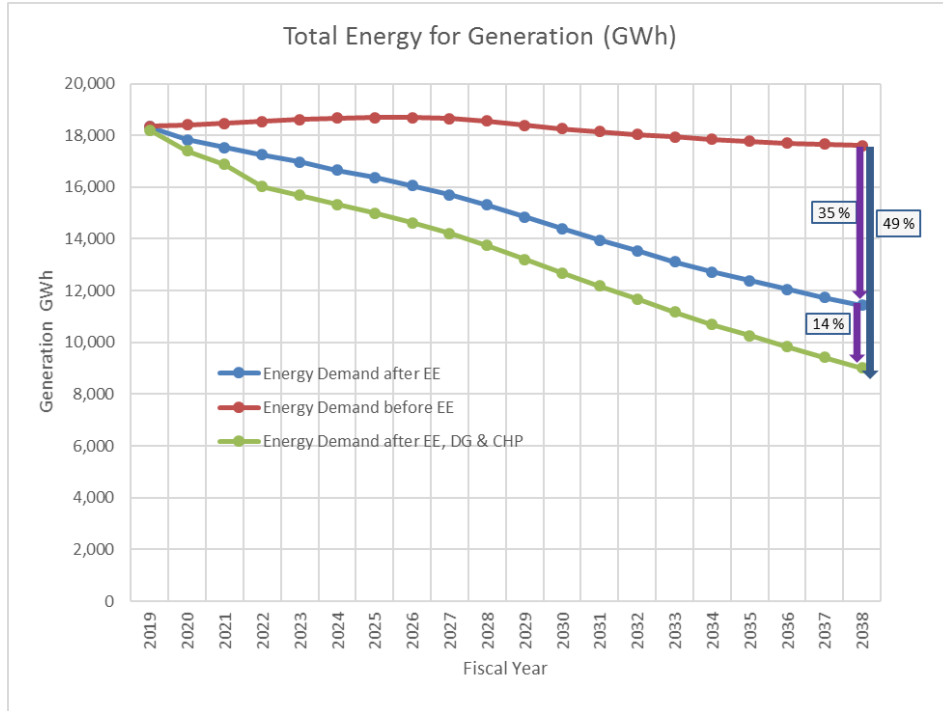


Figura 1. Comparación de la Demanda Estimada antes y después de EE y Generación Propiedad de los Clientes.

Pronóstico de demanda máxima a largo plazo

Para estimar la demanda máxima asociada con el pronóstico de energía, se evaluaron los factores de carga esperados (es decir, la relación entre la demanda promedio y la demanda máxima) para cada clase de cliente junto con el porcentaje de su demanda máxima que ocurre en el momento del pico del sistema (llamado Factor de Coincidencia o Factor de Contribución al pico).

Con base en la información por hora proporcionada por la AEE, Siemens estimó los factores de carga y de coincidencia de cada clase del cliente.

Se proyecta que la demanda máxima (antes de EE) disminuya en un 0.24% por año. La menor tasa de crecimiento en relación con el consumo de energía es una consecuencia del crecimiento más modesto de la demanda residencial en comparación con la demanda comercial y la contribución correspondiente de cada clase a la demanda máxima del sistema. La carga comercial alcanza su punto máximo durante el día, mientras que la carga residencial alcanza su punto máximo en la noche (a veces muy tarde), impulsando el pico del sistema.

Una reducción en la carga residencial da como resultado una reducción en el pico nocturno y un aumento en el factor de carga general del sistema.

La tabla 6 muestra la demanda de energía y la demanda máxima de generación, incluidos los factores indicados anteriormente (pérdidas técnicas y no técnicas, demanda auxiliar y uso propio de la AEE). Esta tabla no incluye el impacto de la eficiencia energética futura (EE), los programas de respuesta a la demanda o la DG. Cabe señalar que si bien la DG se modela por separado como fuente, tiene un impacto en la reducción de las pérdidas técnicas.

Tabla 6. Generación Bruta

Año Fiscal	Energía (GWh)	Pico de Demanda (MW)	Factor de Carga (%)
2019	18,353	2,791	75.1%
2020	18,417	2,799	75.1%
2021	18,471	2,805	75.2%
2022	18,547	2,815	75.2%
2023	18,615	2,823	75.3%
2024	18,666	2,829	75.3%
2025	18,691	2,831	75.3%
2026	18,691	2,830	75.4%
2027	18,644	2,822	75.4%
2028	18,567	2,810	75.4%
2029	18,399	2,785	75.4%
2030	18,264	2,765	75.4%
2031	18,146	2,748	75.4%
2032	18,037	2,731	75.4%
2033	17,938	2,716	75.4%
2034	17,851	2,703	75.4%
2035	17,775	2,692	75.4%
2036	17,711	2,682	75.4%
2037	17,657	2,673	75.4%
2038	18,353	2,666	75.4%
CAGR	-0.22%	-0.24%	

La demanda máxima actual está cercana a los 2,750 MW, pero se prevé que disminuya en un 31% debido a los efectos de EE en 2038 y en un 36% cuando se agreguen los efectos de la generación propiedad del cliente, tal como se muestra en la tabla 7 a continuación.

Tabla 7. Generación Bruta después de EE y Generación Propiedad de los Clientes.

Año Fiscal	Energía (GWh)	Pico de Demanda (MW)	Factor de Carga (%)
2019	18,196	2,791	74.4%
2020	17,410	2,703	73.5%
2021	16,876	2,632	73.2%
2022	16,028	2,564	71.4%
2023	15,692	2,440	73.4%
2024	15,333	2,395	73.1%
2025	14,996	2,357	72.6%
2026	14,630	2,316	72.1%
2027	14,211	2,268	71.5%
2028	13,755	2,216	70.8%
2029	13,209	2,151	70.1%
2030	12,687	2,091	69.3%
2031	12,179	2,033	68.4%
2032	11,670	1,976	67.4%
2033	11,174	1,921	66.4%
2034	10,682	1,867	65.3%
2035	10,255	1,825	64.2%
2036	9,831	1,784	62.9%
2037	9,422	1,744	61.7%
2038	9,012	1,706	60.3%
CAGR	-3.63%	-2.56%	

Escenarios Alternativos de Demanda

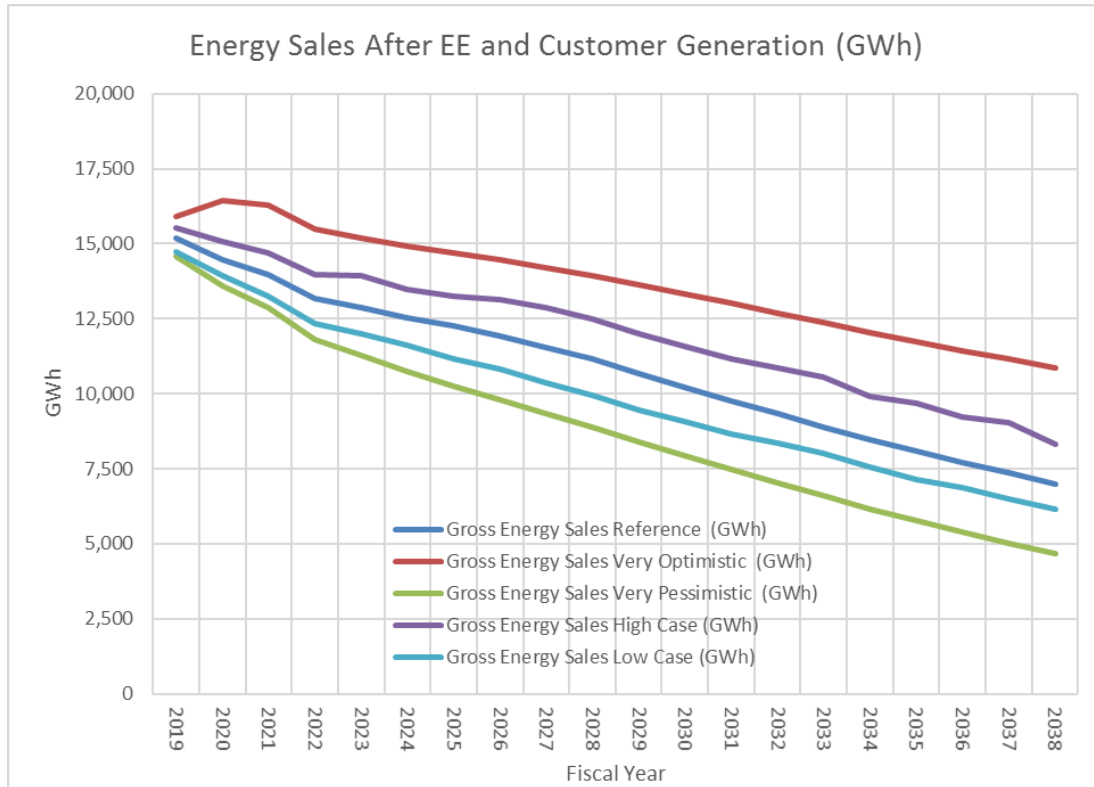
Dadas las incertidumbres asociadas a los parámetros que explican el comportamiento futuro de la demanda de electricidad, se hicieron simulaciones considerando distribuciones para los datos (PIB y Población) y combinaciones de los mismos a través de un proceso de Monte Carlo con 2000 iteraciones.

En el escenario de caso alto, las ventas de energía bruta aumentan en 1.34% por año, con ventas que alcanzan 20,672 GWh en 2038 ; 41% más que el caso de referencia. En el escenario de caso bajo, las ventas brutas de energía disminuyen a 1.50% por año, alcanzando 11,033 GWh para 2038, 75% por debajo del nivel del caso de referencia. La clase de clientes industriales tiene el potencial más positivo o negativo impulsado por los cambios en el PNB y/o la población de las tres clases, con ventas que crecen en 5.6% por año en el caso alto o

disminuyen en 5.2% por año en el bajo caso. Los pronósticos mostrados en la tabla 8 muestra los valores de ventas energía esperados para los escenarios alto y bajo tomando en cuenta los planes de EE y generación propiedad de los clientes.

**Tabla 8. Escenarios de pronóstico de ventas después de EE y generación de clientes:
Casos altos y bajos**

Año Fiscal	Referencia de ventas brutas de energía (GWh)	Ventas brutas de energía muy optimistas (GWh)	Ventas brutas de energía muy pesimistas (GWh)	Ventas brutas de energía Caso alto (GWh)	Ventas brutas de energía Caso bajo (GWh)
2019	15,173	15,915	14,575	15,541	14,717
2020	14,455	16,433	13,596	15,077	13,927
2021	13,963	16,303	12,876	14,686	13,237
2022	13,156	15,485	11,804	13,980	12,345
2023	12,861	15,201	11,265	13,951	12,005
2024	12,546	14,919	10,738	13,495	11,603
2025	12,250	14,687	10,266	13,261	11,165
2026	11,928	14,451	9,800	13,149	10,813
2027	11,560	14,199	9,333	12,885	10,382
2028	11,160	13,933	8,866	12,494	9,931
2029	10,681	13,641	8,400	12,008	9,472
2030	10,223	13,338	7,937	11,565	9,064
2031	9,776	13,025	7,482	11,158	8,666
2032	9,329	12,697	7,031	10,855	8,337
2033	8,894	12,365	6,592	10,556	7,999
2034	8,461	12,020	6,156	9,912	7,559
2035	8,085	11,736	5,770	9,679	7,148
2036	7,711	11,441	5,390	9,213	6,861
2037	7,350	11,151	5,027	9,041	6,495
2038	6,989	10,850	4,665	8,311	6,137
CAGR	-4.00%	-2.00%	-5.82%	-3.24%	-4.50%



Selección del pronóstico de carga del caso base

El caso de referencia se desarrolló considerando la mediana de los resultados. Este caso se utilizó en el análisis junto con las sensibilidades al pronóstico de carga alta y baja.

4. RECURSOS EXISTENTES DE GENERACIÓN

Siemens revisó el costo, las características técnicas y el estado operativo de los recursos de generación existentes de la AEE y los Acuerdos de Compra y Operación de Energía (PPOA por las siglas en ingles de Power Purchase and Operating Agreements) como entradas para el PIR.

Como resultado de esta revisión, se determinó que existen 39 unidades de generación, con una capacidad total de 5,010 MW, que se encuentran en condiciones operativas aceptables para su consideración como recursos disponibles.

Se decidió que 11 unidades de generación existentes, con una capacidad total de 707 MW, no estaban en condiciones operativas suficientes para su inclusión como recurso de generación en este PIR.

Turbinas a Vapor

La AEE tiene un total de 14 unidades a base de turbinas de vapor (ST) con una capacidad total de 2,892 MW ubicados en cuatro sitios, Palo Seco (4 unidades, 602 MW) y San Juan (4 unidades, 400 MW) en el norte; Aguirre (2 unidades, 900 MW) y Costa Sur (4 unidades, 990

MW) en el sur. Todas las unidades de vapor están sujetas a los requisitos de cumplimiento de MATS. Un total de 6 de las 14 unidades, 2 cada una en Palo Seco, San Juan y Costa Sur, fueron excluidas de los recursos para este PIR debido a su edad y condición no operativa actual.

Las ocho unidades restantes, con una capacidad total de 2,352 MW, están operativas e incluidas en este PIR. Estas unidades están ubicadas en cuatro sitios, incluyendo Palo Seco (2 unidades, 432 MW) y San Juan (2 unidades, 200 MW) en el norte; y Aguirre (2 unidades, 900 MW) y Costa Sur (2 unidades, 820 MW) en el sur. Las unidades Costa Sur 5 y 6 son compatibles con MATS y tienen capacidad de combustible dual, que también puede quemar Fuel Oil N° 6 pero actualmente queman gas natural.

Ciclos Combinados

Las cuatro unidades de ciclo combinado (CC) de la AEE funcionan con diésel. Estas unidades incluyen el CC Aguirre 1 y 2 (260 MW cada una) y el CC San Juan 5 y 6 (200 MW cada una) con una capacidad total de 920 MW. Las unidades Aguirre CCGT entraron en operación comercial en 1975-1976 y son ineficientes, con niveles de despacho históricos muy bajos. La capacidad nominal de estas unidades es de 296 MW cada una, pero se ha limitado a 260 MW en este estudio. Estas unidades pueden retirarse económicamente; sin embargo, antes de la entrada de un nuevo Ciclo Combinado en el sur, brindan soporte en el caso de operaciones aisladas, cuando la carga en el sistema podría ser demasiado pequeña para unidades más grandes como las de carbón de AES o EcoEléctrica (en modo de ciclo combinado).

Las unidades de CC San Juan 5 y 6 comenzaron a operar comercialmente en 2008. Estas unidades sirven como un importante recurso de generación en el norte de la isla. Su capacidad nominal es de 220 MW por unidad, pero se limita a 200 MW en este estudio.

Turbinas a Gas

De las 25 unidades a base de Turbinas de Gas (GT), 24 unidades, con una capacidad total de 743 MW, están incluidas en el PIR. Los GT incluyen Cambalache GT 2 y 3 (82.5 MW cada uno), Mayagüez GT 1 a 4 (50 MW cada uno) y nueve pares de GT distribuidos (21 MW cada uno) repartidos por toda la isla. Las unidades de Mayagüez son cuatro turbinas de gas Aero-derivadas con relativamente buena eficiencia. Los GT distribuidos (21 MW cada uno) incluyen pares de dos unidades ubicadas: Daguao (2x21), Palo Seco (6x21), Aguirre (2x21), Costa Sur (2x21), Jobos (2x21), Yabucoa (2x21) y Vega Baja (2x21) Estos nueve pares de unidades distribuidas, aunque están en condiciones de funcionamiento, son bastante antiguas y tienen tasas de calor muy bajas. Catorce de estas unidades se retiraron temprano en el plan de expansión de capacidad y se reemplazaron por nuevas unidades para cubrir picos.

Según las conversaciones con el personal de la AEE, Cambalache GT 1 será excluido del PIR porque no está previsto que vuelva a funcionar en un futuro próximo. Los dos GT de 21 MW en Aguirre y los dos GT de 21 MW en Costa Sur son necesarios para proporcionar capacidad de arranque en negro a los respectivos ciclos combinados y turbinas de vapor en cada ubicación. Estas turbinas de gas solo se pueden retirar después de instalar nuevas unidades con capacidad de arranque en negro.

Unidades Hidroeléctricas

La AEE cuenta con 21 unidades generadoras hidroeléctricas en 11 plantas generadoras para una capacidad instalada total de 105 MW. Sin embargo, algunas de estas unidades no están operativas, o están subutilizadas debido a la escasez de personal y fondos que resultan en

problemas de mantenimiento diferido. Las unidades operativas suman un total de 34 MW con un factor de capacidad de menos del 20% a partir del primer trimestre de 2018. En un esfuerzo por métodos alternativos que podrían aumentar económicamente la producción y continuar la operación de estos recursos hidroeléctricos limpios, la AEE emitió una Solicitud de Propuesta para contratos de arrendamiento a largo plazo y venta de energía para sus centrales hidroeléctricas, para aumentar la contribución hidroeléctrica a 70 MW.

PPOA de EcoEléctrica

Para complementar su propia capacidad, la AEE compra energía de dos cogeneradores bajo los términos y condiciones de los PPOA, incluida la planta de ciclo combinado de gas natural de 507 MW de EcoEléctrica, L.P. y la estación de cogeneración eléctrica de vapor de carbón de 454 MW de AES. La capacidad de 961 MW proporcionada por los dos cogeneradores eleva la capacidad total disponible para la AEE a 5.011 MW.

De acuerdo con un PPOA de 22 años que comenzó en marzo de 2000, cada año calendario EcoEléctrica fija el costo del combustible por millón de BTU para el primer 76% de la capacidad de la estación para ese año. Para una capacidad superior al 76 por ciento, a la AEE se le ha cobrado un precio basado en un precio de combustible spot establecido por EcoEléctrica en el momento en que se despachó el exceso de capacidad.

El contrato EcoEléctrica tiene un factor de disponibilidad objetivo del 93 por ciento, con pagos de capacidad asociados.

Basado en las discusiones con la AEE, se asume una renovación de EcoEléctrica en los Escenarios base del PIR; sin embargo, la planta está sujeta a retiro económico, si se decide por el plan de menor costo. El retiro de EcoEléctrica introduce riesgos de desarrollo asociados con nuevos recursos que hacen que la renegociación del PPOA sea una consideración importante para la AEE.

Se supone una reducción en los pagos fijos después de 2022 y la reducción requerida en los pagos de capacidad para que EcoEléctrica sea competitiva es una función de la generación que de otro modo lo reemplazaría, incluida la posible turbina de gas de ciclo combinado (CCGT) en Costa Sur y el equilibrio de la generación que conformaría la flota de la generación futura y, en particular, la energía solar fotovoltaica y el almacenamiento asociado.

Siemens estimó que el pago fijo debería reducirse en un 53% a partir de 2022 (por ejemplo, el pago total del nuevo año 2022 \$ 115.3 millones menos que los \$ 245.3 proyectados sin la reducción).

La reducción del pago fijo se determinó con base en los resultados iniciales del ESM (por las siglas en inglés de Energy System Modernization) e identificando la reducción en los pagos fijos necesarios para hacer que el VPN del costo “Todo incluido” de EcoEléctrica sea igual al de un CCGT de referencia equivalente que podría producir la misma capacidad y energía.

PPOA de AES

La estación de cogeneración eléctrica a carbón de AES comenzó a operar comercialmente en noviembre de 2002. Los propietarios de la instalación han firmado un PPOA con la AEE para proporcionar 454 MW de potencia durante un período de 25 años. El PIR no asumirá una renovación de acuerdo con la disposición de la Ley 17-2019 que impide el uso de la generación a carbón después del 1 de enero de 2028.

Recursos Renovables.

A diciembre de 2018, existen 11 contratos PPOA que están en operación comercial o en pre-operación (energizadas, bajo prueba y vendiendo créditos de energía y energía renovable a la AEE). Estos proyectos representan 272,9 MW de capacidad, incluidos 147,1 MW de energía solar fotovoltaica (PV), 121 MW de energía eólica y 4,8 MW de gas de vertedero.

De los 18 PPOA exitosamente renegociados y enmendados en 2013-2014, 15 no han comenzado la construcción. Entre 2015 y 2016, la mayoría de estas compañías solicitaron extensiones para comenzar las fechas de construcción y operación comercial establecidas en sus PPOA. La mayoría de las solicitudes estaban relacionadas con las dificultades alegadas por las compañías para obtener financiamiento para sus proyectos debido a la situación financiera del Gobierno de Puerto Rico y la AEE. Los PPOA bajo renegociación se modelan como posibles nuevas opciones de suministro, suponiendo nuevos precios solares de referencia en lugar de los precios reales de los PPOA.

Con respecto al proyecto Energy Answers Arecibo PPOA, existen desafíos con los permisos y oposición local. Entre otros, el Gobernador de Puerto Rico retiró el respaldo de la administración al proyecto. Por lo tanto, este proyecto no se considerará parte del PIR.

Hay 32 proyectos con PPOA sujetos a renegociación. Para el PIR, estos proyectos proporcionan una indicación de los sitios disponibles que pueden ser utilizados por proyectos alternativos de generación renovable y fueron considerados como posibles nuevas opciones de suministro suponiendo nuevos precios de referencia.

Consideraciones Ambientales

Las regulaciones ambientales tienen el potencial de impactar el costo general y la operación de la generación eléctrica. Como tal, deben tenerse en cuenta en este análisis. La revisión inicial consideró las regulaciones existentes y las perspectivas de posibles nuevos requisitos de cumplimiento en el horizonte del estudio (2019-2038).

Si bien existen numerosas políticas ambientales que afectan el sector energético a nivel federal, estatal y local, las políticas principales que están impulsando los mercados de energía y las decisiones de generación son el conjunto de reglas de la Agencia de Protección Ambiental (EPA) que abordan las emisiones de las plantas de energía y las energías renovables y estatales. Las regulaciones ambientales determinadas por Siemens y la AEE como potencialmente significativas y tomadas en cuenta incluyen las regulaciones federales del aire, las regulaciones del agua y la política local que dictan objetivos para las energías renovables y alternativas, específicamente:

- Normas nacionales de calidad del aire ambiente (NAAQS)
- Estándares de tóxicos de mercurio y aire (MATS)
- Regulación de carbono:
 - Normas de emisión de gases de efecto invernadero (GEI) para unidades de generación eléctrica nuevas, modificadas y existentes.
 - Perspectivas para una posible regulación futura de las emisiones de GEI de los generadores de energía.
- Estándar de cartera renovable de Puerto Rico (RPS)
- Sección 316 (b) de la Ley de Agua Limpia
- Reglamento de Normas de Calidad del Agua de Puerto Rico

Emisiones de SO₂

En enero de 2018, la EPA actualizó los logros esperados para el SO₂ para áreas en Puerto Rico basadas en modelos de calidad del aire. Varias áreas en Puerto Rico fueron designadas como áreas de incumplimiento. Otras áreas en Puerto Rico fueron designadas como no clasificables en este momento.

En el área de San Juan, las instalaciones de generación de San Juan y Palo Seco representan importantes fuentes de emisión de SO₂. En el área de Guayama Salinas, la planta generadora de Aguirre es la fuente de contribución más importante en el área.

En este momento, se espera que los siguientes supuestos en el análisis PIR respalden la reducción de emisiones de SO₂:

- Las unidades de vapor Palo Seco 1 y 2 no se asumirán como recursos generadores futuros.
- Dos de las unidades de vapor de San Juan, 7, 8, 9 o 10, no se asumirán como futuros recursos generadores.

Estándares de mercurio y sustancias tóxicas del aire (MATS)

La EPA regula las emisiones de contaminantes peligrosos de las unidades generadoras eléctricas. Los Estándares de Tóxicos de Mercurio y Aire de la EPA (MATS), emitidos originalmente en febrero de 2012, imponen reducciones de emisiones de mercurio, gases ácidos y partículas, y también requieren que las instalaciones en cuestión cumplan con los estándares de prácticas laborales. La regla entró en vigencia en abril de 2015 y las plantas existentes pueden solicitar una extensión de un año para alcanzar el cumplimiento. La AEE solicitó y recibió una extensión de cumplimiento de un año para Aguirre.

El análisis incluye lo siguiente para las unidades afectadas por MATS:

- Las unidades 1 y 2 de Aguirre están actualmente en funcionamiento y no cumplen con MATS. En este momento, estas unidades son necesarias por la confiabilidad. Las carteras de recursos futuras asumirán que estas unidades solo operan según sea necesario para fines de confiabilidad y luego cesarán sus operaciones como un medio para cumplir con MATS. La conversión a gas natural se incluyó como una opción en el Escenario 5. Estas unidades continúan operando bajo un decreto de consentimiento de 1999 con la EPA. Es posible que se requiera una acción adicional en espera de la revisión de la EPA de los resultados del PIR. Se supone que las unidades podrían funcionar hasta 2025, cuando las nuevas plantas de ciclo combinado grandes podrían estar en servicio.
- Las unidades de Costa Sur 5 y 6 cumplen con MATS por el cambio de combustible, ya que funcionan con gas natural. Sin embargo, el permiso todavía permite que las unidades operen con Fuel Oil N° 6.
- Las unidades de vapor Costa Sur 3 y 4 y las unidades de vapor Palo Seco 1 y 2 no están actualmente en funcionamiento y no se considerarán como recursos generadores futuros.
- La Unidad 4 de Palo Seco y la Unidad 10 de San Juan no están actualmente en funcionamiento. La unidad 3 de Palo Seco y la unidad 9 de San Juan han tenido emisiones por encima del límite de MATS y se operan por necesidades de confiabilidad. Las Unidades 7-8 de San Juan están designadas como unidades de uso limitado, que no tienen que cumplir con los límites de emisiones MATS, pero deben

cumplir con ciertas normas de práctica laboral. Las unidades de San Juan 9 y 10, intercambiables con las unidades 7 y 8 para fines de modelado, no se considerarán como un recurso futuro en el PIR. El PIR supone que las unidades podrían funcionar hasta 2025, cuando las nuevas plantas de ciclo combinado grandes podrían estar en servicio.

- Se supone que las nuevas unidades generadoras incluidas en el análisis de cartera cumplen con MATS.

Regulaciones de Carbono

En este momento, no existe una regulación nacional de emisiones de carbono en los EE. UU. En diciembre de 2009, la EPA finalizó su detección de peligro para las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de fuentes móviles, otorgándole oficialmente la autoridad para regular estas emisiones. A partir del 1 de enero de 2010, se requirió que las principales fuentes estacionarias rastrearán e informarán sus emisiones anuales de GEI a la EPA. La EPA ha emitido regulaciones a las emisiones de GEI de las unidades generadoras de electricidad nuevas, modificadas y existentes.

Normas para el Portafolio Renovable de Puerto Rico

Las Normas de Cartera Renovable (RPS) obligan a los proveedores de electricidad a que un cierto porcentaje de su electricidad provenga de recursos de energía alternativa o renovable. En este momento, 29 estados, Puerto Rico y el Distrito de Columbia han promulgado requisitos obligatorios de RPS a nivel estatal.

El primer RPS de Puerto Rico fue establecido por la Ley 82-2010 en julio de 2010 y recientemente modificado por la Ley 17-2019, estableciendo objetivos mínimos de energía renovable y alternativa y pone a la isla en el camino hacia la generación 100% renovable para 2050. Los objetivos establecidos por ley son un mínimo de:

- 40% en o antes de 2025
- 60% en 2040 o antes
- 100% en o antes de 2050

Las tecnologías elegibles de generación renovable incluyen energía eólica, solar, geotérmica, biomasa renovable o biocombustible, nueva energía hidroeléctrica. Las tecnologías alternativas de generación de energía renovable que también se pueden utilizar para cumplir con el requisito incluyen gas de vertedero, celdas de combustible y desechos sólidos municipales.

Ley de Agua Limpia

La EPA emitió las normas para enfriar las estructuras de toma de agua bajo la Sección 316 (b) de la Ley de Agua Limpia en mayo de 2014. Esta regla tiene como objetivo reducir el impacto en la vida marina por las estructuras de toma de agua. Se requiere que las instalaciones obtengan un permiso del Sistema Nacional de Eliminación de Descargas de Contaminantes (NPDES). Otros requisitos se basan en los niveles de extracción de agua.

Todas las instalaciones generadoras de la AEE funcionan con permisos NPDES.

Reglamento de Normas de Calidad del Agua de Puerto Rico

Puerto Rico publica y mantiene el Reglamento de Normas de Calidad del Agua para proteger, preservar, mantener y mejorar la calidad del agua en Puerto Rico compatible con las necesidades sociales y económicas del Estado Libre Asociado. Los últimos estándares se actualizaron en abril de 2016. Específicamente, este reglamento designa los usos de los cuerpos de agua, define los estándares de calidad del agua, identifica las reglas y estándares aplicables a las fuentes de contaminación y establece otras medidas que se consideran necesarias para mantener la calidad del agua.

Todas las instalaciones de generación existentes que tienen agua de enfriamiento de entrada, descarga o requisitos de activación de acuerdo con el Reglamento de Normas de Calidad del Agua operan con permisos. Estos permisos documentan los requisitos y tolerancias específicos de la instalación con base en la regulación aplicable e informados por las aportaciones de los interesados. El permiso para nuevas instalaciones está fuera del alcance del PIR. Sin embargo, las nuevas opciones de generación consideradas como parte del análisis asumirán niveles razonables de controles que esperarían cumplir con los requisitos de calidad del agua aplicables en Puerto Rico.

5. EVALUACIÓN DE LA NECESIDAD DE RECURSOS

Al inicio de este documento se presentaron las estrategias y los escenarios considerados en el PIR, los cuales en el documento reporte del PIR, se repiten en esta sección. Por lo tanto, solo se destacan las sensibilidades realizadas.

Sensibilidades

Los análisis de sensibilidad se utilizaron para identificar los impactos de ciertas variables importantes mientras se mantienen constantes otros supuestos.

Sensibilidad 1: reducción más profunda en el costo de la energía solar y el almacenamiento, junto con una alta disponibilidad de almacenamiento y energía solar.

Sensibilidad 2: menor penetración de la eficiencia energética (EE) (~ 1% de reducción por año en lugar de 2%).

Sensibilidad 3: El retiro por razones económicas de AES y EcoEléctrica, independientemente del plazo del contrato, se analizó como una sensibilidad en la primera presentación de este PIR.

Sensibilidad 4: el GNL flotante en San Juan podría lograr la aprobación de los permisos. El GNL flotante San Juan básicamente puede suministrar la conversión de San Juan 5 y 6 y proporcionar gas limitado a otros desarrollos. Tiene una capacidad reducida en comparación con la opción de GNL fijo.

Sensibilidad 5: Altos precios del gas.

Sensibilidad 6: Alto costo de energía solar y almacenamiento.

Sensibilidad 7: se aplica al escenario 1, no hay conversión de San Juan 5 y 6 a gas.

Sensibilidad 8: se aplica al escenario 3, costo base de generación y almacenamiento renovables.

Sensibilidad 9: se aplica al Escenario 4, EcoEléctrica forzada a no retirarse y utilizada para identificar la reducción real de los pagos fijos que hace que el caso sea equivalente a la situación en la que se reemplaza.

Las partes interesadas propusieron sensibilidades adicionales, no incluidas en el estándar de cartera renovable y/o el cumplimiento aplazado de MATS (regulación de normas de tóxicos del aire y del mercurio de la EPA de EE. UU.). La mayoría de las unidades que no cumplían con MATS fueron retiradas por razones económicas y no por razones de cumplimiento, lo que obligó a las unidades a retirarse para 2025. El momento de los retiros de unidades se basa en nuevos recursos de reemplazo y en las proyecciones de carga.

Finalmente, se reconoce que se podrían incluir sensibilidades adicionales como gas hacia el norte y el sur a través de tuberías, precios de emisiones (CO₂) y costo de capital.

Con la combinación de los escenarios y las estrategias se generaron 35 grupos de casos a simular y analizar los cuales se muestran en la tabla 9, donde cada caso es identificado por el escenario que representa, la estrategia, proyección de demanda y sensibilidad de ser aplicable.

Tabla 9. Resumen de casos del IRP de la AEE 2018

Count	Case ID	Scenario	Strategy	Sensitivity	Load	AURORA LTCE
1	S1S2B	1	2		Base	Yes
2	S1S2H	1	2		High	Yes
3	S1S2L	1	2		Low	Yes
4	S1S3B	1	3		Base	Yes
5	S1S2S1B	1	2	1	Base	No
6	S1S2S5B	1	2	5	Base	No
7	S1S2S6B	1	2	6	Base	No
8	S1S2S7B	1	2	7	Base	Yes
9	S1S1B	1	1		Base	Yes
10	S3S2B	3	2		Base	Yes
11	S3S2H	3	2		High	Yes
12	S3S2L	3	2		Low	Yes
13	S3S3B	3	3		Base	Yes
14	S3S2S5B	3	2	5	Base	No
15	S3S2S8B	3	2	8	Base	No
16	S4S2B	4	2		Base	Yes
17	S4S2H	4	2		High	Yes
18	S4S2L	4	2		Low	Yes
19	S4S2S9B	4	2	9	Base	No
20	S4S3B	4	3		Base	Yes
21	S4S2S1B	4	2	1	Base	No
22	S4S2S4B	4	2	4	Base	Yes
23	S4S2S5B	4	2	5	Base	No
24	S4S2S6B	4	2	6	Base	No
25	S4S1B	4	1		Base	Yes
26	S5S1B	5	1		Base	Yes
27	S5S1S5B	5	1	5	Base	No
28	S5S1S1B	5	1	1	Base	No
29	S5S1S6B	5	1	6	Base	No
30	ESM				Base	Yes
31	ESM High				High	Yes
32	ESM Low				Low	Yes
33	ESMS1B			1	Base	No
34	ESMS6B			6	Base	No
35	ESMS5B			5	Base	No

6. OPCIONES DE NUEVOS RECURSOS DE GENERACION

Siemens y AEE discutieron los criterios claves en el desarrollo de los nuevos proyectos de generación que permitan cumplir con la flexibilidad y confiabilidad que el sistema requiere, incluyendo la capacidad de acomodar grandes bloques de generación renovable, principalmente solar.

Siemens realizó un análisis de las tecnologías de generación más apropiadas, suponiendo que todos los proyectos serán desarrollados por terceros que recuperarán los costos de operación y mantenimiento y los gastos de capital a través de pagos periódicos de la AEE. A continuación, se hace una descripción de las tecnologías analizadas.

Nueva generación con combustibles fósiles

Siemens realizó un análisis de la tecnología disponible para turbinas de ciclo simple (GT), plantas de ciclo combinado (CCGT) y motores reciprocantes de combustión interna (RICE) basados en los tamaños ofrecidos por un número limitado de fabricantes mundiales como GE, Mitsubishi, Hitachi, Siemens, Solar Turbines y Wartsila (para RICE). Para este grupo de equipos se analizó el rendimiento publicado evaluado a las condiciones de temperatura, humedad y altitud de Puerto Rico.

Cuando Siemens seleccionó nuevas opciones de generación para incluirlas en las carteras, se eligió un diseño de unidad particular basado en productos reales. En todos los casos, hay al menos una unidad adicional disponible de un fabricante diferente con características similares para que sea posible una licitación competitiva.

Todos los recursos de generación seleccionados se analizan en función de la capacidad de combustible dual con gas natural y diésel, siendo el gas el combustible primario cuando está disponible. En la tabla 10 se muestran los costos de capital estimados para las diferentes tecnologías de generación con combustibles fósiles analizadas.

En este PIR no se considera el repotenciamiento de las unidades existentes debido a las complicaciones asociadas con el intento de "reciclar" la infraestructura envejecida. Sin embargo, la conversión de combustible de los generadores San Juan 5 y 6 se consideró como una decisión de compromiso y existe la posibilidad de conversión de combustible en la planta de ciclo combinado de Aguirre.

Tabla 10. Costos de Capital de Nuevos Recursos de Generación.

Tecnologías representativas de nuevos recursos	Gas Natural		Diesel	
	Capacidad (MW)	Costos Capital (2018\$/KW)	Capacidad (MW)	Costos Capital (2018\$/KW)
H Class CCGT (GE S107HA.01)	449	\$899	438	\$921
F-Class CCGT (GE S107F.04) (Duct Fired)	302	\$994	296	\$1,017
F-Class CCGT (GE S107F.05) (Duct Fired)	369	\$927	361	\$948
Medium CCGT (Hitachi H-100) (Duct Fired)	144	\$1,250	141	\$1,275
Small CCGT (GE LM6000 DLE) (Duct Fired)	66	\$1,658	63	\$1,729
Small CCGT (GE LM2500+ G4 SAC) (Duct Fired)	38	\$1,798	38	\$1,812
Small CCGT (GE LM2500 SAC) (Duct Fired)	29	\$2,010	28	\$2,052
Aero/Small GT Peaker (GE LM6000 DLE)	41	\$1,375	39	\$1,444
Aero/Small GT Peaker (GE LM2500 SAC)	22	\$1,627	21	\$1,689
Small CHP (Solar Turbines Mars 100)	9	\$2,651	9	\$2,639
RICE (Wartsila 18V50DF)	16	\$1,612	16	\$1,612

Para cada grupo de equipos se calcularon los estimados de los costos de capital, tiempo de desarrollo y duración del EPC (de las siglas en ingles de Engineering, Procurement and Construction) y el Costo Nivelado de Energía (LCOE - Levelized Cost of Energy).

También se calculó el LCOE para las plantas existentes de Costa Sur 5 y 6 considerando los costos de operación y mantenimiento más el gas entregado. Para AES, Siemens consideró el precio pronosticado del carbón, costos de operación y mantenimiento y los pagos por capacidad. Para EcoEléctrica, se consideraron los dos componentes del combustible reflejados en el PPOA bajo un despacho de carga del 76%, y para el precio spot de la energía producida por encima de ese nivel, se supuso que era igual al gas entregado en San Juan. En las tablas 11, 12 y 13 se muestran los Costos Nivelados de Energía (LCOE) para grandes y medianos ciclos combinados; para pequeños CCGT, turbinas de pico (GT) y motores (RICE).

Tabla 11. Costos Nivelados de Energía para Ciclos Combinados Medianos y Grandes.

Case Description	Aero or Small CCGT		Aero or Small CCGT		Aero or Small CCGT		Aero SC/ Peaker		Aero SC/ Peaker	
Manufacturer	GE		GE		GE		GE		GE	
Model	CC - LM6000 DLE		CC - LM2500+ G4 SAC		CC-LM2500 SAC		SC-LM6000 DLE		SC - LM2500 SAC	
Type	CC 1x1		CC 1x1		CC 1x1		SC		SC	
	x'	63	38	38	29	28	41	39	22	21
Fuel	NG	Diesel	NG	Diesel	NG	Diesel	NG	Diesel	NG	Diesel
Capacity Factor	LCOE (2018\$/MWh)									
5%	814	631	861	667	918	734	754	588	838	682
10%	440	381	464	402	494	438	417	376	465	434
15%	315	298	332	313	353	340	305	306	340	351
20%	253	256	266	269	282	290	249	270	278	310
25%	215	231	226	242	240	261	215	249	241	285
30%	190	214	200	225	211	241	193	235	216	269
35%	173	202	181	212	191	227	177	225	198	257
40%	159	194	167	202	176	216	165	217	185	248
45%	149	187	156	195	164	208	156	211	175	241
50%	140	181	147	189	155	201	148	207	166	236
55%	134	177	140	184	147	196	142	203	159	231
60%	128	173	134	180	141	192	137	200	154	228
65%	123	170	128	177	135	188	133	197	149	224
70%	119	167	124	174	131	184	129	195	145	222
75%	115	164	120	171	127	182	126	193	141	219
80%	112	162	117	169	123	179	123	191	138	217
85%	110	160	114	167	120	177	121	189	135	215
90%	107	159	111	166	117	175	118	188	133	214

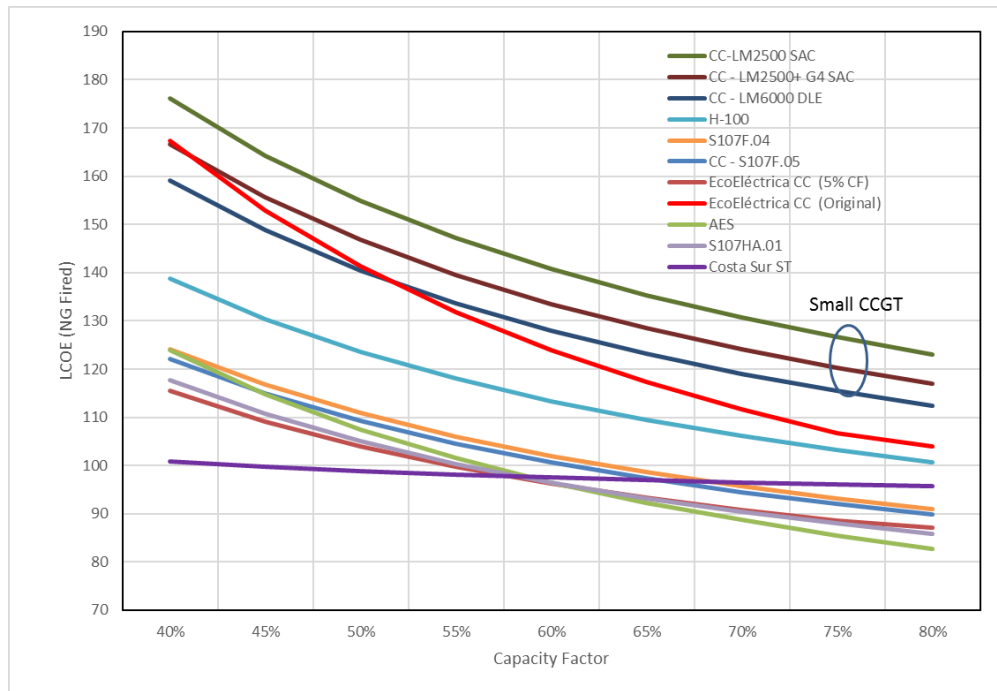


Tabla 12. Costos Nivelados de Energía para pequeños Ciclos Combinados y turbinas de picos (GT).

Case Description	Aero or Small CCGT		Aero or Small CCGT		Aero or Small CCGT		Aero SC/ Peaker		Aero SC/ Peaker	
Manufacturer	GE		GE		GE		GE		GE	
Model	CC - LM6000 DLE		CC - LM2500+ G4 SAC		CC-LM2500 SAC		SC-LM6000 DLE		SC - LM2500 SAC	
Type	CC 1x1		CC 1x1		CC 1x1		SC		SC	
	x`	63	38	38	29	28	41	39	22	21
Fuel	NG	Diesel	NG	Diesel	NG	Diesel	NG	Diesel	NG	Diesel
Capacity Factor	LCOE (2018\$/MWh)									
5%	814	631	861	667	918	734	754	588	838	682
10%	440	381	464	402	494	438	417	376	465	434
15%	315	298	332	313	353	340	305	306	340	351
20%	253	256	266	269	282	290	249	270	278	310
25%	215	231	226	242	240	261	215	249	241	285
30%	190	214	200	225	211	241	193	235	216	269
35%	173	202	181	212	191	227	177	225	198	257
40%	159	194	167	202	176	216	165	217	185	248
45%	149	187	156	195	164	208	156	211	175	241
50%	140	181	147	189	155	201	148	207	166	236
55%	134	177	140	184	147	196	142	203	159	231
60%	128	173	134	180	141	192	137	200	154	228
65%	123	170	128	177	135	188	133	197	149	224
70%	119	167	124	174	131	184	129	195	145	222
75%	115	164	120	171	127	182	126	193	141	219
80%	112	162	117	169	123	179	123	191	138	217
85%	110	160	114	167	120	177	121	189	135	215
90%	107	159	111	166	117	175	118	188	133	214

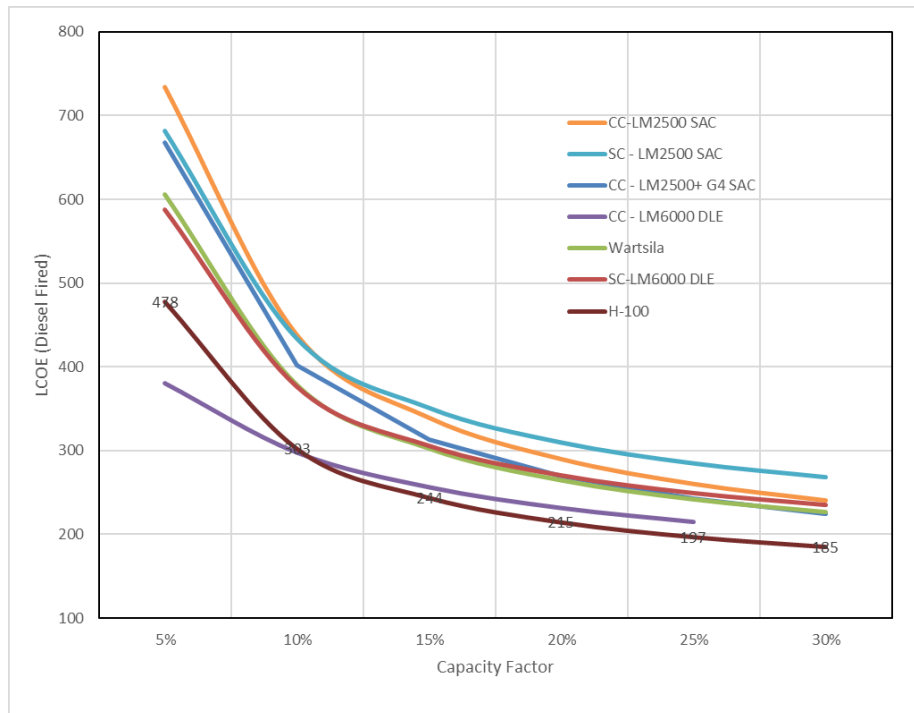


Tabla 13. Costos Nivelados de Energía para Turbinas con recuperación de Calor (CHP) y Motores (RICE).

Case Description	CHP		CHP (56% Heat Rate)		RICE
Manufacturer	Solar Turbines		Solar Turbines		Wartsila
Model	Mars 100		Mars 100		Wartsila 18V50DF
Type	Cogen -- LP steam		Cogen -- LP steam		
Capacity MW	9	9	9	9	16
Fuel	NG	Diesel	NG	Diesel	Diesel
Capacity	LCOE (2018\$/MWh)				
5%	1124	962	1076	867	606
10%	614	587	566	491	378
15%	444	461	396	366	302
20%	359	399	311	304	264
25%	308	361	260	266	242
30%	274	336	226	241	226
35%	250	318	202	223	216
40%	232	305	183	210	207
45%	217	294	169	199	201
50%	206	286	158	191	196
55%	197	279	149	184	192
60%	189	274	141	178	188
65%	183	269	134	174	185
70%	177	265	129	169	183
75%	172	261	124	166	181
80%	168	258	120	163	179
85%	164	255	116	160	177
90%	161	253	113	158	176

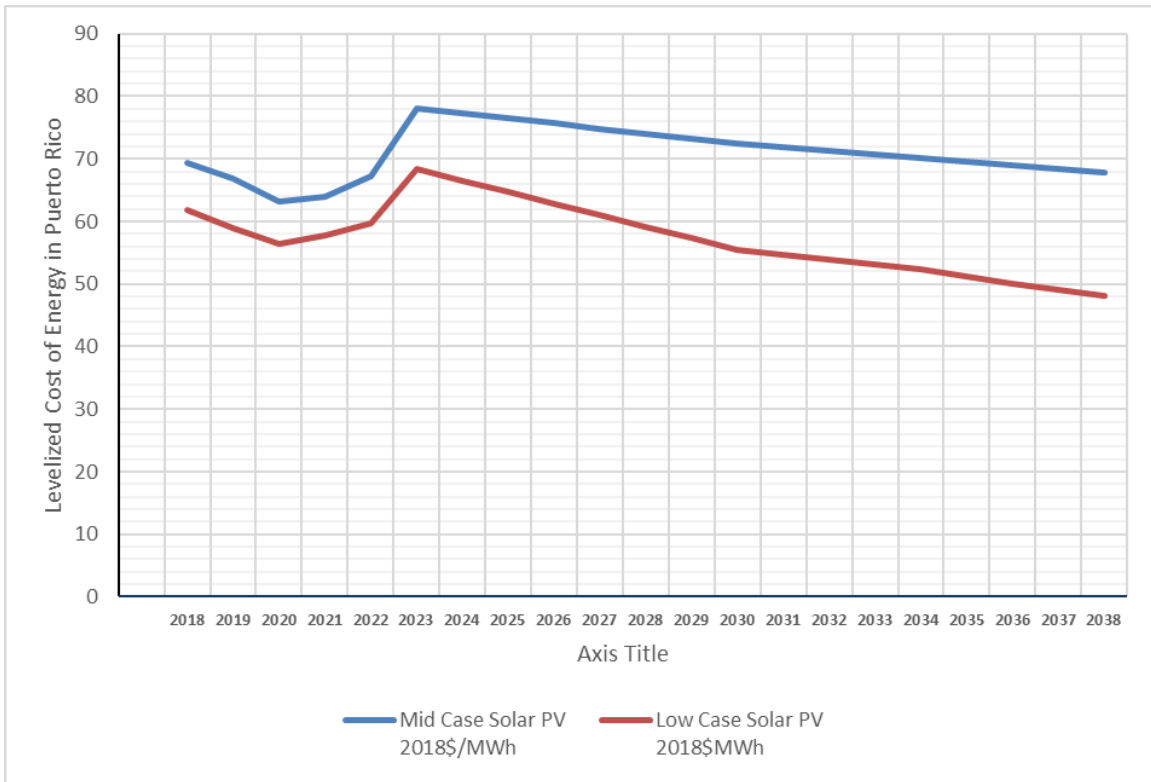
Proyectos solares fotovoltaicos (PV)

El PIR asume la ejecución de proyectos de generación solar fotovoltaica a escala de servicios públicos.

Los proyectos de energía renovable en Puerto Rico deben cumplir con el MTR (por las siglas en inglés de Minimum Technical Requirements) para permitir su integración en la red de la isla. En la tabla 14 se muestran los Costos Nivelados de la Energía (LCOE) para las nuevas instalaciones PV de gran escala. Estos valores incluyen los costos de capital y los costos operativos para los sistemas fotovoltaicos con la Línea de base anual de tecnología (ATB) de 2018 recientemente publicada por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL). También son considerados costos de interconexión y costos de terrenos.

Tabla 14. Costos Nivelados de Energía (LCOE) para Plantas Solares PV.

Levelized Cost of Energy in Puerto Rico		
Commercial On Line (COD) Year	Mid Case Solar PV 2018\$/MWh	Low Case Solar PV 2018\$/MWh
2018	69	62
2019	67	59
2020	63	56
2021	64	58
2022	67	60
2023	78	68
2024	77	67
2025	76	65
2026	76	63
2027	75	61
2028	74	59
2029	73	57
2030	72	55
2031	72	55
2032	71	54
2033	71	53
2034	70	52
2035	70	51
2036	69	50
2037	68	49
2038	68	48



Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías (BESS)

El objetivo de avanzar hacia un futuro con bajas emisiones de carbono está llevando a una proliferación de energía solar fotovoltaica y generación eólica a escala de servicios públicos, y a niveles crecientes de recursos de energía distribuida (DER). Estos desarrollos desafían el paradigma centralizado histórico de cómo una empresa de servicios públicos debe diseñar, construir y administrar un sistema eléctrico. Sin la base adecuada de almacenamiento de energía integrado y sistemas de control, los recursos de energía renovable podrían representar desafíos técnicos y operativos y podría ser necesario reducirlos para que la empresa de servicios públicos mantenga la estabilidad y confiabilidad del sistema.

Las tecnologías de almacenamiento de energía pueden resultar valiosas para las empresas de servicios públicos en la gestión de dichos cambios, ya que estas tecnologías tienen la capacidad de desacoplar el suministro y la demanda de energía y, por lo tanto, proporcionan un recurso valioso para los operadores del sistema.

Actualmente, las baterías de iones de litio son la tecnología más relevante con amplias aplicaciones en electrónica de potencia, vehículos eléctricos (EV) y almacenamiento estacionario (escala de red). Ya se han realizado inversiones multimillonarias y se está desarrollando una carrera para reemplazar a las compañías de baterías japonesas y coreanas establecidas, siendo la mayor China. Si bien la escasez de materias primas a mediano plazo, como el cobalto, puede aumentar un poco esta parte del costo, es probable que los descensos provocados por una mayor escala de producción y una intensa competencia mundial reduzcan los precios en general. A medida que el almacenamiento de energía y los volúmenes de vehículos eléctricos comienzan a aumentar, se seguirán construyendo nuevas instalaciones de fabricación de bajo costo, particularmente en China, que se espera que ayude a que los precios continúen cayendo, aunque a un ritmo más moderado (~ 10– 20% por año) hasta 2022. Más allá de 2022, a medida que las economías de escala se maximizan y las mejoras tecnológicas se desaceleran, la disminución se supone limitada a menos del 5% al año. En las tablas 15 y 16 se muestran los costos de capital y operación asumidos para el estudio en el caso base y para el caso bajo,

Tabla 15. Supuestos de costos de capital y costos operativos del sistema de baterías de iones de litio: Caso Base

Construction Year	All-in Capital Costs			Operating Costs	
	4-hour Li-ion Battery Storage 2018\$/KW	2-hour Li-ion Battery Storage 2018\$/KW	6-hour Li-ion Battery Storage 2018\$/KW	Fixed Operating Costs 2018\$/KW-year	Variable Operating Costs 2018\$/MWh
2018	1,392	832	1,953	9.09	2.67
2019	1,218	734	1,703	8.96	2.60
2020	1,110	674	1,546	8.95	2.58
2021	1,041	635	1,447	8.81	2.51
2022	972	596	1,349	8.67	2.43
2023	936	576	1,296	8.54	2.36
2024	899	556	1,243	8.41	2.29
2025	861	534	1,188	8.40	2.28
2026	843	523	1,163	8.26	2.20
2027	825	512	1,138	8.12	2.13
2028	800	496	1,104	7.99	2.06
2029	782	485	1,079	7.86	1.99
2030	764	474	1,054	7.85	1.97
2031	746	462	1,031	7.71	1.90
2032	728	450	1,007	7.57	1.82
2033	717	443	992	7.44	1.75
2034	700	431	969	7.31	1.69
2035	682	419	945	7.30	1.67
2036	664	407	922	7.19	1.64
2037	647	395	898	7.08	1.62
2038	629	383	875	6.97	1.59

Tabla 16. Supuestos de costos de capital y costos operativos del sistema de baterías de iones de litio: Caso Bajo

Construction Year	All-in Capital Costs			Operating Costs	
	4-hour Li-ion Battery Storage 2018\$/KW	2-hour Li-ion Battery Storage 2018\$/KW	6-hour Li-ion Battery Storage 2018\$/KW	Fixed Operating Costs 2018\$/KW-year	Variable Operating Costs 2018\$/MWh
2018	1,236	756	1,716	8.52	2.55
2019	1,047	651	1,443	8.22	2.45
2020	931	588	1,275	8.15	2.42
2021	857	549	1,165	7.81	2.31
2022	779	506	1,053	7.49	2.19
2023	743	488	997	7.18	2.09
2024	701	467	935	6.88	1.99
2025	664	448	880	6.80	1.95
2026	643	438	848	6.46	1.84
2027	623	428	818	6.14	1.73
2028	594	411	777	5.84	1.62
2029	573	400	746	5.55	1.53
2030	553	389	717	5.45	1.49
2031	536	375	696	5.11	1.37
2032	513	358	668	4.80	1.26
2033	497	345	650	4.50	1.16
2034	483	334	633	4.22	1.07
2035	465	319	610	4.10	1.02
2036	450	307	593	4.04	1.00
2037	437	296	578	3.98	0.99
2038	418	280	555	3.92	0.97

Proyectos eólicos

Los recursos eólicos se evalúan en competencia económica con todas las demás opciones, incluidos los fósiles y otras energías renovables.

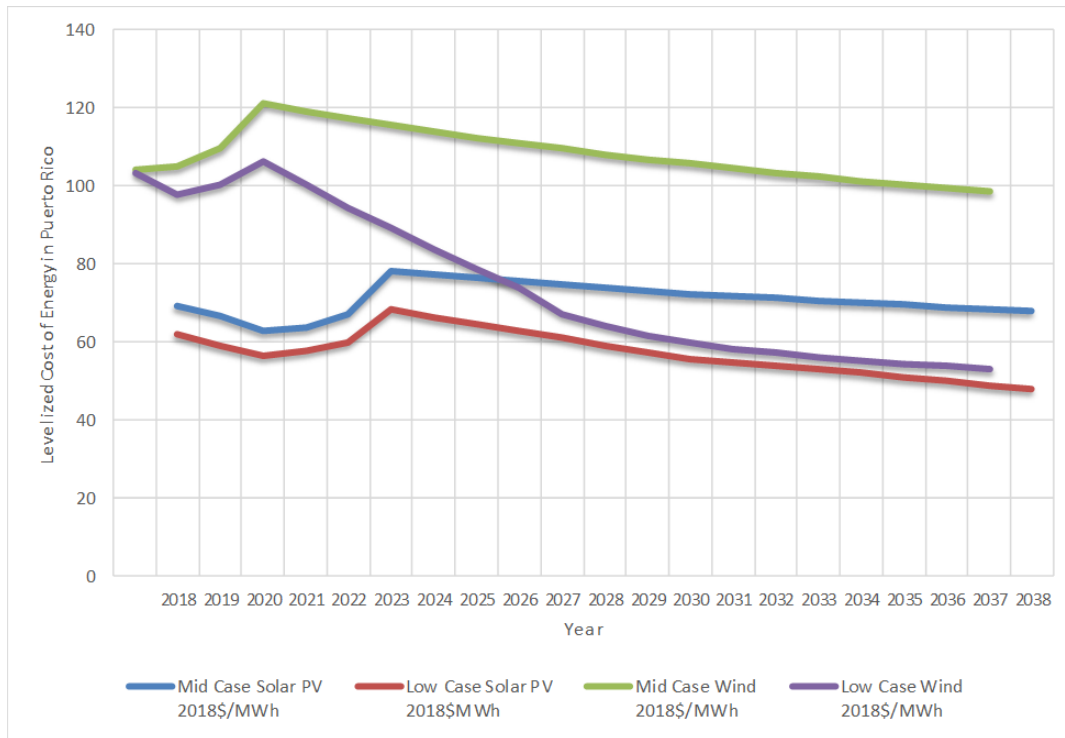
La instalación de generación eólica marina también fue considerada, pero fue descartada ya que se espera que tenga un costo más alto que proyectos similares en tierra firme.

En la tabla 17 se muestran los Costos Nivelados de Energía (LCOE) para proyectos eólicos. En general son más altos que los correspondientes para PV.

Tabla 17. Costos Nivelados de Energía (LCOE) para proyectos eólicos.

Wind Levelized Cost of Energy in Puerto Rico (CRG-8 CF)		
Commercial On Line (COD) Year	Mid Case Wind 2018\$/MWh	Low Case Wind 2018\$/MWh
2018	104	103
2019	105	98
2020	110	100
2021	121	106
2022	119	100
2023	117	94
2024	116	89
2025	114	84
2026	112	79
2027	111	74
2028	109	67
2029	108	64
2030	107	62
2031	106	60
2032	104	58
2033	103	57
2034	102	56
2035	101	55
2036	100	55
2037	99	54
2038	99	53

Note: Commercial on line year



7. SUPUESTOS Y PRONOSTICOS

Esta Parte de documento del PIR proporciona dos aspectos relevantes: el pronóstico de costo y infraestructura de combustible y la estimación del Valor de Carga Perdida (VOLL) para Puerto Rico.

Infraestructura y Pronóstico de Combustibles

El propósito de esta revisión es identificar los requisitos para usar o desarrollar la infraestructura de combustible necesaria para respaldar las opciones de generación consideradas en el PIR.

Como combustible para la generación de energía, el gas natural es superior a los productos derivados del petróleo como el Diésel y el combustible residual porque tiene menos emisiones, y menores costos.

Las terminales y la infraestructura de GNL pueden desempeñar un papel importante en el suministro de un combustible más limpio y de menor costo. Las opciones robustas para el suministro de gas natural brindan flexibilidad para mejorar la seguridad del suministro para cada sitio de generación. La infraestructura de combustibles disponible en la isla es descrita a continuación:

Fuel Oil Residual (Fuel Oil Nº 6)

Puerto Rico tiene tres plantas de energía eléctrica a vapor que queman combustible residual. Estos son Palo Seco y San Juan en el norte y Aguirre ubicado en la costa sur. La planta de Costa Sur, ubicada en la costa suroeste, es de doble combustible, capaz de quemar combustible residual o gas natural. Sin embargo, a partir de mayo de 2018, está quemando exclusivamente gas natural. Las instalaciones de San Juan y Aguirre tienen plantas adicionales de ciclo combinado que queman diésel. El combustible residual se entrega a Puerto Rico por barco. Se almacena centralmente en el antiguo complejo de la Refinería de Petróleo de la Commonwealth en el lado suroeste de la isla. Desde allí, se canaliza a la planta de Costa Sur y se entrega por barcaza a las otras tres plantas. Cada una de las tres plantas de vapor eléctrico tiene almacenamiento in situ para el combustible residual.

Diésel (Fuel Oil Nº 2)

El Diésel se usa en las unidades de ciclo combinado en Aguirre y San Juan y en las unidades de turbina de combustión en Cambalache, Mayagüez y otras nueve pequeñas instalaciones en la isla. El Diésel se entrega en Yabucoa y Bayamón y desde allí se transporta a cuatro estaciones más grandes (Aguirre, San Juan, Cambalache y Mayagüez). Las otras nueve pequeñas instalaciones reciben entregas de combustible en camión.

Gas Natural

El gas natural se utiliza en la instalación de cogeneración EcoEléctrica de propiedad privada y en la planta de vapor Costa Sur, ambas ubicadas en la Bahía de Guayanilla en la costa suroeste donde se ubica la terminal de Peñuelas y la instalación de regasificación. El gas natural se importa como GNL, principalmente desde Trinidad y Tobago. La planta EcoEléctrica está adyacente a la instalación de regasificación y la planta Costa Sur recibe gas a través de un ducto corto. La expansión en 2017 de las instalaciones de regasificación en la Terminal de Importación EcoEléctrica de GNL permite que Costa Sur, que tiene unidades de combustible dual, también sea totalmente alimentada por GNL.

Carbón

La instalación privada AES-Puerto Rico quema carbón bituminoso colombiano. El carbón se entrega a Puerto Rico en el Puerto de Las Mareas, justo al sur del sitio de la planta y se transporta a la planta a través de transportadores cubiertos.

Producción Independiente de Energía

Las contribuciones de generación de IPP a la isla están contratadas hasta el 2022 para los 507 MW de EcoEléctrica y hasta el 2027 para los 454 MW de AES.

Opciones de Infraestructura

Actualmente, solo el 22% de la generación de la AEE es a gas natural. A raíz de los huracanes, la AEE está considerando opciones para una nueva infraestructura, incluida la posibilidad de convertir ciertas unidades de combustible Diésel o combustible residual a gas natural. Dichas conversiones ayudarían a cumplir con los requisitos de las regulaciones de los Estándares de Tóxicos de Mercurio en el Aire (MATS) de la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA), así como a aprovechar el gas natural abundante y de bajo costo del continente. Una de esas opciones es convertir las unidades 5 y 6 de San Juan, que representan 400 MW de generación de carga de base relativamente nueva (2008) y confiable, de Diésel costoso a gas natural más barato en forma de GNL.

Además de los posibles cambios de generación a gas natural, la AEE está considerando varias opciones de infraestructura de combustible. Estas opciones incluyen lo siguiente, sin prioridad implícita:

Aguirre Offshore GasPort

El 17 de abril de 2013, Aguirre Offshore GasPort, LLC (Aguirre LLC), una subsidiaria de propiedad absoluta de Excelerate Energy, LP, presentó una solicitud ante la FERC para desarrollar una instalación flotante de regasificación de GNL en alta mar llamada Aguirre Offshore GasPort (AOGP) para suministrar gas natural al complejo de energía Aguirre de la AEE en Salinas, Puerto Rico. La instalación de AOGP consistiría en una plataforma de atraque en alta mar, una unidad flotante de almacenamiento y regasificación (FSRU) y una tubería submarina que se conecta al Complejo de Energía Aguirre. AOGP se estaba desarrollando con la cooperación entre Excelerate Energy, LP y AEE, pero quedó suspendido después del segundo huracán en septiembre de 2017.

GNL flotante (o GNC) en San Juan con posible oleoducto a Palo Seco

La AEE ha estudiado una terminal receptora de GNL (y GNC) a escala estándar basada en buques en el área de San Juan, que incluyen opciones basadas en buques (costa afuera) conocida como unidad flotante de almacenamiento y regasificación (FSRU) y varias opciones con el GNL terrestre para satisfacer las necesidades de las plantas de San Juan y Palo Seco.

New Fortress Energy fue el proponente ganador de una RFP competitiva emitida por la AEE en 2018 para un suministro de GNL para la central eléctrica de San Juan. La NFE y la AEE ejecutaron un contrato para vender GNL en virtud de un contrato de 5 años y convertir las unidades 5 y 6 de San Juan para quemar gas natural. El precio de GNL entregado está vinculado a Henry Hub con un sumador, y el contrato no tiene un compromiso a largo plazo o un compromiso inicial de costos de capital. El proyecto NFE se encuentra actualmente en construcción.

La entrega de GNL en barco a la región de San Juan con almacenamiento y vaporización de GNL fija o en barco es una opción de infraestructura de combustible viable. Los beneficios potenciales de la opción para los transportistas de GNL de mediana capacidad incluyen la entrega eficiente de GNL a granel a un costo competitivo con un impacto mínimo por el aumento del tráfico de barcos, la reducción de las emisiones de carbono al convertir las unidades en San Juan a gas natural, y menores costos de combustible en comparación con la infraestructura actual, ya sea en un precio base o en un escenario de alto precio del petróleo. Los posibles riesgos incluyen un futuro sostenido de bajo precio del petróleo que haga que los costos operativos sean más altos usando gas natural que con el combustible residual, la creación de una nueva infraestructura de combustible que podría ser vulnerable a los huracanes, la vulnerabilidad de la cadena de suministro que impide la entrega oportuna de GNL y la posibilidad de una disminución en la necesidad de generación de fósiles a medida que la carga disminuye o por los programas de eficiencia energética y la penetración de energía renovable.

GNL fijo en San Juan con posible oleoducto a Palo Seco

El almacenamiento de GNL fijo ofrece ventajas y desventajas en comparación con el almacenamiento en alta mar en barco (FSU) y/o con regasificación. Las opciones de FSU y FSRU pueden requerir autorización de varias entidades, se requerían tuberías submarinas en alta para el suministro a las plantas de energía de San Juan y Palo Seco. Por el contrario, la opción de almacenamiento de GNL en tierra se ubicaría junto a la planta de San Juan con una tubería de conexión a Palo Seco. Esta opción en tierra evitaría algunos de los requisitos reglamentarios mencionados anteriormente con las opciones FSU y FSRU, pero estaría sujeta a sus propios desafíos regulatorios. El almacenamiento de GNL en tierra y opciones FSU/FSRU tendrían que considerar el uso del suelo y/o problemas de arrendamiento del puerto.

Al observar las plantas de generación que abastecería una terminal de GNL en tierra, se espera que las unidades generadoras a vapor actuales en San Juan y Palo Seco sean reemplazadas, retiradas o limitadas en uso en varios años para lograr el cumplimiento de MATS. La generación de reemplazo para estos sitios será capaz de generar con gas natural y Diésel. Una terminal de GNL del norte podría proporcionar importantes ahorros de costos en relación con el combustible Diésel. Una terminal de GNL terrestre en San Juan requeriría un costo estimado de \$ 492 millones en costos de capital, incluidos \$ 457 millones para la terminal de GNL y \$ 35 millones para el gasducto desde San Juan a Palo Seco.

GNL flotante en Mayagüez (oeste) y/o Yabucoa (este)

Mayagüez se encuentra en el lado oeste de la isla, donde la AEE tiene una generación a Diésel de 4x50 MW. Yabucoa se encuentra en el lado este de la isla, donde la AEE tiene dos turbinas de combustión (2x21 MW) que también queman Diésel. El IRP investigó la posibilidad de uno o más terminales flotantes de importación de GNL y almacenamiento que puedan dar servicio a las plantas de generación de energía en Mayagüez, Yabucoa o en ambas ubicaciones. La generación existente podría complementarse con hasta 302 MW de generación a gas, lo que requeriría una solución de suministro de combustible de gas natural. Lo más probable es que la solución propuesta sea una opción de FSRU basada en buques (offshore), similar a la que se describió anteriormente para el caso de San Juan.

Entrega de GNL/GNC a través de contenedores ISO a las centrales eléctricas del norte

Alternativamente, el suministro de gas natural al lado norte de la isla podría entregarse en forma de GNL o GNC utilizando contenedores ISO. Este modo de transporte utiliza

contenedores de 40 pies que pueden manejados de forma muy similar a un contenedor de carga estándar de 40 pies. Sin embargo, una evaluación realizada por Siemens estimó que las entregas de GNL en contenedores requerirían 40 contenedores ISO por día, mientras que las entregas de GNC requerirían 126 contenedores por día para cumplir con la demanda del proyecto en las dos centrales eléctricas del norte (para Aguirre, serían 193 y 617 contenedores, respectivamente). Como resultado, el estudio concluyó que la entrega de GNL/GNC a pequeña escala, ya sea como combustible puente o como solución a largo plazo, no es factible dado que los costos de entrega son prohibitivamente altos y los riesgos operativos son demasiado altos.

Gas en contenedores solo se contemplo en el IRP para las turbinas de combustión GT de menor tamaño ubicadas a los largo de la isla.

Opción de no desarrollar nueva infraestructura de gas natural

En los análisis para el desarrollo del PIR también se consideró una opción donde no se pueden desarrollar infraestructuras y suministros adicionales de gas natural.

Se podrían considerar otros combustibles líquidos potenciales como el propano, el etanol y los biocombustibles. En los últimos dos años, el propano ha sido aproximadamente 2.5 veces más costoso que el gas natural. El propano cuando se quema para generar energía emite aproximadamente un 16% más de dióxido de carbono que el gas natural, pero es más limpio que el combustible residual. Siemens cree que, a largo plazo, los precios del propano y el etanol mantendrán niveles más altos en relación con el diésel y ciertamente con respecto al gas natural. Entonces, aunque puede haber algunas oportunidades provisionales para aprovechar tales combustibles, no se espera que sean soluciones rentables a largo plazo.

los fines de este PIR las cuatro infraestructuras de combustible que se consideraron claves fueron:

- El GNL fijo en el puerto de San Juan con oleoducto a Palo Seco
- El GNL flotante en Mayagüez (oeste),
- El GNL flotante en Yabucoa (este), y
- El GNL flotante (FSRU) en San Juan (solo para suplir a San Juan).

La tabla 18 proporciona una vista resumida de estas cuatro opciones de infraestructura incluyendo el CAPEX (2018 \$ MM), OPEX anual (2018 \$ MM), volúmenes diarios máximos de gas (MMcf/d), capacidad máxima de generación (MW), CAPEX en \$/kW y OPEX anual en \$/kW.

Tabla 18. Evaluación de opciones de infraestructura de combustible.

Infrastructure Option	CAPEX (\$MM) (2018\$)	Annual OPEX (\$MM) (2018\$)	Max Daily Gas Volume (MMcf/d)	Max Capacity (MW)	Annualized CAPEX (\$/kW) (2018\$)	Annual OPEX (\$/kW) (2018\$)	CAPEX + Annual OPEX (\$/kW) (2018\$)
Land-based LNG at San Juan Port with pipeline to Palo Seco	\$492	\$25.6	93.6	650	\$77	\$39	\$117
Land-Based San Juan Low CAPEX Estimate	\$408	\$21.2	93.6	650	\$64	\$33	\$97
Land-Based San Juan High CAPEX Estimate	\$590	\$30.7	93.6	650	\$93	\$47	\$140
Ship-based LNG at Mayagüez (west)	\$185	\$9.6	43.2	300	\$63	\$32	\$95
Ship-based LNG at Yabucoa (east)	\$185	\$9.6	43.2	300	\$63	\$32	\$95
Ship-based Mayagüez-Yabucoa Low CAPEX Estimate	\$167	\$8.7	43.2	300	\$57	\$29	\$85
Ship-based Mayagüez-Yabucoa High CAPEX Estimate	\$222	\$11.5	43.2	300	\$75	\$38	\$114
Ship-based LNG (FSRU) at San Juan Port (supply to San Juan only)	\$185	\$9.6	50.4	350	\$54	\$27	\$81
Ship-based San Juan Low CAPEX Estimate	\$167	\$8.7	50.4	350	\$48	\$25	\$73
Ship-based San Juan High CAPEX Estimate	\$222	\$11.5	50.4	350	\$65	\$33	\$98

Proyecciones de Precios de Combustibles

Siemens preparó pronósticos del precio del combustible para el gas natural en el Henry Hub, petróleo crudo (West Texas Intermediate o WTI), los productos derivados del petróleo como el Diésel, el combustible residual y el carbón importado de Colombia.

Para la elaboración de las estimaciones de precios futuros (del 2018 al 2040), Siemens desarrolló sus propios estimados y los comparó con los de otras instituciones como el informe anual del Departamento de Energía de USA (AEO – Annual Energy Outlook), el Banco Mundial y otros consultores especializados en materia de combustibles.

Se elaboró una perspectiva para los precios de combustible entregados a los cuatro lados de Puerto Rico (Aguirre, San Juan/Palo Seco, Costa Sur, EcoEléctrica, Mayagüez y Yabucoa), los cuales son mostrados en las tablas de la 19 a la 22.

Tabla 19. Pronóstico del precio del combustible entregado en Aguirre (\$/MMBtu)

Plant	Aguirre	Aguirre	Aguirre	Aguirre	Aguirre	Aguirre	Aguirre	Aguirre	Aguirre	Aguirre	Aguirre
Fuel	Natural Gas	Gas @ -1SD	Gas @ +1SD	Gas @ 5th	Gas @ 95th	Diesel	Diesel @ -1SD	Diesel @ +2SD	RFO	RFO @ -1SD	RFO @ +2SD
2018	7.70	7.53	7.65	7.51	7.67	16.44	16.18	16.60	11.48	11.26	11.61
2019	7.48	7.14	7.52	7.08	7.58	16.18	15.29	16.81	11.26	10.53	11.79
2020	7.56	7.00	7.77	6.90	7.91	16.62	15.13	18.16	11.64	10.40	12.91
2021	7.99	7.17	8.46	6.99	8.79	16.98	14.58	19.79	11.94	9.96	14.27
2022	8.11	7.01	8.97	6.74	9.49	16.79	13.73	21.45	11.79	9.26	15.65
2023	8.37	6.75	9.81	6.36	10.84	16.88	12.95	24.57	11.87	8.62	18.24
2024	8.67	6.96	10.51	6.53	12.27	17.16	12.48	29.75	12.11	8.23	22.53
2025	8.93	7.17	10.63	6.70	12.37	17.72	12.57	31.58	12.57	8.32	24.05
2026	9.14	7.21	11.07	6.73	13.29	18.35	13.07	32.75	13.11	8.73	25.03
2027	9.23	7.31	11.10	6.81	13.20	18.84	13.37	32.72	13.52	8.99	25.01
2028	9.34	7.40	11.27	6.82	13.47	19.43	13.67	34.00	14.01	9.24	26.07
2029	9.40	7.36	11.37	6.81	13.98	20.33	14.22	35.49	14.76	9.70	27.31
2030	9.59	7.50	11.66	6.76	13.62	21.21	14.65	37.87	15.50	10.07	29.29
2031	9.65	7.25	11.80	6.70	14.15	21.76	14.98	38.74	15.96	10.35	30.01
2032	9.90	7.45	12.13	6.78	14.31	22.17	15.20	40.07	16.31	10.54	31.12
2033	10.07	7.60	12.32	6.88	14.87	22.59	15.54	40.55	16.66	10.82	31.53
2034	10.31	7.64	12.95	6.93	15.67	23.02	15.74	42.21	17.02	11.00	32.91
2035	10.55	7.88	13.25	7.11	15.38	23.45	15.71	42.99	17.39	10.98	33.56
2036	10.73	7.82	13.53	7.07	16.62	23.89	16.48	43.27	17.76	11.63	33.80
2037	10.96	8.14	13.85	7.19	17.10	24.35	16.79	44.11	18.15	11.89	34.51
2038	11.06	8.17	13.76	7.14	16.79	24.83	17.06	45.60	18.55	12.12	35.75
2039	11.15	8.00	13.76	7.04	18.15	25.31	17.24	46.00	18.96	12.28	36.09
2040	11.30	8.09	13.96	7.11	18.44	25.80	17.66	47.57	19.37	12.64	37.39

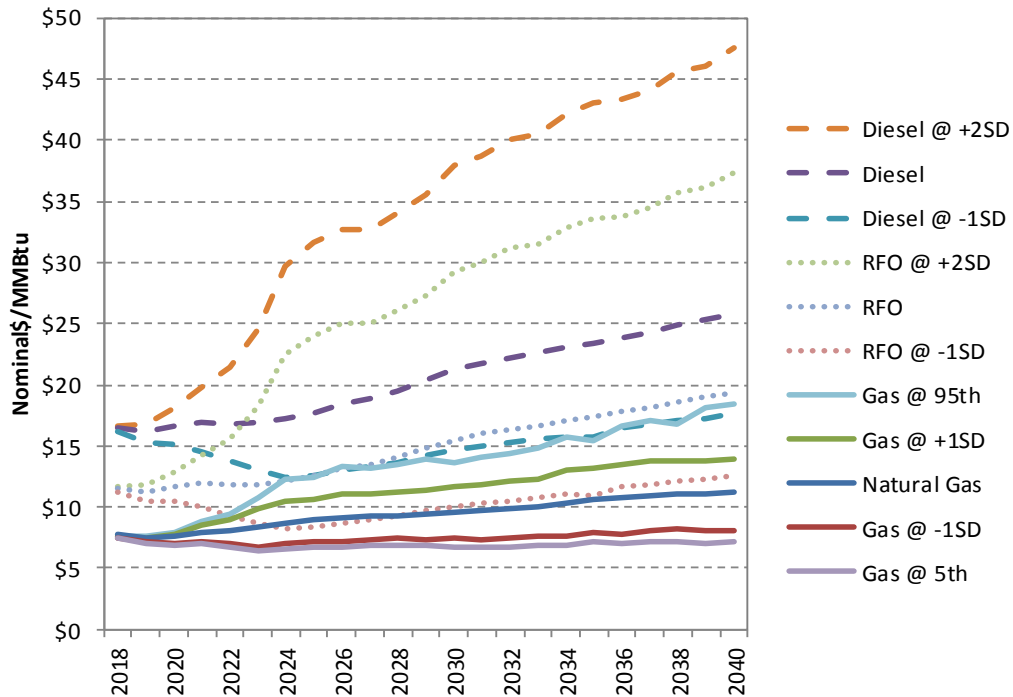


Tabla 20. Pronóstico del precio del combustible entregado en San Juan / Palo Seco / Mayagüez / Yabucoa (\$/MMBtu)

Plant	SJ-PS- M- Y	SJ-PS- M- Y	SJ-PS- M- Y	SJ-PS- M- Y	SJ-PS- M- Y	SJ-PS- M- Y	SJ-PS- M- Y	SJ-PS- M- Y	SJ-PS- M- Y	SJ-PS- M- Y	SJ-PS- M- Y
Fuel	Natural Gas	Gas @ -1SD	Gas @ +1SD	Gas @ 5th	Gas @ 95th	Diesel	Diesel @ -1SD	Diesel @ +2SD	RFO	RFO @ -1SD	RFO @ +2SD
2018	7.70	7.53	7.75	7.51	7.77	16.44	16.18	16.60	11.13	10.91	11.26
2019	7.48	7.14	7.62	7.08	7.68	16.18	15.29	16.81	10.91	10.17	11.43
2020	7.56	7.00	7.87	6.90	8.01	16.62	15.13	18.16	11.27	10.04	12.55
2021	7.99	7.17	8.46	6.99	8.79	16.98	14.58	19.79	11.57	9.59	13.90
2022	8.11	7.01	8.97	6.74	9.49	16.79	13.73	21.45	11.41	8.88	15.27
2023	8.37	6.75	9.81	6.36	10.84	16.88	12.95	24.57	11.49	8.23	17.85
2024	8.67	6.96	10.51	6.53	12.27	17.16	12.48	29.75	11.72	7.84	22.14
2025	8.93	7.17	10.63	6.70	12.37	17.72	12.57	31.58	12.18	7.92	23.66
2026	9.14	7.21	11.07	6.73	13.29	18.35	13.07	32.75	12.70	8.33	24.63
2027	9.23	7.31	11.10	6.81	13.20	18.84	13.37	32.72	13.11	8.58	24.60
2028	9.34	7.40	11.27	6.82	13.47	19.43	13.67	34.00	13.59	8.82	25.65
2029	9.40	7.36	11.37	6.81	13.98	20.33	14.22	35.49	14.33	9.28	26.89
2030	9.59	7.50	11.66	6.76	13.62	21.21	14.65	37.87	15.06	9.63	28.86
2031	9.65	7.25	11.80	6.70	14.15	21.76	14.98	38.74	15.52	9.91	29.57
2032	9.90	7.45	12.13	6.78	14.31	22.17	15.20	40.07	15.86	10.09	30.67
2033	10.07	7.60	12.32	6.88	14.87	22.59	15.54	40.55	16.20	10.37	31.07
2034	10.31	7.64	12.95	6.93	15.67	23.02	15.74	42.21	16.55	10.53	32.44
2035	10.55	7.88	13.25	7.11	15.38	23.45	15.71	42.99	16.91	10.50	33.08
2036	10.73	7.82	13.53	7.07	16.62	23.89	16.48	43.27	17.27	11.14	33.32
2037	10.96	8.14	13.85	7.19	17.10	24.35	16.79	44.11	17.66	11.39	34.01
2038	11.06	8.17	13.76	7.14	16.79	24.83	17.06	45.60	18.05	11.62	35.25
2039	11.15	8.00	13.76	7.04	18.15	25.31	17.24	46.00	18.44	11.76	35.57
2040	11.30	8.09	13.96	7.11	18.44	25.80	17.66	47.57	18.85	12.11	36.87

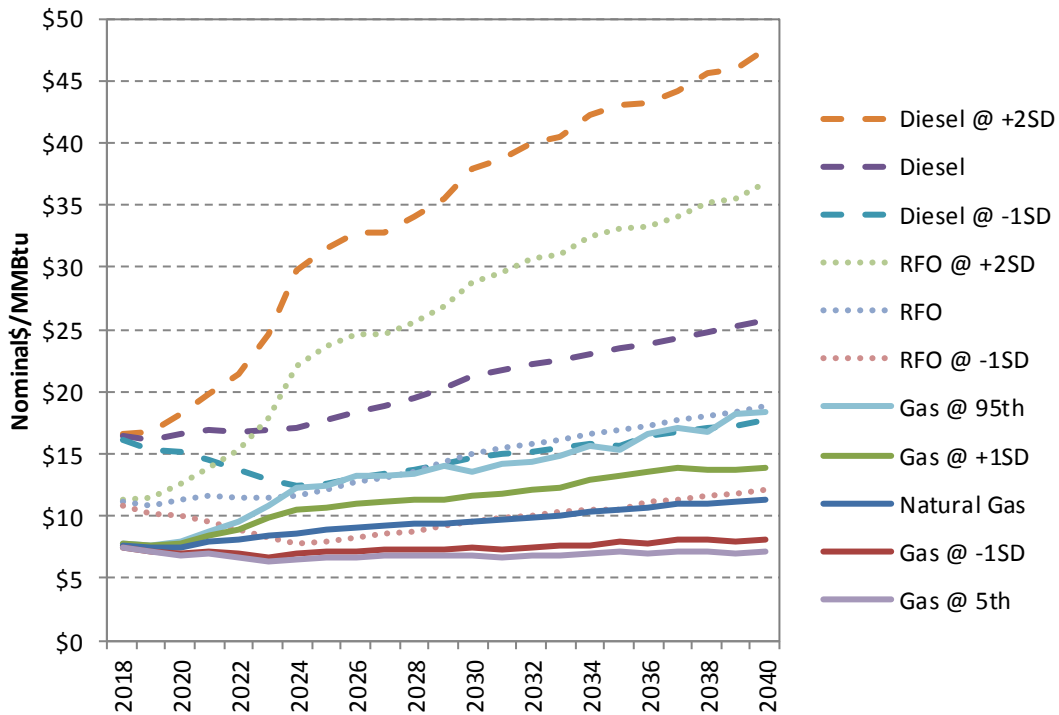
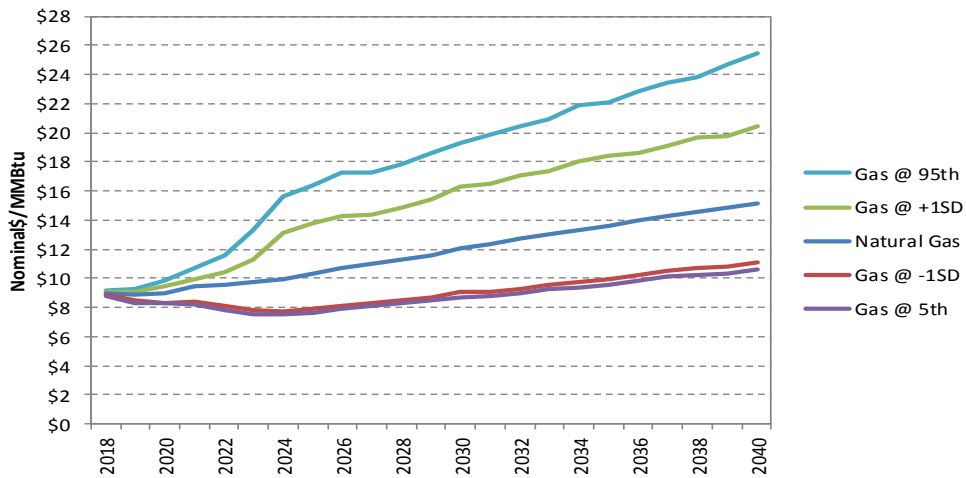


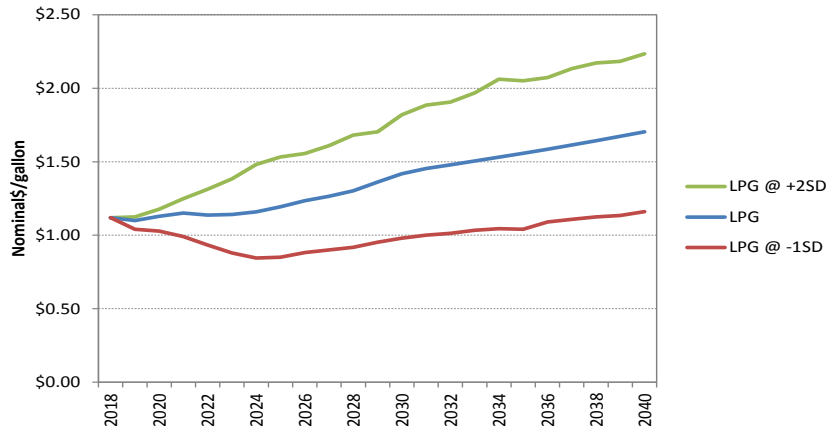
Tabla 21. Pronóstico del precio del combustible entregado en Costa Sur / LPG a Bayamón y Carbón a AES.

Plant	Costa Sur	Costa Sur	Costa Sur	Costa Sur	Costa Sur	Bayamón	Bayamón	Bayamón	AES	AES	AES
Fuel	Natural Gas	Gas @ -1SD	Gas @ +1SD	Gas @ 5th	Gas @ 95th	LPG	LPG @ -1SD	LPG @ +2SD	Coal	Coal @ -1SD	Coal @ +1SD
Year/Unit	nom\$/MMBtu	nom\$/MMBtu	nom\$/MMBtu	nom\$/MMBtu	nom\$/MMBtu	nom\$/gallon	nom\$/gallon	nom\$/gallon	nom\$/tonne	nom\$/tonne	nom\$/tonne
2018	9.02	8.88	9.12	8.78	9.18	1.12	1.12	1.12	79.43	79.43	79.43
2019	8.89	8.51	9.05	8.35	9.26	1.10	1.04	1.14	72.24	68.55	76.23
2020	8.98	8.32	9.45	8.26	9.89	1.13	1.03	1.23	68.76	59.63	79.62
2021	9.42	8.39	9.91	8.19	10.69	1.15	0.99	1.34	69.02	57.21	83.77
2022	9.51	8.08	10.40	7.86	11.61	1.14	0.93	1.45	68.02	56.42	82.53
2023	9.71	7.79	11.31	7.49	13.30	1.14	0.88	1.66	68.41	56.73	83.02
2024	9.97	7.73	13.09	7.49	15.67	1.16	0.85	2.00	67.69	56.15	82.11
2025	10.31	7.89	13.83	7.67	16.36	1.19	0.85	2.12	68.51	56.81	83.14
2026	10.69	8.10	14.28	7.90	17.23	1.23	0.88	2.20	69.61	57.69	84.51
2027	10.97	8.34	14.39	8.11	17.24	1.27	0.90	2.19	70.73	58.59	85.92
2028	11.26	8.53	14.90	8.27	17.84	1.30	0.92	2.28	71.88	59.51	87.35
2029	11.61	8.74	15.42	8.51	18.63	1.36	0.95	2.37	73.05	60.44	88.81
2030	12.07	9.05	16.30	8.69	19.27	1.42	0.98	2.53	74.24	61.39	90.30
2031	12.38	9.12	16.52	8.84	19.87	1.45	1.00	2.59	75.46	62.37	91.82
2032	12.70	9.32	17.11	9.02	20.44	1.48	1.01	2.67	76.69	63.35	93.37
2033	12.99	9.59	17.41	9.25	20.93	1.50	1.03	2.71	77.95	64.36	94.94
2034	13.31	9.78	18.02	9.41	21.92	1.53	1.04	2.81	79.24	65.39	96.55
2035	13.65	9.92	18.46	9.57	22.10	1.56	1.04	2.86	80.55	66.44	98.18
2036	13.95	10.21	18.60	9.87	22.87	1.59	1.09	2.88	81.89	67.51	99.86
2037	14.29	10.55	19.10	10.11	23.45	1.61	1.11	2.93	83.28	68.63	101.61
2038	14.58	10.75	19.67	10.26	23.85	1.64	1.12	3.03	84.71	69.77	103.39
2039	14.86	10.85	19.80	10.35	24.72	1.67	1.13	3.06	86.17	70.94	105.21
2040	15.19	11.06	20.42	10.61	25.44	1.70	1.16	3.16	87.66	72.12	107.07

Costa Sur Delivered LNG Price



Bayamón Delivered LNG Price



AES Delivered Coal Price

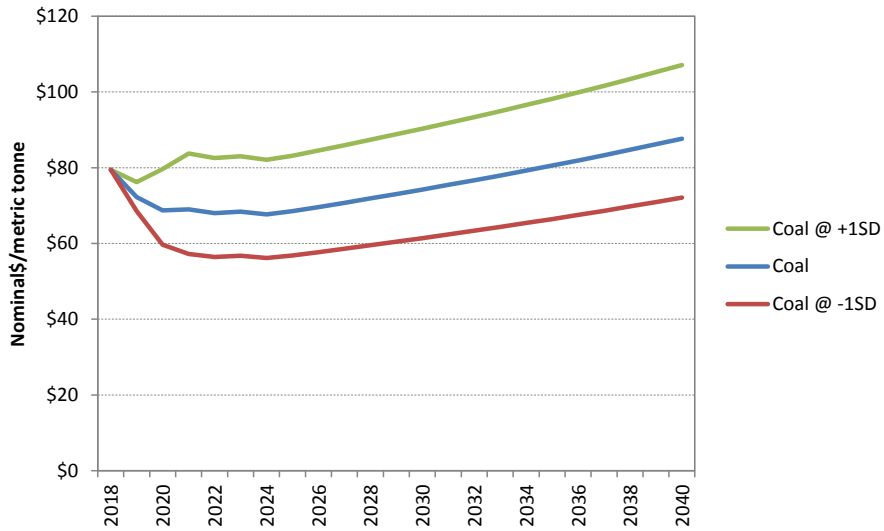
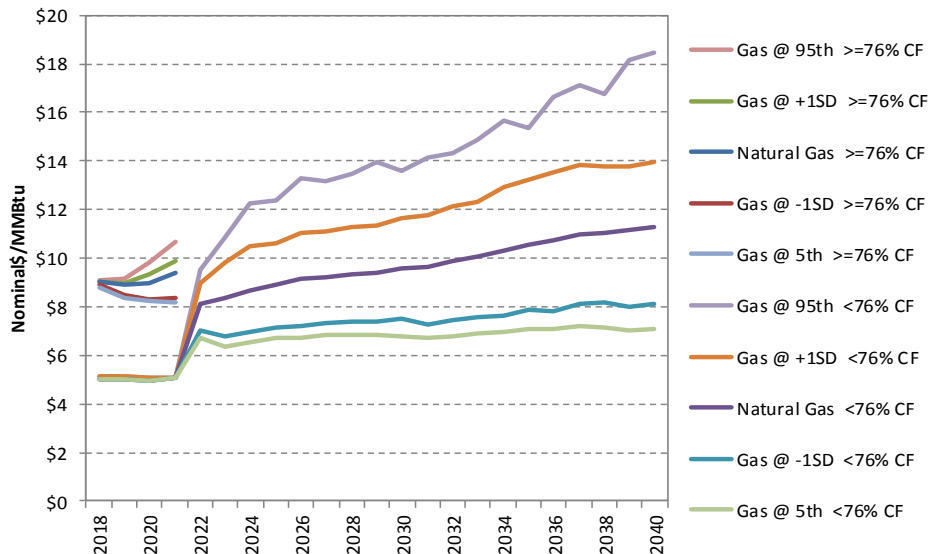


Tabla 22. Pronóstico del precio del Gas Natural entregado para EcoEléctrica (\$/MMBtu)

Plant	Eco-Eléctrica	Eco-Eléctrica	Eco-Eléctrica	Eco-Eléctrica	Eco-Eléctrica	Eco-Eléctrica	Eco-Eléctrica	Eco-Eléctrica	Eco-Eléctrica	Eco-Eléctrica
Fuel	Natural Gas	Gas @ -1SD	Gas @ +1SD	Gas @ 5th	Gas @ 95th	Natural Gas	Gas @ -1SD	Gas @ +1SD	Gas @ 5th	Gas @ 95th
Capacity Factor	>=76% CF	>=76% CF	>=76% CF	>=76% CF	>=76% CF	<76% CF	<76% CF	<76% CF	<76% CF	<76% CF
2018	9.02	8.88	9.02	8.78	9.08	5.04	5.04	5.14	5.04	5.14
2019	8.89	8.51	8.95	8.35	9.16	5.04	5.04	5.14	5.04	5.14
2020	8.98	8.32	9.36	8.26	9.80	4.96	4.96	5.06	4.96	5.06
2021	9.42	8.39	9.91	8.19	10.69	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06
2022						8.11	7.01	8.97	6.74	9.49
2023						8.37	6.75	9.81	6.36	10.84
2024						8.67	6.96	10.51	6.53	12.27
2025						8.93	7.17	10.63	6.70	12.37
2026						9.14	7.21	11.07	6.73	13.29
2027						9.23	7.31	11.10	6.81	13.20
2028						9.34	7.40	11.27	6.82	13.47
2029						9.40	7.36	11.37	6.81	13.98
2030						9.59	7.50	11.66	6.76	13.62
2031						9.65	7.25	11.80	6.70	14.15
2032						9.90	7.45	12.13	6.78	14.31
2033						10.07	7.60	12.32	6.88	14.87
2034						10.31	7.64	12.95	6.93	15.67
2035						10.55	7.88	13.25	7.11	15.38
2036						10.73	7.82	13.53	7.07	16.62
2037						10.96	8.14	13.85	7.19	17.10
2038						11.06	8.17	13.76	7.14	16.79
2039						11.15	8.00	13.76	7.04	18.15
2040						11.30	8.09	13.96	7.11	18.44



Estimación del Valor de la Carga No Servida

Como parte de este PIR, Siemens ha estimado el valor de la carga perdida (VOLL – Value of Lost Load) basándose en metodologías aplicadas en otros países o regiones. Para cumplir con los objetivos del PIR, Siemens calculó un ajuste de VOLL para cada uno de los portafolios de generación para evaluar el costo total esperado, incluido el costo de mantener la resiliencia, que FERC definió como: "La capacidad de resistir y reducir la magnitud y/o duración de los eventos disruptivos, que incluye la capacidad de anticipar, absorber, adaptarse y/o recuperarse rápidamente de tal evento".

VOLL es la métrica estándar utilizada para estimar el impacto económico de las interrupciones en el servicio de energía para los clientes y, por lo tanto, puede proporcionar una medida de la magnitud de los beneficios asociados con la disminución de la probabilidad de interrupciones del sistema de energía. En principio, VOLL es el valor que representa la disposición del cliente a pagar por un servicio de electricidad confiable o para evitar una interrupción.

Los VOLL promedio para una economía industrial desarrollada varían de aproximadamente \$ 9,000 / MWh a \$ 45,000 / MWh. Mirando a un nivel más desagregado, los clientes residenciales generalmente tienen un VOLL más bajo (\$ 0 / MWh - \$ 17,976 / MWh) que los clientes comerciales e industriales (C&I) (cuyos VOLL varían entre aproximadamente \$ 3,000 / MWh a \$ 53,907 / MWh). Las interrupciones de larga duración conducen a un mayor VOLL a medida que los costos indirectos e inducidos de la interrupción aumentan con el tiempo (pérdida de salarios, pérdida de bienes perecederos, etc.). En la tabla 23 se muestran los VOLL estimados por sector para el caso de Puerto Rico.

Sector	VOLL (2018\$/MWh)
Residencia	12,270
Pequeño Comercio e Industria	84,051
Mediano y Gran Comercio e Industria	33,403
Sistema	31,897

Tabla 23. Estimado de VOLL para la AEE.

8. DESARROLLO DEL PLAN DE RECURSOS

Esta sección presenta los resultados de los escenarios, estrategias y sensibilidades descritas anteriormente y en particular el resultado de la evaluación de los planes de generación resultantes.

Siemens investigó inicialmente más de 78 planes de recursos. Estos planes incluyeron numerosas opciones de cartera de generación. Estos diferentes planes consideraron puntos que fueron críticos para el PIR final, incluyendo, entre otros temas:

- Incertidumbre asociada con la demanda futura del cliente

- Precios futuros de tecnologías de generación, por ejemplo, eólica, solar, almacenamiento de energía con baterías
- Precios futuros de combustibles, particularmente gas natural y la disponibilidad potencial de infraestructura para entregar gas adicional a la isla
- Métodos prudentes para aumentar la resiliencia y la confiabilidad.
- Límites prácticos a la capacidad de la AEE para interconectar el almacenamiento y la generación de energías renovables
- Momento adecuado para la adición de recursos de nueva generación y el momento de retiro de los recursos existentes alimentados con combustibles fósiles.
- Planificación para desviaciones en las proyecciones de crecimiento de carga.

Esta evaluación inicial resultó en la identificación de un conjunto de 34 planes que fueron evaluados para crear el primer borrador del PIR. Posteriormente y en respuesta a las solicitudes de la PREB y los mandatos de la Ley 17-2019, se evaluaron 35 casos para identificar el plan de recursos recomendado.

En el reporte se pueden observar los resultados detallados de los siguientes aspectos para cada escenario:

- Determinación de las capacidades de generación a ser adiciones y retiradas.
- Gastos de Capital.
- Mezcla y reservas de generación futura.
- Diversidad de Combustibles.
- RPS y cumplimiento de regulaciones ambientales.
- Costos del Sistema: incluyendo costos anualizados de capital, costos de combustibles y costos fijos y variables de operación y mantenimiento.
- Resiliencia (consideraciones para formar Miniredes).
- Requisitos de alta eficiencia para la Generación con combustibles fósiles.
- Análisis de Sensibilidades.
- Impacto en las tarifas.
- Análisis de congestión y pérdidas en el sistema de transmisión, recortes de producción de renovables y energía no servida.

Las tablas a continuación presentan los resultados principales de cada uno de los planes de recursos formulados y presentados anteriormente. En estas tablas cada caso está identificado de acuerdo a la siguiente lógica; los primeros dos caracteres definen el escenario S1 por ejemplo es el Escenario 1. Los segundos dos caracteres es la estrategia S2 es la estrategia 2. Luego H, B, L es la demanda alta, base o baja. Finalmente los últimos dos son las sensibilidades S1 es la sensibilidad 1.

El valor presente de los costos totales se cálculo utilizando una tasa de descuento del 9% , correspondiente al costo del dinero de una AEE restructurada y en condiciones de riesgo aceptables (investment grade) .

Resultados principales del PIR – Instalaciones

Case ID	Instalaciones de generación térmica							Renovables y Almacenamiento (BESS)				
	F - Class Palo Seco 2025	F - Class Costa Sur 2025	San Juan 5&6 convertida	F-Class Yabucoa 2025	Mayaguez Peaker convertida	Otros	Peakers 2025 (MW)	NUevo Solar 2025 (MW)	BESS 2025 (MW)	Nuevo Solar 2038 (MW)	BESS 2038 (MW)	Propiedad de Clientes Gen.2038 (MW)
S1S2B	–	EcoEléctrica Instead	✓	–	–	–	504	2,580	1,280	2,700	1,720	1,176
S1S2H	–	EcoEléctrica Instead	✓	–	–	Costa Sur 5 to 2034	325	2,820	1,360	3,180	1,840	1,176
S1S2L	–	EcoEléctrica Instead	✓	–	–	–	325	2,340	1,240	2,340	1,800	1,176
S1S3B	–	EcoEléctrica Instead	✓	–	–	–	513	2,580	1,280	2,580	1,840	1,176
S1S2S1B	–	EcoEléctrica Instead	✓	–	–	–	504	2,580	1,280	2,700	1,720	1,176
S1S2S5B	–	EcoEléctrica Instead	✓	–	–	–	504	2,580	1,280	2,700	1,720	1,176
S1S2S6B	–	EcoEléctrica Instead	✓	–	–	–	504	2,580	1,280	2,700	1,720	1,176
S1S2S7B	–	EcoEléctrica Instead	–	–	–	Costa Sur 5 to 2036	507	2,880	1,280	3,240	1,760	1,176
S1S1B	–	EcoEléctrica Instead	✓	–	–	Costa Sur 5&6 to 2037 & 2031	301.6	2,520	1,240	2,520	2,080	1,176
S3S2B	–	✓	✓	–	–	–	348	2,820	1,320	4,140	3,000	1,176
S3S2H	–	✓	✓	–	–	–	364	3,300	1,680	4,560	2,600	1,176
S3S2L	–	–	✓	–	–	–	389	3,000	1,600	4,080	2,520	1,176
S3S3B	–	✓	✓	–	–	–	371	2,820	1,280	4,140	2,280	1,176
S3S2S5B	–	✓	✓	–	–	–	348	2,820	1,280	4,140	2,280	1,176
S3S2S8B	–	✓	✓	–	–	–	348	2,820	1,280	4,140	2,280	1,176

Case ID	Instalaciones de generación térmica							Renovables y Almacenamiento (BESS)				
	F - Class Palo Seco 2025	F - Class Costa Sur 2025	San Juan 5&6 convertida	F-Class Yabucoa 2025	Mayaguez Peaker convertida	Otros	Peakers 2025 (MW)	Nuevo Solar 2025 (MW)	BESS 2025 (MW)	Nuevo Solar 2038 (MW)	BESS 2038 (MW)	Propiedad de Clientes Gen.2038 (MW)
S4S2B	✓	✓	✓	—	—	—	371	2,220	1,320	2,820	1,640	1,176
S4S2H	✓	✓	✓	—	—	—	394	2,460	940	2,520	980	1,176
S4S2L	—	✓	✓	—	—	—	434	2,100	960	2,520	1,020	1,176
S4S2S9B	✓	EcoEléctrica Instead	✓	—	—	—	348	2,220	1,320	2,820	1,640	1,176
S4S3B	2027	✓	✓	—	—	—	394	2,580	1,320	2,820	1,320	1,176
S4S2S1B	✓	✓	✓	—	—	—	371	2,220	1,320	2,820	1,640	1,176
S4S2S4B	—	✓	✓	—	—	—	371	2,580	1,320	3,060	1,640	1,176
S4S2S5B	✓	✓	✓	—	—	—	371	2,220	1,320	2,820	1,640	1,176
S4S2S6B	✓	✓	✓	—	—	—	371	2,220	1,320	2,820	1,640	1,176
S4S1B	—	—	✓	2028	—	F-Class at Mayaguez 2025	348	2,700	1,240	2,700	1,640	1,176
S5S1B	—	369 MW (2025&2028)	✓	—	—	—	371	2,580	1,200	2,580	1,480	1,176
S5S1S5B	—	369 MW (2025&2028)	✓	—	—	—	371	2,580	1,200	2,580	1,480	1,176
S5S1S1B	—	369 MW (2025&2028)	✓	—	—	—	371	2,580	1,200	2,580	1,480	1,176
S5S1S6B	—	369 MW (2025&2028)	✓	—	—	—	371	2,580	1,200	2,580	1,480	1,176
ESM	✓	EcoEléctrica Instead	✓	✓	✓	—	421	2,400	920	2,580	1,640	1,176
ESM High	✓	EcoEléctrica Instead	✓	✓	✓	—	421	2,340	1,040	2,460	1,040	1,176

Case ID	Instalaciones de generación térmica							Renovables y Almacenamiento (BESS)				
	F - Class Palo Seco 2025	F - Class Costa Sur 2025	San Juan 5&6 convertida	F-Class Yabucoa 2025	Mayaguez Peaker convertida	Otros	Peakers 2025 (MW)	Nuevo Solar 2025 (MW)	BESS 2025 (MW)	Nuevo Solar 2038 (MW)	BESS 2038 (MW)	Propiedad de Clientes Gen.2038 (MW)
ESM Low	✓	EcoEléctrica Instead	✓	✓	✓	—	421	1,920	1,040	1,980	1,040	1,176
ESMS1B	✓	EcoEléctrica Instead	✓	✓	✓	—	421	2,400	920	2,580	1,640	1,176
ESMS6B	✓	EcoEléctrica Instead	✓	✓	✓	—	421	2,400	920	2,580	1,640	1,176
ESMS5B	✓	EcoEléctrica Instead	✓	✓	✓	—	421	2,400	920	2,580	1,640	1,176
		Decisión Común para muchos casos mínimo arrepentimiento										
		Decisión Común para varios casos										
		Decisión Común para pocos casos										
		De Decisión Común para un solo caso o extrema.										

Resultados principales del PIR – Retiros

Case ID	Retiros de generación térmica (último año mostrado)								
	AES 1 & 2	Aguirre Steam 1 & 2	Aguirre CC 1 & 2	Costa Sur 5 & 6	EcoEléctrica	Palo Seco 3 & 4	San Juan 5 & 6	San Juan 5 & 6 Conv	San Juan 7 & 8
S1S2B	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2019	1 - 2019 2 - 2020	5 - 2020 6 - 2022	Not Retired	3 - 2021 4 - 2023	5 - 2019 6 - 2019	6 - 2033	7 - 2021 8 - 2023
S1S2H	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2019	1 - 2020 2 - 2020	5 - 2034 6 - 2020	Not Retired	3 - 2022 4 - 2023	5 - 2019 6 - 2019	6 - 2035	7 - 2023 8 - 2023
S1S2L	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2019	1 - 2020 2 - 2021	5 - 2020 6 - 2020	Not Retired	3 - 2023 4 - 2021	5 - 2019 6 - 2019	5 - 2037 6 - 2030	7 - 2021 8 - 2023

Case ID	Retiros de generación térmica (último año mostrado)								
	AES 1 & 2	Aguirre Steam 1 & 2	Aguirre CC 1 & 2	Costa Sur 5 & 6	EcoEléctrica	Palo Seco 3 & 4	San Juan 5 & 6	San Juan 5 & 6 Conv	San Juan 7 & 8
S1S3B	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2020 2 - 2020	1 - 2019 2 - 2020	5 - 2019 6 - 2021	Not Retired	3 - 2022 4 - 2023	5 - 2019 6 - 2019	5 - 2037 6 - 2031	7 - 2021 8 - 2023
S1S2S1B	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2019	1 - 2019 2 - 2020	5 - 2020 6 - 2022	Not Retired	3 - 2021 4 - 2023	5 - 2019 6 - 2019	6 - 2033	7 - 2021 8 - 2023
S1S2S5B	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2019	1 - 2019 2 - 2020	5 - 2020 6 - 2022	Not Retired	3 - 2021 4 - 2023	5 - 2019 6 - 2019	6 - 2033	7 - 2021 8 - 2023
S1S2S6B	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2019	1 - 2019 2 - 2020	5 - 2020 6 - 2022	Not Retired	3 - 2021 4 - 2023	5 - 2019 6 - 2019	6 - 2033	7 - 2021 8 - 2023
S1S2S7B	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2019	1 - 2020 2 - 2020	5 - 2036 6 - 2021	Not Retired	3 - 2022 4 - 2023	5 - 2023 6 - 2037	N/A	7 - 2022 8 - 2021
S1S1B	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2020	1 - 2021 2 - 2020	5 - 2037 6 - 2031	Not Retired	3 - 2019 4 - 2019	5 - 2019 6 - 2019	5 - 2036 6 - 2035	7 - 2019 8 - 2019
S3S2B	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2023	1 - 2020 2 - 2020	5 - 2021 6 - 2019	2024	3 - 2021 4 - 2023	5 - 2034 6 - 2020	5 - 2033 6 - 2030	7 - 2023 8 - 2020
S3S2H	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2020 2 - 2020	1 - 2019 2 - 2019	5 - 2021 6 - 2021	2024	3 - 2022 4 - 2023	5 - 2021 6 - 2023	5 - 2033 6 - 2029	7 - 2023 8 - 2020
S3S2L	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2021 2 - 2021	1 - 2019 2 - 2019	5 - 2020 6 - 2020	2024	3 - 2023 4 - 2021	5 - 2019 6 - 2023	5 - 2032 6 - 2029	7 - 2019 8 - 2021
S3S3B	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2021 2 - 2020	1 - 2019 2 - 2019	5 - 2020 6 - 2021	2024	3 - 2022 4 - 2023	5 - 2022 6 - 2023	5 - 2033 6 - 2030	7 - 2020 8 - 2019
S3S2S5B	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2023	1 - 2020 2 - 2020	5 - 2021 6 - 2019	2024	3 - 2021 4 - 2023	5 - 2034 6 - 2020	5 - 2033 6 - 2030	7 - 2023 8 - 2020
S3S2S8B	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2023	1 - 2020 2 - 2020	5 - 2021 6 - 2019	2024	3 - 2021 4 - 2023	5 - 2034 6 - 2020	5 - 2033 6 - 2030	7 - 2023 8 - 2020
S4S2B	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2019	1 - 2025 2 - 2025	5 - 2020 6 - 2020	2024	3 - 2025 4 - 2023	5 - 2019 6 - 2019	6 - 2034	7 - 2023 8 - 2023
S4S2H	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2020 2 - 2019	1 - 2025	5 - 2029 6 - 2020	2024	3 - 2025 4 - 2025	5 - 2019 6 - 2019	6 - 2034	7 - 2023 8 - 2023
S4S2L	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2020 2 - 2019	1 - 2025 2 - 2032	5 - 2019 6 - 2020	2024	3 - 2021 4 - 2023	5 - 2019 6 - 2019	6 - 2034	7 - 2023 8 - 2023

Case ID	Retiros de generación térmica (último año mostrado)								
	AES 1 & 2	Aguirre Steam 1 & 2	Aguirre CC 1 & 2	Costa Sur 5 & 6	EcoEléctrica	Palo Seco 3 & 4	San Juan 5 & 6	San Juan 5 & 6 Conv	San Juan 7 & 8
S4S2S9B	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2019	1 - 2025 2 - 2025	5 - 2020 6 - 2020	Not Retired	3 - 2025 4 - 2023	5 - 2019 6 - 2019	6 - 2034	7 - 2023 8 - 2023
S4S3B	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2019	1 - 2025 2 - 2029	5 - 2020 6 - 2020	2024	3 - 2022 4 - 2023	5 - 2019 6 - 2019	5 - 2036 6 - 2032	7 - 2021 8 - 2023
S4S2S1B	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2019	1 - 2025 2 - 2025	5 - 2020 6 - 2020	2024	3 - 2025 4 - 2023	5 - 2019 6 - 2019	6 - 2034	7 - 2023 8 - 2023
S4S2S4B	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2019	1 - 2025 2 - 2033	5 - 2020 6 - 2024	2024	3 - 2021 4 - 2023	5 - 2019 6 - 2019	6 - 2034	7 - 2019 8 - 2019
S4S2S5B	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2019	1 - 2025 2 - 2025	5 - 2020 6 - 2020	2024	3 - 2025 4 - 2023	5 - 2019 6 - 2019	6 - 2034	7 - 2023 8 - 2023
S4S2S6B	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2019	1 - 2025 2 - 2025	5 - 2020 6 - 2020	2024	3 - 2025 4 - 2023	5 - 2019 6 - 2019	6 - 2034	7 - 2023 8 - 2023
S4S1B	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2020 2 - 2019	1 - 2032 2 - 2025	5 - 2022 6 - 2020	2024	3 - 2019 4 - 2019	5 - 2019 6 - 2019	5 - 2035 6 - 2030	7 - 2019 8 - 2019
S5S1B	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2020	1 - 2033 2 - 2025	5 - 2020 6 - 2019	2024	3 - 2023 4 - 2022	5 - 2019 6 - 2019	5 - 2031 6 - 2026	7 - 2023 8 - 2021
S5S1S5B	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2020	1 - 2033 2 - 2025	5 - 2020 6 - 2019	2024	3 - 2023 4 - 2022	5 - 2019 6 - 2019	5 - 2031 6 - 2026	7 - 2023 8 - 2021
S5S1S1B	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2020	1 - 2033 2 - 2025	5 - 2020 6 - 2019	2024	3 - 2023 4 - 2022	5 - 2019 6 - 2019	5 - 2031 6 - 2026	7 - 2023 8 - 2021
S5S1S6B	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2020	1 - 2033 2 - 2025	5 - 2020 6 - 2019	2024	3 - 2023 4 - 2022	5 - 2019 6 - 2019	5 - 2031 6 - 2026	7 - 2023 8 - 2021
ESM	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2019	1 - 2025 2 - 2032	5 - 2020 6 - 2020	Not Retired	3 - 2025 4 - 2025	5 - 2019 6 - 2019	5 - 2035 6 - 2025	7 - 2023 8 - 2021
ESM High	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2022 2 - 2019	1 - 2025 2 - 2025	5 - 2021 6 - 2020	Not Retired	3 - 2025 4 - 2021	5 - 2019 6 - 2019	5 - 2036 6 - 2025	7 - 2025 8 - 2022
ESM Low	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2025 2 - 2025	1 - 2025 2 - 2028	5 - 2020 6 - 2020	Not Retired	3 - 2022 4 - 2025	5 - 2019 6 - 2019	5 - 2033 6 - 2025	7 - 2021 8 - 2025

Retiros de generación térmica (último año mostrado)									
Case ID	AES 1 & 2	Aguirre Steam 1 & 2	Aguirre CC 1 & 2	Costa Sur 5 & 6	EcoEléctrica	Palo Seco 3 & 4	San Juan 5 & 6	San Juan 5 & 6 Conv	San Juan 7 & 8
ESMS1B	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2019	1 - 2025 2 - 2032	5 - 2020 6 - 2020	Not Retired	3 - 2025 4 - 2025	5 - 2019 6 - 2019	5 - 2035 6 - 2025	7 - 2023 8 - 2021
ESMS6B	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2019	1 - 2025 2 - 2032	5 - 2020 6 - 2020	Not Retired	3 - 2025 4 - 2025	5 - 2019 6 - 2019	5 - 2035 6 - 2025	7 - 2023 8 - 2021
ESMS5B	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2019	1 - 2025 2 - 2032	5 - 2020 6 - 2020	Not Retired	3 - 2025 4 - 2025	5 - 2019 6 - 2019	5 - 2035 6 - 2025	7 - 2023 8 - 2021

Resultados principales del PIR – Resultados Principales

Case ID	Valor Presente NPV @ 9% 2019-2038 k\$	Costo Promedio 2019-2028 2018\$/MWh	RPS 2038	Valor Presente NPV Energía no servida k\$ (1)	NPV + ENS k\$	Nivel de reserva mínimo	Reducción de emisiones	Capital requerido (\$ Millones)
S1S2B	14,773,629	102.2	54%	214,355	14,941,402	38%	96%	5,840
S1S2H	16,134,592	101.4	68%	392,504	16,527,096	36%	94%	5,857
S1S2L	13,535,576	101.3	68%	263,997	13,799,572	37%	99%	4,684
S1S3B	14,687,535	101.8	54%	485,666	15,173,201	33%	97%	5,560
S1S2S1B	14,449,784	100.1	54%	214,355	14,617,557	38%	96%	5,293
S1S2S5B	15,378,227	106.0	54%	214,355	15,546,000	38%	96%	5,840
S1S2S6B	16,018,738	110.2	54%	214,355	16,186,511	38%	96%	7,898
S1S2S7B	15,696,705	106.8	68%	422,543	16,119,248	44%	96%	6,606
S1S1B	14,366,811	98.4	68%	1,150,508	15,517,319	35%	96%	5,546
S3S2B	13,843,500	96.4	87%	205,871	14,049,371	48%	97%	8,474
S3S2H	15,191,427	97.3	68%	475,629	15,667,056	36%	92%	8,716
S3S2L	13,242,760	99.6	68%	303,185	13,545,945	47%	96%	7,851
S3S3B	14,627,724	99.8	68%	202,994	14,830,718	30%	92%	8,396
S3S2S5B	14,811,928	102.0	87%	205,871	15,017,799	48%	97%	8,474
S3S2S8B	14,357,561	99.2	87%	205,871	14,563,432	48%	97%	9,467

Case ID	Valor Presente NPV @ 9% 2019-2038 k\$	Costo Promedio 2019-2028 2018\$/MWh	RPS 2038	Valor Presente NPV Energía no servida k\$ (1)	NPV + ENS k\$	Nivel de reserva mínimo	Reducción de emisiones	Capital requerido (\$ Millones)
S4S2B	14,350,195	99.3	68%	247,445	14,597,640	42%	86%	6,595
S4S2H	15,254,859	97.0	53%	391,816	16,087,374	60%	91%	5,585
S4S2L	12,865,937	96.5	77%	198,037	12,866,033	33%	89%	5,321
S4S2S9B	14,480,364	99.6	68%	267,841	14,748,205	51%	94%	6,265
S4S3B	14,416,274	99.9	54%	279,349	14,695,623	37%	82%	6,188
S4S2S1B	14,012,096	97.4	68%	247,445	14,259,541	42%	86%	5,961
S4S2S4B	14,466,325	100.9	65%	345,809	14,812,134	34%	84%	6,552
S4S2S5B	15,255,494	104.8	68%	247,445	15,502,939	42%	86%	6,595
S4S2S6B	15,565,108	106.7	68%	247,445	15,812,553	42%	86%	8,756
S4S1B	14,039,431	97.9	68%	1,108,890	15,148,321	47%	88%	6,674
S5S1B	14,122,690	98.4	67%	593,173	14,715,863	32%	87%	6,201
S5S1S5B	15,660,368	110.0	67%	593,173	16,253,541	32%	87%	6,201
S5S1S1B	13,813,169	96.4	67%	593,173	14,406,342	32%	87%	5,697
S5S1S6B	15,335,600	106.4	67%	593,173	15,928,773	32%	87%	8,165
ESM	14,431,214	99.0	67%	266,947	14,698,161	53%	88%	5,556
ESM High	15,695,558	99.2	53%	391,816	16,087,374	60%	91%	5,763
ESM Low	13,952,366	105.0	54%	202,453	14,154,819	58%	91%	4,779

Case ID	Valor Presente NPV @ 9% 2019-2038 k\$	Costo Promedio 2019-2028 2018\$/MWh	RPS 2038	Valor Presente NPV Energía no servida k\$ (1)	NPV + ENS k\$	Nivel de reserva mínimo	Reducción de emisiones	Capital requerido (\$ Millones)
ESMS1B	14,121,243	97.1	67%	266,947	14,121,340	53%	88%	5,556
ESMS6B	15,592,035	106.3	67%	266,947	15,592,141	53%	88%	5,556
ESMS5B	15,612,073	106.9	67%	266,947	15,612,180	53%	88%	5,556

Resumen de Resultados del Valor Presente Neto (NPV) de los costos



Como pudo ser observado en las tablas de arriba y la figura siguiente el caso S3S2 tiene el costo más bajo del valor presente de los costos NPV, para el caso base pero tiene costos superiores al S4S2 para el caso de base de proyección de la demanda y similar al S4S2 y ESM para la demanda alta. Este plan asume una reducción agresiva del precio de renovables y almacenamiento y puede tener problemas en su implementación practica dado que la generación renovable mas que duplica en capacidad a la demanda proyectada en el largo plazo (4,140 MW de PV y 1,800 MW de demanda), lo que no tiene precedente en la industria eléctrica. Por estas razones vemos este caso solo como una guía al potencial que existe si los costos disminuyen mas de los esperado y los sistemas de operación permiten su integración efectiva.

El S4S1 y S5S1 tienen los segundos vlores mas bajos del NPV. Estos planes consideran una estrategia centralizada y resultan en planes con altos niveles de energía no servida durante eventos atmosféricos mayores que separen el sistema en MiniRedes.

El Escenario 1 en general o tiene costos mayores o toma decisiones cuestionables como por ejemplo extended las unidades de vapor en Costa Sur mas allá del 2030 junto con EcoEléctrica manteniendo alta concentración de generación en el sur y resultando en un sistema poco resiliente.

El valor presente de S4S2 y S4S3 son muy similares, pero S4S2 es un sistema más resiliente como se observa de considerar la energía no servida en condiciones de MiniRed. El ESM es el siguiente caso con el menor NPV. Ambos casos se consideraron prácticos y de bajo costo y que contienen la hoja de ruta hacia el futuro. Igualmente observamos que en alta demanda ambos casos son similares (ESM y S4S2) y en baja S4S2 que tiene menos generación térmica tiene un mejor resultado

A continuación, se muestra un resumen de los principales resultados y las suposiciones de simulación utilizadas para cada escenarios seleccionados del reporte completo del PIR:

Resultados del Escenario 4

El portafolio de generación identificada como Escenario 4 Estrategia 2 (S4S2) da como resultado un plan que cumple con los criterios de menor costo, resiliencia y viabilidad en términos de instalación de almacenamiento solar y de baterías, así como resistencia y flexibilidad adicionales proporcionadas por la generación térmica local dentro las Miniredes. La Estrategia 2 utilizada para la formulación del portafolio se centró en los recursos de generación distribuidos, lo que se traduce en un requisito de que al menos el 80% de la demanda máxima debe ser suministrada localmente. Esta estrategia proporciona un sistema distribuido de generación flexible y con Miniredes que es más resistente y ubica los recursos de suministro más cerca del cliente. También se confirmó que la combinación de generación de este portafolio tiene capacidad de suministrar los niveles previstos de carga crítica.

Los siguientes supuestos adicionales se incluyeron en la simulación de este escenario:

- El pronóstico de carga se evalúa en los casos Base, Alta y Baja.
- Se supone que PPOA de AES expira en 2027 y no se renueva según las condiciones de la Ley 17-2019.
- Se supone que EcoEléctrica se renovará en 2022 con una reducción del 53% de los pagos fijos. Además, se supone que EcoEléctrica se ajusta para que tenga una mayor capacidad de apoyar la integración de las energías renovables.
- Las unidades 5 y 6 de San Juan se convierten en gas en junio de 2019. Se supone que el costo de la conversión está estructurado como un pago de capacidad de \$ 5 millones anuales por unidad que finaliza el 30/06/2024.
- Las unidades de San Juan están sujetas a restricciones de entrega de combustible; restricciones de combustible en barcos para julio de 2019-junio de 2024, y restricciones de GNL en tierra desde julio de 2024 hasta el final del período de pronóstico.
- Se supone que los programas de Eficiencia Energética cumplen con el requisito de la Ley 17-2019. Como resultado, la carga según el caso base, es un 35% inferior a los niveles de 2019 para 2038 y un 49% inferior teniendo en cuenta los efectos de la generación de propiedad del cliente.
- El Escenario asume los costos y la disponibilidad de energía solar y de almacenamiento basados en supuestos de casos de referencia. Las nuevas instalaciones fotovoltaicas están limitadas a 300 MW en 2020 y 600 MW anuales a partir de entonces. Las instalaciones de almacenamiento están limitadas a 40 MW en 2019, 200 MW en 2020 y 600 MW anualmente a partir de entonces.
- El plan refleja la Ley 17-2019 con objetivos RPS de 20% para 2022, 40% para 2025 y 60% de penetración renovable para 2040.
- Cualquier generador no renovable se modela como totalmente depreciado para 2050 y listo para el retiro.
- Se verifica el cumplimiento del requisito de alta eficiencia de Generación con combustibles fósiles.
- El costo del GNL en tierra en San Juan está dimensionado para incluir la nueva central CCGT construida en el norte en Palo Seco (Bayamón). Siemens evaluó el potencial de combustible máximo utilizado en la terminal del nuevo ciclo combinado más las conversiones de San Juan 5 y 6 a gas.
- La AEE puede comprar créditos de energía renovables (REC por las siglas en inglés Renewable Energy Credits) para cumplir con los requisitos del RPS, sin embargo, ya que los precios de REC no se conocen en este momento el cumplimiento del RPS se logró con 100% de generación fotovoltaica contratada con la AEE.

- Se asume que el CCGT ofrecido como una opción para el LTCE en Costa Sur quemará gas natural a un precio bajo las mismas condiciones desde una nueva terminal de GNL flotante. Esta consideración hace que la selección de este CCGT sea independiente de cualquier suposición con respecto a los costos del gas que se entregará desde la terminal de GNL de Costa Sur.

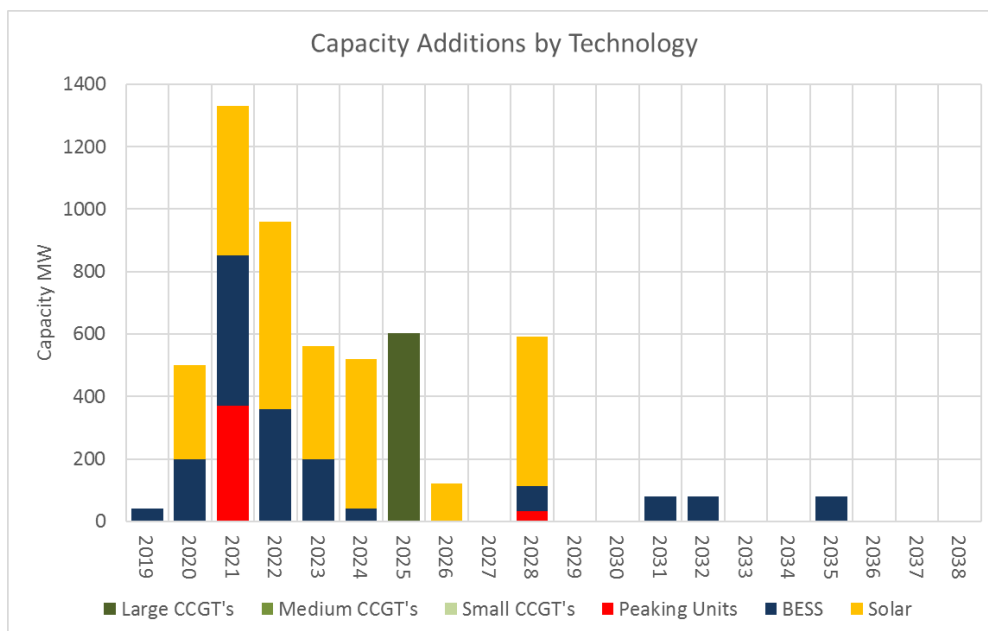
El Escenario 4 se evaluó considerando tres niveles de crecimiento de carga (bajo, base y alto) y dos estrategias (2 y 3). La estrategia 1 con el crecimiento de carga base también fue considerada, así como dos sensibilidades; una a la terminal de GNL con base en barco en San Juan (sensibilidad 4) y alto costo de gas (sensibilidad 5).

En la tabla 24 se muestra un resumen de los resultados obtenidos en la evaluación del escenario 4 y las figuras siguientes muestran las principales instalaciones de generación en el caso y retiros.

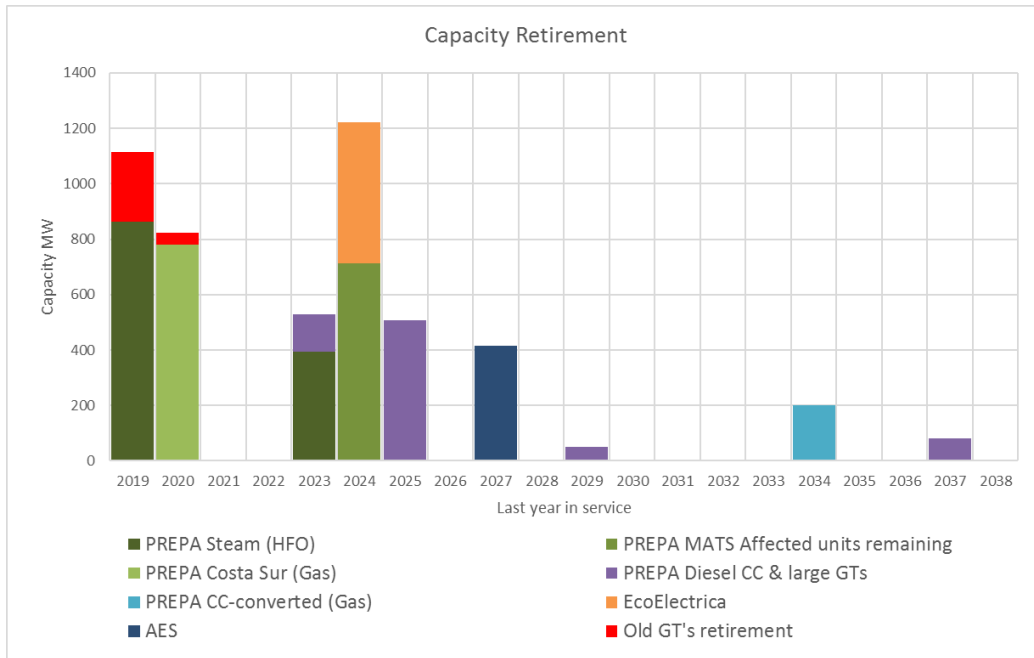
Tabla 24. Resumen de Resultados del Escenario 4.

Case ID	Scenario	Strategy	Sensitivity	Load	Large & Medium CCGTs and Peakers						Renewable and Storage					
					F - Class Palo Seco 2025	F - Class Costa Sur 2025	San Juan 5&6 Conversion	F-Class Yabucoa 2025	Mayaguez Peker Conversion	Other	Peakers 2025 (MW)	New Solar 2025 (MW)	BESS 2025 (MW)	New Solar 2038 (MW)	BESS 2038 (MW)	Customer Owned Generation 2038 (MW)
S4S2B	4	2		Base	✓	✓	✓	–	–	–	371	2,220	1,320	2,820	1,640	1,176
S4S2H	4	2		High	✓	✓	✓	–	–	–	394	2,460	940	2,520	980	1,176
S4S2L	4	2		Low	–	✓	✓	–	–	–	434	2,100	960	2,520	1,020	1,176
S4S2S9B	4	2	9	Base	✓	EcoEléctrica Instead	✓	–	–	–	348	2,220	1,320	2,820	1,640	1,176
S4S3B	4	3		Base	2027	✓	✓	–	–	–	394	2,580	1,320	2,820	1,320	1,176
S4S2S1B	4	2	1	Base	✓	✓	✓	–	–	–	371	2,220	1,320	2,820	1,640	1,176
S4S2S4B	4	2	4	Base	–	✓	✓	–	–	–	371	2,580	1,320	3,060	1,640	1,176
S4S2S5B	4	2	5	Base	✓	✓	✓	–	–	–	371	2,220	1,320	2,820	1,640	1,176
S4S2S6B	4	2	6	Base	✓	✓	✓	–	–	–	371	2,220	1,320	2,820	1,640	1,176
S4S1B	4	1		Base	–	–	✓	2028	–	F-Class at Mayaguez 2025	348	2,700	1,240	2,700	1,640	1,176

Instalaciones de Capacidad Escenario 4

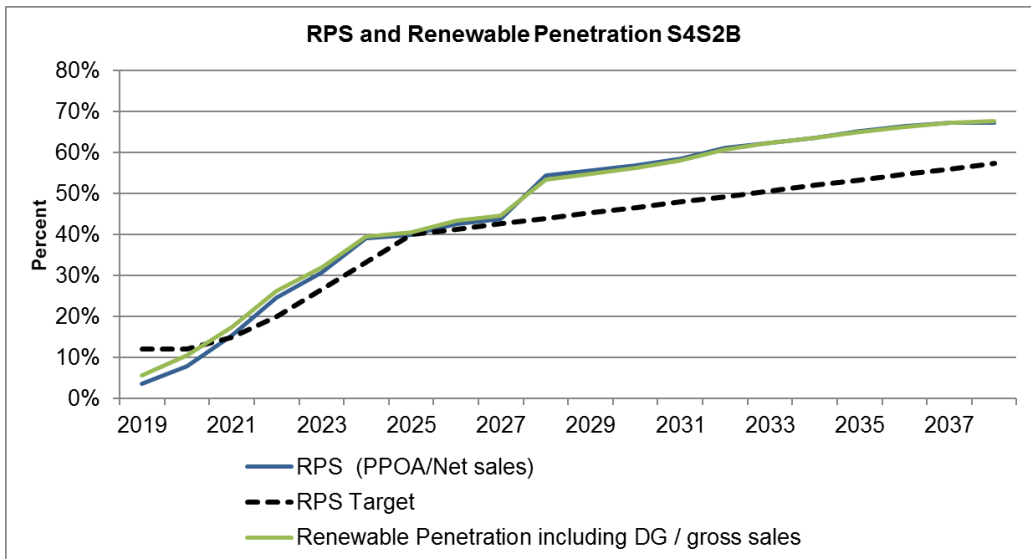


Retiros de Capacidad Escenario 4

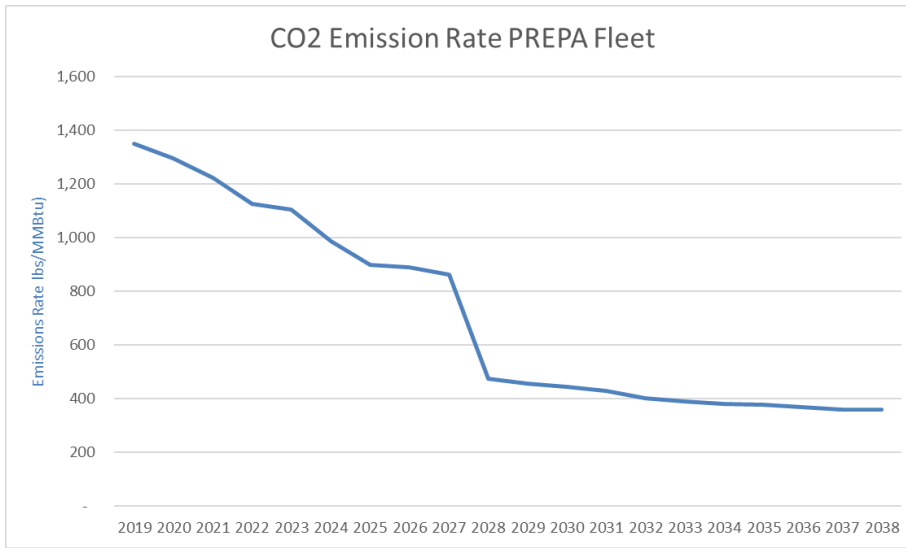


El plan cumple ampliamente con los mandatos de integración de energía renovable como se muestra en la figuras a continuación así como una drástica reducción del CO2.

Cumplimiento con normativa de cobertura de generación renovable (RPS)



Reducción de CO2 en Escenario 4

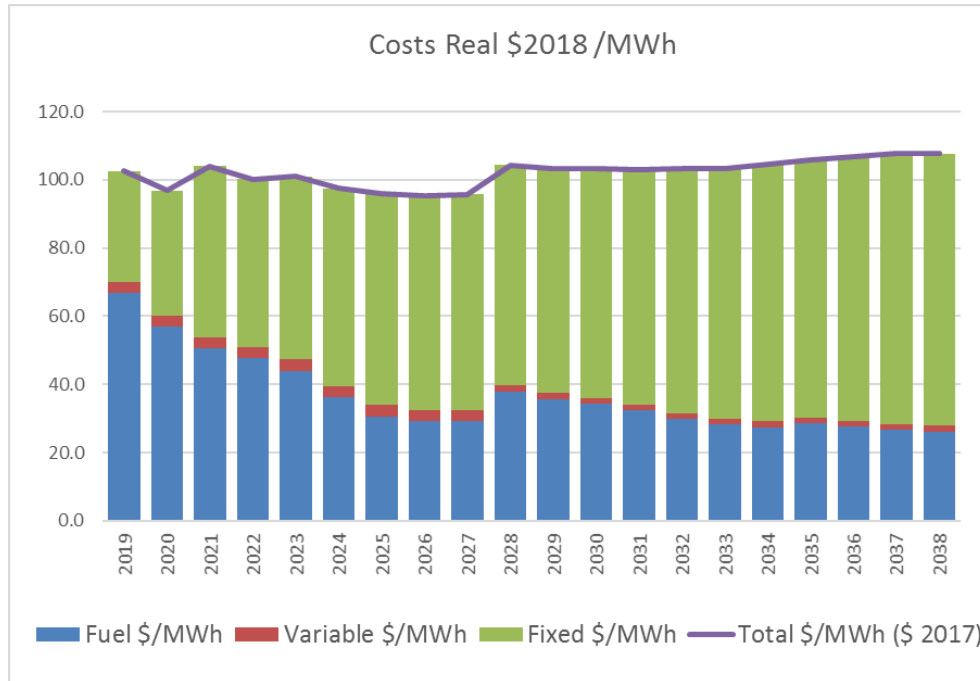


Finalmente los costos de suministro se espera que declinen de \$102.5/MWh en el 2019 a \$96.6/MWh para el 2027, antes de retiro de AES, en cuyo momento incrementan. Las tablas y figuras a continuación muestran los principales resultados de costos del caso.

Tabla 25. Resumen de Resultados para el Escenario 4.

Case ID	Scenario	Strategy	Sensitivity	Load	AURORA LTCE	NPV @ 9% 2019-2038 k\$	Average 2019-2028 2018\$/MWh	NPV Deemed Energy Not Served k\$ (1)	NPV + ENS k\$	Capital Investment Costs (\$ Millions)
S4S2B	4	2		Base	Yes	14,350,195	99.3	247,445	14,597,640	6,595
S4S2H	4	2		High	Yes	15,155,383	96.7	319,025	15,155,480	5,629
S4S2L	4	2		Low	Yes	12,865,937	96.5	198,037	12,866,033	5,321

Costos Promedio para el Escenario 4.



Resultados del Plan ESM

El Plan de Modernización del Sistema de Energía (ESM) es un derivado del Escenario 4 basado en adiciones de expansión de generación fija discutidas a continuación. El propósito del Plan de ESM es acelerar la implementación utilizando las opciones que tienen la mayor probabilidad de lograr los objetivos de mejorar la confiabilidad y reducir los costos para los contribuyentes. El ESM también preserva la opcionalidad, a través del desarrollo temprano y los esfuerzos de permisos, para ubicaciones alternativas de recursos. El ESM contiene opciones de implementación consistentes con el amplio marco de los escenarios del PIR diseñados para respaldar la diversidad de generación, la resiliencia de la red y la rentabilidad, y que tenían las mejores posibilidades de éxito.

El plan de expansión de la capacidad a largo plazo del ESM (LTCE) se desarrolló teniendo en cuenta algunas decisiones predefinidas como se describe a continuación, otras decisiones como es el caso de la nueva generación fotovoltaica o eólica, almacenamiento, otras térmicas y el retiro de la generación existente fueron seleccionados por el LTCE.

Siemens comparó el plan ESM con el plan de menor costo aplicable (Escenario 4, estrategia 2) según el pronóstico de carga base.

El ESM se basa en las siguientes decisiones fijas:

- Reemplazo de los 18 GT Frame 5 existentes por GT de unidades móviles nuevas (de 23 MW cada una) o equivalentes en ubicaciones optimizadas, como una decisión fija para conectarse en 2021 y con GNL en contenedores como opción de combustible (418 MW en total).
- Desarrollar una terminal de GNL en Yabucoa (Caguas) y un CCGT Clase F de 302 MW en junio de 2025 que se construirá como una decisión fija.
- Desarrollar un CCGT Clase F en Palo Seco para 2025 alimentado por un GNL terrestre en San Juan.

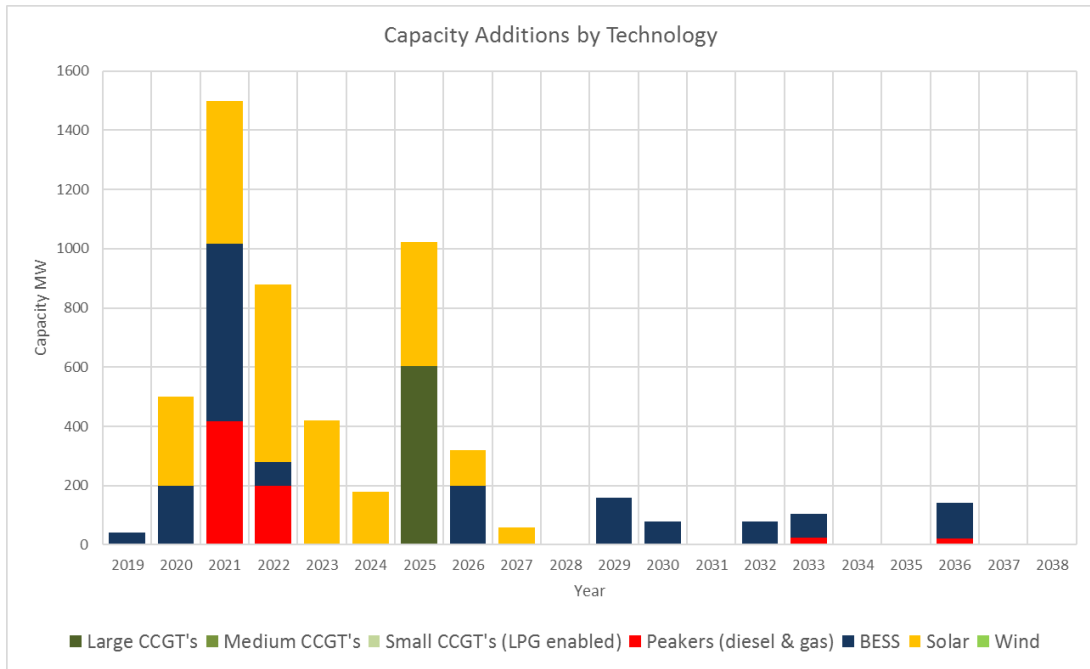
- Desarrollar un nuevo GNL basado en buques en Mayagüez y la conversión a combustible dual de las unidades Aero Mayagüez (4x50MW) como una decisión fija. Además, como opción, el caso incluye la posibilidad de construir un CCGT Clase F de 302 MW en Mayagüez. La última opción no fue seleccionada por el LTCE.

Se usaron las mismas suposiciones para la simulación que se utilizaron para el Escenario 4. En la tabla 25 y figuras a continuación se muestra un resumen de los resultados obtenidos en la evaluación de este escenario.

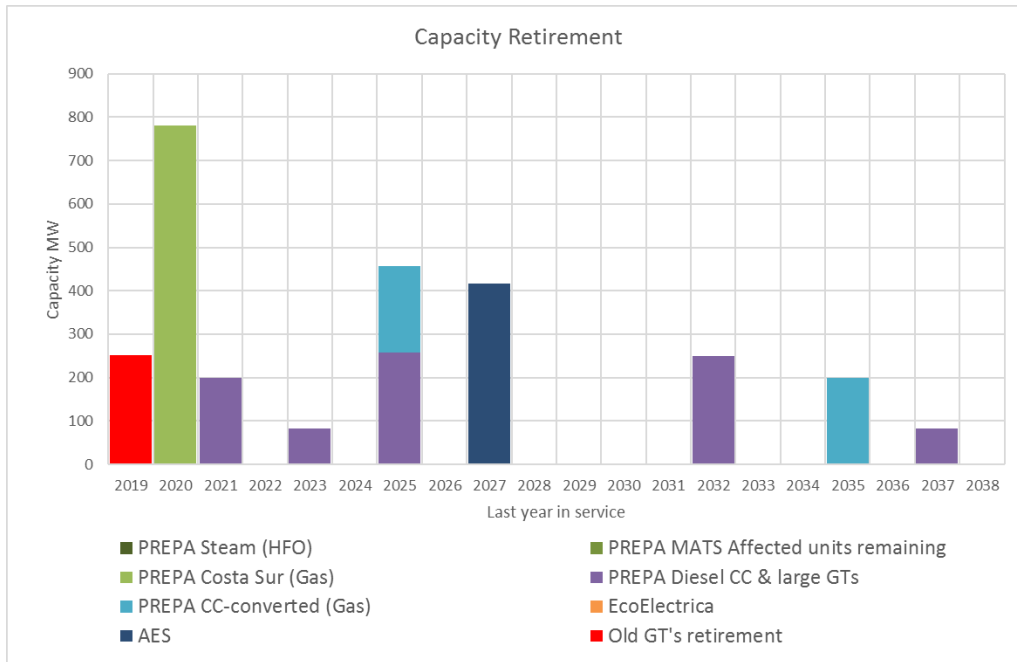
Tabla 26. Resumen de Resultados para el Escenario ESM.

Case ID	Sensitivity	Load	AURORA LTCE	F - Class Palo Seco 2025	F - Class Costa Sur 2025	San Juan 5&6 Conversion	F-Class Yabucoa 2025	Mayaguez Peker Conversion	Other	Peakers 2025 (MW)	New Solar 2025 (MW)	BESS 2025 (MW)	New Solar 2038 (MW)	BESS 2038 (MW)	Customer Owned Generation 2038 (MW)
ESM	Base	Yes	✓	EcoEléctrica Instead	✓	✓	✓	—	—	421	2,400	920	2580	1640	1176
ESM High	High	Yes	✓	EcoEléctrica Instead	✓	✓	✓	—	—	421	2,340	1040	2460	1040	1176
ESM Low	Low	Yes	✓	EcoEléctrica Instead	✓	✓	✓	—	—	421	1,920	1040	1980	1040	1176
ESMS1B	1	Base	No	✓	EcoEléctrica Instead	✓	✓	✓	—	421	2,400	920	2580	1640	1176
ESMS6B	6	Base	No	✓	EcoEléctrica Instead	✓	✓	✓	—	421	2,400	920	2580	1640	1176
ESMS5B	5	Base	No	✓	EcoEléctrica Instead	✓	✓	✓	—	421	2,400	920	2580	1640	1176

Instalaciones de Capacidad ESM

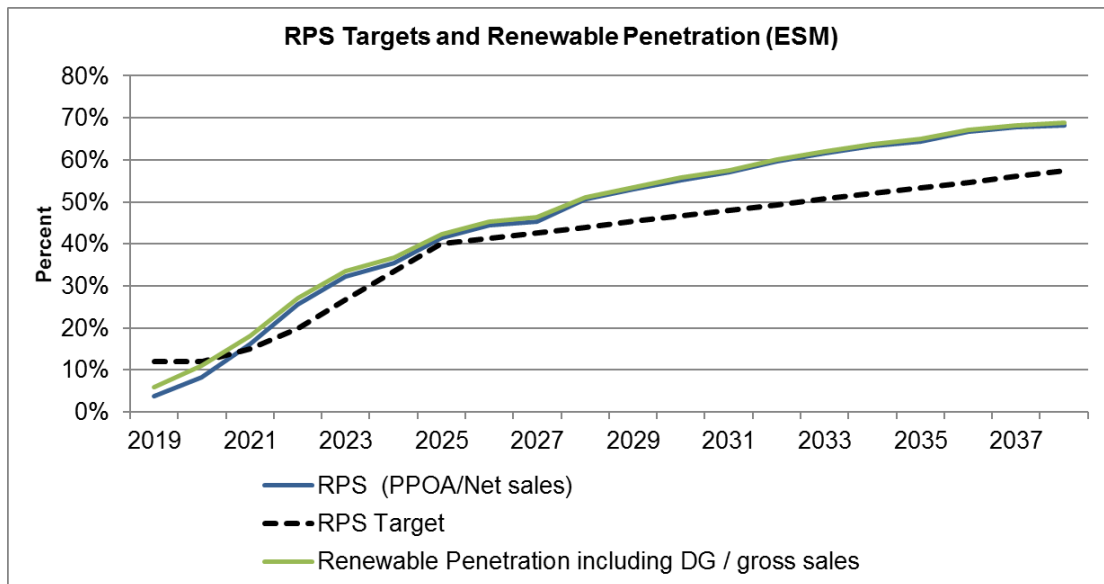


Retiros de Capacidad ESM

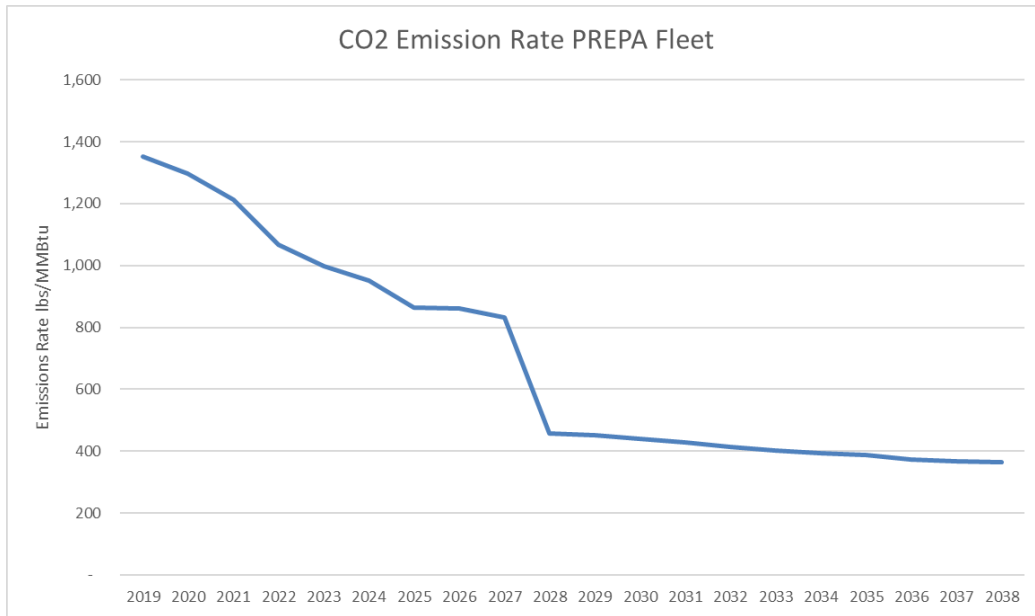


El plan cumple ampliamente con los mandatos de integración de energía renovable como se muestra en la figuras a continuación así como una drástica reducción del CO2.

Cumplimiento con normativa de cobertura de generación renovable (RPS)



Reducción de CO2 en ESM

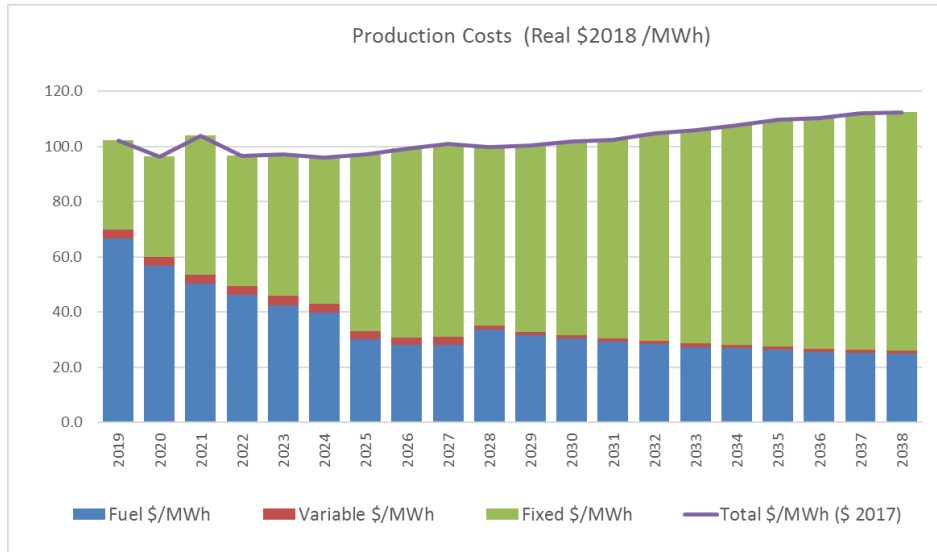


Finalmente los costos de suministro se espera que declinen de \$102.5/MWh en el 2019 a \$97.0/MWh para el 2027, antes de retiro de AES, en cuyo momento incrementan. Las tablas y figuras a continuación muestran los principales resultados de costos del caso.

Tabla 27. Resumen de Resultados para el ESM

Case ID	Scenario	Strategy	Sensitivity	Load	AURORA LTCE	NPV @ 9% 2019-2038 k\$	Average 2019-2028 2018\$/MWh	NPV Deemed Energy Not Served k\$ (1)	NPV + ENS k\$	Capital Investment Costs (\$ Millions)
ESM				Base	Yes	14,431,214	99.0	266,947	14,698,161	5,556
ESM High				High	Yes	15,254,859	97.0	465,022	15,719,880	5,585
ESM Low				Low	Yes	13,952,366	105.0	202,453	14,154,819	4,779

Costos Promedio para el ESM.



Resultados del Escenario 1

El escenario 1 es un portafolio de generación en donde se asume que no se pueden desarrollar nuevos terminales de GNL en la isla; con la excepción del proyecto en curso para suministrar la conversión de San Juan 5 y 6. Solo el gas existente en la terminal de Costa Sur LNG está disponible para suministrar la infraestructura de generación existente, pero no se puede agregar nueva generación de gas.

El escenario también considera la disponibilidad de los supuestos del caso base para los costos y de energía solar y de almacenamiento.

El escenario 1 se simuló bajo el pronóstico básico de carga alta y baja y bajo tres estrategias, la estrategia 2 (80% de la demanda descentralizada satisfecha por el caso base de los recursos locales), la estrategia 3 (50% de la demanda satisfecha con la generación local) y la estrategia 1 (sistema centralizado).

Tres sensibilidades se ejecutaron también con este escenario; Sensibilidad 1; bajo costo de generación renovable, sensibilidad 5 alto precio del gas, sensibilidad 6 alto costo de generación renovable y sensibilidad 7; no se desarrolla la conversión de San Juan 5 y 6.

En general, el escenario 1 da como resultado un plan que tiene mayores costos de producción en comparación con otros planes, incluido el escenario 4 y el ESM, pero no tanto como en las presentaciones anteriores de este PIR, ya que los niveles de generación renovable son similares. La mayor parte del aumento en los costos proviene de los mayores costos de combustible ya que el plan no permite la incorporación de nuevos CCGT y, en algunos casos, requiere el uso de Costa Sur 5 y 6 por períodos más largos.

La resiliencia a nivel de MiniRed es comparable con el Escenario 4.

El Escenario 1 tiene un peor rendimiento de costos que el ESM y el Escenario 4 debido al mayor uso de la generación para picos de carga y el mayor consumo de combustible en la flota de generación existente, particularmente en Mayagüez. En resumen, la falta de gas asumida por este escenario resulta en una mayor quema de combustibles menos limpios.

Resultados del Escenario 3

El portafolio de generación identificado como Escenario 3 Estrategia 2 (S3S2) da como resultado un plan que tiene costos de producción más bajos en comparación con el Escenario 4 y el ESM. La cartera tiene un buen equilibrio de recursos para un sistema distribuido en un nivel de Minired capaz de suministrar las cargas críticas cliente en caso de un huracán disruptivo importante.

Sin embargo, la implementación de 4,140 MW de energía solar en un sistema con una demanda máxima de 2,200 MW sería un desafío importante y podría ser difícil de lograr por razones prácticas. El funcionamiento del sistema sería un desafío con un nivel tan alto de penetración solar y su variabilidad natural, aumentando el riesgo de tener que reducir la generación de renovables en condiciones de baja carga (que anularía algunas de las economías percibidas) y ejercería tensión y dependencia en el almacenamiento de energía.

El Escenario supone costos de inversión de capital más bajos para energía solar y almacenamiento junto con una alta disponibilidad de energías renovables.

La simulación económica del caso del Escenario 3 da como resultado 4,140 MW de adiciones de PV de gran escala con 2,820 MW añadidos a partir de 2022 (el máximo disponible). Las instalaciones solares son 1,320 MW más grandes en comparación con el Escenario 4. La cantidad de adiciones de capacidad solar varía según el pronóstico de carga con 4,560 MW en un caso de alta carga y 4,080 MW en un caso de baja carga. El Plan también incluye 330 MW de energía eólica en el largo plazo, ya que los costos de capital para la energía eólica se vuelven competitivos como la energía solar fotovoltaica. En la tabla 26 se muestra un resumen de los resultados de este escenario.

Tabla 28. Resumen de Resultados para el Escenario 3.

Case ID	Scenario	Strategy	Sensitivity	Lead	AURORA LTCE	Large & Medium CCGTs and Peakers						Renewable and Storage				Customer Owned Generation 2038 (MW)	
						F - Class Palo Seco 2025	F - Class Costa Sur 2025	San Juan 5&6 Conversion	F-Class Yabucoa 2025	Mayaguez Pekar Conversion	Other	Peakers 2025 (MW)	New Solar 2025 (MW)	BESS 2025 (MW)	New Solar 2038 (MW)		BESS 2038 (MW)
S3S2B	3	2	Base	Yes	—	—	✓	✓	—	—	—	348	2,820	1320	4140	3000	1176
S3S2H	3	2	High	Yes	—	—	✓	✓	—	—	—	364	3,300	1680	4560	2600	1176
S3S2L	3	2	Low	Yes	—	—	✓	✓	—	—	—	389	3,000	1600	4080	2520	1176
S3S3B	3	3	Base	Yes	—	—	✓	✓	—	—	—	371	2,820	1280	4140	2280	1176
S3S2S5B	3	2	5	Base	No	—	✓	✓	—	—	—	348	2,820	1280	4140	2280	1176
S3S2S8B	3	2	8	Base	No	—	✓	✓	—	—	—	348	2,820	1280	4140	2280	1176

Debido a la mayor penetración renovable, existe una necesidad de 3,000 MW de baterías para almacenamiento de energía instaladas durante el período de estudio, con menos de la mitad en 2019-2025. Se instala un segundo lote de almacenamiento después del retiro de AES.

En los casos base y de alta carga solo se instalaría un CCGT grande en Costa Sur (302 MW). Para el caso de baja carga, no habría nuevos CCGT instalados.

Las unidades 5 y 6 de San Juan se convertirían a gas natural en 2019, con San Juan 5 retirado económicamente en 2033 y San Juan 6 en 2030. EcoEléctrica se retira en 2024, en línea con el Escenario 4. El plan también construye 357 MW de plantas para picos de carga.

El plan cumple con MATS después de 2024 y logra un 87% de cumplimiento de RPS para 2038 (mucho más alto que el portafolio del escenario 4) como resultado de menores costos para las energías renovables y una mayor disponibilidad.

Resultados del Escenario 5 Caso Base

El escenario 5 es un caso que permite ver como sería la expansión de la capacidad con restricciones mínimas para el desarrollo de nueva generación térmica. En línea con el enfoque de restricción mínima, el Escenario refleja la estrategia 1, es decir un desarrollo tradicional y centralizado que enfatiza la economía y la confiabilidad en un sistema integrado, sin requisitos mínimos de generación para satisfacer la demanda máxima a nivel regional.

El Escenario utiliza el caso base de costos y disponibilidad de energía solar y de almacenamiento. Además, se podría construir un ciclo combinado más grande.

El portafolio de generación identificada como Escenario 5 Estrategia 1 da como resultado un plan que tiene costos de producción más bajos en comparación con el Escenario 4, aproximadamente \$ 227.5 millones por debajo. Sin embargo, las posibles reducciones de costos podrían compensarse por completo si la red de transmisión se ve afectada por un huracán importante que coloca el sistema en operaciones de MiniRed (el sistema se segmenta en áreas). Una estimación de alto nivel del impacto muestra un costo potencial de \$ 593 millones por la energía no servida durante un mes mientras se repara el sistema de transmisión.

La simulación económica del escenario 5 da como resultado 2,580 MW de adiciones de PV de gran escala durante el período de estudio, 300 MW por debajo del plan del escenario 4. Toda la capacidad se instala hasta 2025 para cumplir con los objetivos de RPS.

En este escenario, se construyen 1,480 MW de almacenamiento de energía con baterías durante el período de estudio, principalmente hasta 2025, para apoyar las instalaciones solares.

Se instalan dos grandes CCGT de clase H en Costa Sur, uno en 2025 y el otro en 2028 (369 MW cada uno). No hay otros CCGT instalados en Bayamón, Mayagüez o Arecibo. Las necesidades máximas son similares al portafolio del escenario 4.

San Juan 5 y 6 se retirarán económicamente en 2026 y 2031 después de convertirse en gas natural en 2019, y se sugirió que una de las unidades permanezca en línea para proporcionar reserva en el área de San Juan-Bayamón, en particular en el caso de un huracán. EcoEléctrica se retira económicamente en 2024, igual que en el Escenario 4 y AES se retira a fines de 2027.

El plan cumple con MATS después de 2024 y logra un 67% de cumplimiento de RPS para 2038, por encima del mandato del 60% de RPS para 2040.

9. ADVERTENCIAS Y LIMITACIONES

A continuación, presentamos una lista de las advertencias y limitaciones del PIR:

1. El PIR evalúa el bien público más alto y la protección de los intereses de los residentes de Puerto Rico, que pueden no ser necesariamente idénticos a los intereses de la AEE si se ven desde la perspectiva de una empresa de servicios.
2. El PIR no aborda directamente la tecnología de activos específicos, la optimización de activos, la optimización del combustible, las adquisiciones, los problemas de interconexión, los nuevos contratos, la renegociación de contratos, los derechos de negociación colectiva, los detalles de los terrenos o la propiedad.
3. El PIR no establece estructuras de tarifas.
4. El PIR no aborda directamente el proceso de reestructuración de la deuda o los planes de privatización.

5. La implementación de la Ley de Transformación del Sistema Eléctrico de Puerto Rico es un proceso separado fuera del cronograma acelerado de desarrollo del PIR.
6. El PIR se realizó con amplias aportaciones de un amplio grupo de partes interesadas, incluido el público y los clientes, bajo un cronograma acelerado y en paralelo con muchas otras actividades relacionadas, pero puede no considerar o considerar parcialmente todas las externalidades que son críticas para la implementación o ejecución del Plan de Recurso Preferido.
7. En los Talleres, se descubrió que las partes interesadas generalmente preferían una estrategia basada en recursos de suministro distribuidos (Estrategia 2) en lugar de centralizados (Estrategia 1) para la situación de Puerto Rico porque proporciona una red más resiliente, ya que el suministro se encuentra más cerca a la carga. Los participantes vieron la Estrategia 3 (combinación de generación centralizada y distribuida) como un paso a corto o mediano plazo hacia la Estrategia 2. Siguiendo las preferencias de los interesados, los análisis del PIR se centraron en las Estrategias 2 y 3 y solo se ejecutó un caso con la Estrategia 1. Se observó que los recursos centralizados más grandes alineados con la Estrategia 1 generalmente proporcionan costos de energía más bajos que los recursos distribuidos, pero dependen de la confiabilidad del sistema de transmisión durante un evento importante como un huracán. Teniendo en cuenta la experiencia con los huracanes de 2017 en Puerto Rico, se seleccionó una estrategia de recursos distribuidos para proporcionar resiliencia al servicio eléctrico, a pesar de que podría resultar en costos más altos.
8. Se espera que la carga servida por la AEE disminuya significativamente en el horizonte de planificación del PIR debido a una combinación de la reducción de la carga base esperada (impulsada por la población y los cambios económicos), ganancias de eficiencia energética y recursos generación del lado de la demanda. Aunque el modelo se realizó considerando tres niveles de pronóstico de carga (Alto, Base y Bajo) y se espera que el Plan de Recursos Preferidos funcione bien en todos ellos al preservar la flexibilidad para adaptarse. Sin embargo, un cambio drástico en estos supuestos podría afectar los resultados del PIR y requerir cambios significativos en dicho plan. Por lo tanto, es importante revisar el plan PIR en el plazo de tres años establecido por la Ley 57-2014 para verificar estos supuestos.
9. Las principales fuentes de datos utilizadas para el pronóstico de carga incluyeron Moody's Analytics, el Fondo Monetario Internacional, el Banco Mundial, la Oficina del Censo de los EE. UU., La Reserva Federal de Datos Económicos de St. Louis (FRED) y la Junta de Supervisión de la Administración Federal de Puerto Rico (FOMB). En particular, Siemens utilizó datos históricos y pronosticados del FOMB para el PNB y la población para el pronóstico de carga del PIR. Siemens asumió que los datos de estas fuentes son confiables y correctos. Si, en el futuro, se descubre que estos datos o cualquier parte de ellos son incorrectos, se deberá realizar una revisión del pronóstico de carga y el modelo del PIR para corregir los resultados PIR.
10. Las reglamentaciones ambientales que Siemens y la AEE determinan que son potencialmente significativas y que se incluyen en el análisis del PIR incluyen las reglamentaciones federales sobre el aire, las reglamentaciones sobre el agua y las políticas locales que dictan objetivos para las energías renovables y alternativas. Un cambio significativo en estos supuestos podría afectar los resultados del PIR y requerir cambios en dicho plan. Por lo tanto, es importante revisar el plan PIR en el plazo de tres años establecido por la Ley 57-2014 para verificar estos supuestos.
11. Las tecnologías de generación convencionales (CCGT, GT, RICE, etc.) incluidas en el PIR se consideran representativas y se seleccionan para fines de modelado. Hay múltiples desarrolladores que pueden proporcionar equipos equivalentes y los hallazgos en el PIR no deben considerarse prescriptivos de un diseño de generación en particular.

- Esta selección de tecnologías fue el resultado del análisis de Siemens de los recursos disponibles de nueva generación que permiten flexibilidad y confiabilidad del sistema, incluida la integración de grandes bloques de capacidad renovable, principalmente solar.
12. La ubicación de la generación de picos depende de las necesidades de soporte local, que a su vez dependen de la generación y la carga disponibles. Si hay cambios con respecto a los supuestos en este documento, la AEE debe tener la flexibilidad para ajustar y volver a implementar estas unidades.
 13. El PIR considera que toda nueva generación renovable tendrá precios de mercado ajustados a las condiciones de Puerto Rico. Esto implica que todos los contratos preexistentes asociados con proyectos que no han comenzado la construcción se anulan y se avanzan nuevos procesos de RFP completamente competitivos. Para los proyectos en operación o pre-operación, Siemens asumió condiciones de precio fijo basadas en los precios de los contratos actuales. Si no se logran estos precios marcados para la nueva generación, los planes LTCE se ven directamente afectados, lo que probablemente resulte en una integración mucho menor de las energías renovables con el sistema.
 14. El PIR asume una línea de tiempo acelerada para proyectos solares y de almacenamiento, suponiendo una vía rápida de permisos, presentación adecuada del diseño del proyecto para su evaluación por la AEE, y asegurando el terreno para la línea e instalaciones de interconexión. Además de los eventos imprevistos que podrían retrasar estas tareas, esta línea de tiempo podría retrasarse debido a limitaciones en la cantidad de instalaciones anuales que pueden llevarse a cabo efectivamente en paralelo manteniendo el funcionamiento continuo del sistema de energía.
 15. En el caso del almacenamiento a escala de servicios públicos, se observa que la cantidad recomendada en el PIR es mucho mayor que la capacidad total instalada actualmente en todo Estados Unidos. Esto representa una instalación nunca antes realizada en una red eléctrica, especialmente ni en un sistema aislado como el de Puerto Rico. Por lo tanto, se prevé que los primeros proyectos de almacenamiento tomarán más tiempo para desarrollarse e integrarse con el sistema de energía, ya que serán los proyectos piloto de almacenamiento muy grande en Puerto Rico. En particular, la curva de aprendizaje se definirá con aquellos proyectos que deben desarrollarse manteniendo la confiabilidad y la continuidad del servicio en Puerto Rico.
 16. Para mantener la confiabilidad del sistema, la AEE no debe encargarse ni permitir la interconexión de proyectos de energía solar fotovoltaica o eólica a la red hasta que el componente de almacenamiento de energía correspondiente se comisione e interconecte de acuerdo con los requisitos técnicos de almacenamiento de energía. Los proyectos de energía solar fotovoltaica seguirán cumpliendo con los MTR relacionados con el recorrido de frecuencia, el recorrido de voltaje, la capacidad de potencia reactiva y la regulación de voltaje, además de su total cumplimiento con los requisitos de regulación de frecuencia y respuesta de frecuencia que deben cumplirse mediante almacenamiento de energía separado o integrado. Se espera que este enfoque fomente la competencia y la innovación y, al mismo tiempo, garantice que la regulación requerida y el cambio de energía estarán disponibles para la integración fotovoltaica antes de su interconexión.
 17. El PIR recomienda la retirada de la flota generadora de vapor existente en diferentes momentos, incluidas las unidades Aguirre 1 y 2 en 2019. Sin embargo, estas recomendaciones se basan en otros desarrollos de requisitos previos que incluyen la reducción prevista de la carga, los niveles asumidos de confiabilidad del resto de la flota existente al momento del retiro y la puesta en servicio de los recursos de nueva generación. Es probable que las fechas de puesta en servicio del PIR formuladas el año pasado no ocurran y es de esperar que los retiros de unidades planificados presentados

en este documento se pospongan correspondientemente. Además, el retiro de las unidades generadoras existentes solo debe implementarse después de que se hayan cumplido todos los requisitos previos anteriores, en particular que todos los recursos nuevos estén totalmente operativos y que las unidades planificadas para el retiro no sean necesarias para la operación confiable del sistema.

18. El PIR se basa en ciertas suposiciones con respecto al rendimiento técnico esperado y las estimaciones de costos de capital para los recursos de generación, incluidos los recursos térmicos y la terminal de GNL que, si bien se consideran razonables, podrían tener un impacto importante en la implementación si ocurrieran desviaciones materiales. La mayoría de los proyectos recomendados se encuentran en etapas muy preliminares de formulación del alcance y, como tales, tienen un alto grado de incertidumbre asociada con las estimaciones. Además, la AEE puede recomendar cambiar estos elementos de acción en años futuros si el consumo de energía del cliente o las respuestas del proveedor a las solicitudes difieren sustancialmente de las anticipadas y descritas en este PIR.
19. Las sensibilidades sobre el precio del combustible se llevaron a cabo como parte de este PIR. Sin embargo, este aspecto puede tener un impacto importante en el desempeño de los planes recomendados y debe ser monitoreado como parte de las revisiones de este plan.
20. Las fechas de instalación proporcionadas para el equipo están en función de supuestos múltiples, incluidos los tiempos de permisos, ingeniería y construcción. Para aquellos casos en que el equipo se compromete por la entrada supuesta más temprana, las fechas deben leerse como la fecha informada o anterior.
21. El proceso del FOMB bajo la Sección 503 de PROMESA es un proceso separado fuera del cronograma acelerado del desarrollo del PIR.
22. Se asumió que toda la nueva generación distribuida conectada al sistema cumple y debe cumplir con el nuevo estándar IEEE 1547-2.
23. El PIR es una herramienta de planificación que se utilizará como guía para el desarrollo de recursos futuros en Puerto Rico y puede no tener todos los detalles necesarios para la emisión, contratación e implementación de RFP.
24. El PIR no es un plan maestro de distribución que requeriría un nivel de esfuerzo similar al desarrollo de este PIR. Por lo tanto, las inversiones en distribución se consideran a un nivel representativo muy alto.

10. PLAN DE ACCION

Esta Parte resume las acciones recomendadas al Negociado de Energía a aprobar y que la AEE debe emprender en el período de 2019 a 2023 para implementar el Plan Preferido identificado en el PIR (Plan de Acción). Los planes de acción para los primeros cinco años de este PIR son los más importantes porque sientan las bases para el futuro del sistema eléctrico de Puerto Rico, que crea opciones para la AEE a medida que las incertidumbres se resuelven con el tiempo.

Este plan describe un ambicioso programa de inversión y reestructuración de todo el sistema de servicios públicos de la AEE para preparar mejor a la isla para resistir y recuperarse de eventos climáticos futuros reduciendo la interrupción del servicio y posicionar la isla para adaptarse a los cambios futuros a las condiciones económicas y requisitos de energía de la isla. El Plan de Acción se divide en tres subsecciones para:

1. **Suministro Renovable** - incluidas las nuevas incorporaciones de generación de energía solar fotovoltaica, almacenamiento de energía, generación de gas natural e

infraestructura de suministro, y la retirada o conversión de toda la generación existente de carbón y fuelóleo pesado.

2. **Creación de una red resiliente** – incluye cambios en el sistema de transmisión y distribución para respaldar la mayor resistencia, incluidas las operaciones de mini red y micro red.
3. **Involucrando al cliente** - incluyendo cambios en el sistema para apoyar la incorporación de PV en techos y los programas recomendados de eficiencia energética y respuesta a la demanda.

La AEE actualmente planea solicitar ofertas de los proveedores de PPOA, contratos de arrendamiento de instalaciones o estructuras comerciales similares donde los postores diseñarían, construirían y financiarían, o diseñarían, construirían, financiarían, operarían y mantendrían los proyectos y venderían energía o el uso del proyecto para AEE. Los costos de capital estimados proporcionan una indicación de la magnitud de las inversiones que serían financiadas por proveedores potenciales. Los costos de financiamiento del proveedor se pagarían a través de los ingresos de un PPOA u otro acuerdo comercial y, en última instancia, se convertirían en parte de los gastos operativos de la AEE, en lugar de los gastos de capital de la AEE.

Las recomendaciones fundamentales de este PIR son a) integrar la cantidad máxima de generación renovable que es práctica para interconectarse en los primeros cuatro años del período de planificación, b) agregar recursos distribuidos y fortalecer la red de transmisión y distribución para que pueda segregarse en ocho islas eléctricas en gran medida autosuficientes (Miniredes), c) aumentar la eficiencia energética y la respuesta a la demanda y d) retirar unidades obsoletas de petróleo y modernizar la flota de generación con turbinas de gas alimentadas con GNL. Estos cambios son esenciales para mitigar, gestionar y permitir la recuperación oportuna de una gran tormenta, al tiempo que se cambia la generación tradicional de fuelóleo pesado y combustibles destilados a energías renovables y gas natural más limpio. Las recomendaciones fundamentales de este PIR proporcionan resistencia al sistema, tarifas eléctricas más bajas, crean asociaciones con el cliente y mejoran la sostenibilidad.

Suministro Renovable

El plan ESM fue seleccionado como el recomendado, ya que representa una opción práctica y de bajo costo que proporciona el alto nivel de contribución de energía renovable y mejora significativamente la capacidad de recuperación del sistema. Los planes de acción incluyen recursos de nueva generación e infraestructura de combustible, modificaciones a los recursos existentes y modificaciones recomendadas al PPOA existente con EcoEléctrica. Además, la sección incluye una discusión de las actividades recomendadas asociadas con las adiciones de generación e infraestructura de combustible a Yabucoa y Mayagüez que proporcionan al plan ESM una cobertura adicional contra las incertidumbres. Todas las adiciones de nueva generación se solicitarán como PPOA.

A continuación, un resumen de las principales acciones de este plan:

Instalación de 1800 MW de generación solar fotovoltaica (PV)

La AEE planea instalar hasta 1800 MW de energía solar fotovoltaica en los primeros 5 años del plan (2019 a 2023). Se emitirán RFP para bloques de aproximadamente 250 MW de energía solar fotovoltaica y el almacenamiento asociado. Se espera que las respuestas a cada bloque de RFP incluyan múltiples proyectos de capacidad variable.

La urgencia de agregar tanta energía fotovoltaica como sea práctica está impulsada por la necesidad de proporcionar energía distribuida a las cargas críticas y prioritarias en las MiniRedes lo antes posible, la economía de la energía fotovoltaica versus a la generación fósil existente, el vencimiento pendiente del impuesto federal a los créditos de inversión y el requisito de cumplir con la Ley 17-2019. La AEE planea solicitar los proyectos de energía solar fotovoltaica como PPOA y puede solicitar opciones comerciales alternativas adicionales. Además, la AEE planea considerar la posibilidad de solicitar la energía solar fotovoltaica como un proyecto independiente, la energía solar fotovoltaica más almacenamiento en una oferta combinada y almacenamiento como una oferta independiente.

Las adiciones anuales de PV del plan ESM se muestran en la tabla 29 a continuación. Estos valores deben considerarse un objetivo que podría lograrse con procesos de adquisición optimizados y capacidades mejoradas, ya sea con recursos adicionales de la AEE o con el nuevo concesionario. Los permisos acelerados y el respaldo financiero de los PPOA desempeñarán un papel fundamental.

Tabla 29. Adiciones de Plantas Solares PV en Escenario ESM.

	2019	2020	2021	2022	2023
Solar PV Additions (MW)	0	300	480	600	420
Cumulative Additions (MW)	-	300	780	1380	1800
Capital Expenditures (\$M)	-	\$452	\$686	\$848	\$586

Instalación de 920 MW de almacenamiento de energía con baterías (BESS)

La AEE planea instalar 920 MW de BESS en los próximos cinco años. Las cantidades de BESS que se instalarán se correlacionan con la capacidad de la instalación fotovoltaica solar y los recursos necesarios para las MiniRedes. Las adiciones de BESS planificadas se dividen entre 200 MW con capacidad de almacenamiento de 2 horas, 680 MW con capacidad de almacenamiento de 4 horas y 400 MW con una capacidad de almacenamiento de 6 horas. Se emitirán RFP para bloques de BESS de aproximadamente 150 a 200 MW. En la tabla 30 se muestra el plan de adiciones de sistemas BESS bajo el escenario ESM.

Tabla 30. Adiciones de BESS en Escenario ESM.

	2019	2020	2021	2022	2023
BESS Additions (MW)	40	200	480	80	0
Cumulative Additions (MW)	40	240	840	920	920
Capital Expenditures (\$M)	\$49	\$211	\$594	\$74	-

Modificación y retiro de recursos existentes

Las acciones de este plan se resumen en:

- Conversión del Ciclo Combinado San Juan 5 & 6 (2x200 MW) a Gas Natural.
- Renegociación y extensión del contrato con EcoEléctrica
- Conversión de las plantas San Juan, Aguirre 1 & 2 y Palo Seco 3 & 4 a Condensadores Sincrónicos.

Retiro de Unidades de Generación

En el ESM, los siguientes retiros de unidades se identifican como posibles en los primeros cinco años del plan, sujeto a la disponibilidad de los recursos de nueva generación y a la realización de los otros supuestos en el plan de expansión de capacidad.

Debe destacarse que el PIR identificó que los retiros económicos que se muestran a continuación se basan en varios desarrollos de requisitos previos que incluyen la reducción prevista de la carga, los niveles asumidos de confiabilidad de la flota existente que permanece en línea hasta su retiro planificado y la puesta en servicio oportuna de los recursos de nueva generación. Además, hasta que los recursos de nueva generación estén disponibles, la AEE deberá mantener unidades clave para garantizar la disponibilidad y la confiabilidad. En la tabla 31 se muestra un resumen del plan de retiro de unidades de generación.

Tabla 31. Plan de Retiro de Unidades de Generación.

Unidad	Ultimo año de Servicio
Frame 5 para Picos	2019 a 2021
Aguirre ST 1&2	2019
Costa Sur 5&6	2020
San Juan 7	2023
San Juan 8	2021

Instalación de nuevos recursos de Generación

Las acciones de este plan se resumen en:

- Instalación del Ciclo Combinado Costa Sur (302 MW Clase F)

En todos los casos, incluido el ESM, a menos que el contrato con EcoEléctrica se renegocie y extienda con éxito, se recomienda reemplazar el suministro de EcoEléctrica por un nuevo CCGT de 302 MW alimentado con gas natural en Costa Sur. Sin embargo, el PPOA EcoEléctrica está programado para expirar en 2022 y se estima que lo más pronto que un CCGT podría estar en servicio en Costa Sur es enero de 2025. Por lo tanto, para preservar la fecha potencial de operación más temprana para el CCGT, la AEE debe comenzar de inmediato y proceder con las actividades preliminares para desarrollar el CCGT en paralelo con los esfuerzos para renegociar el contrato con EcoEléctrica. Si la renegociación con EcoEléctrica es exitosa, la necesidad de esta unidad se reevaluará en función del crecimiento de la carga y el progreso de los otros proyectos de desarrollo de generación.

- Instalación del Turbinas Móviles a Gas para picos de carga (18x23 MW)

El plan de ESM requiere la instalación de 18 turbinas móviles, de 23 MW aproximadamente cada uno, distribuidos en cinco ubicaciones diferentes de la isla con preferencia para aquellas ubicaciones donde se encuentran actualmente las unidades Frame 5 de 21 MW que serán retiradas. Estas nuevas unidades serán capaces de quemar gas natural en contenedores entregados por camión con tanque en el sitio. Se requiere que las unidades proporcionen una generación distribuida confiable para servir cargas críticas y prioritarias dentro de las MiniRedes. Las dos unidades adicionales recomendadas con el caso de ESM proporcionarán a la AEE una

mayor flexibilidad para mover las unidades a otras MiniRedes si es necesario (estas últimas deban ser móviles). En la tabla 32 se muestra la ubicación propuesta de las turbinas móviles para picos de carga.

Tabla 32. Ubicación de Plantas GT 23 MW.

Ubicación	Número de Unidades
Jobos	2
Mayagüez North	4
Carolina (Daguao)	5
Caguas (Yabucoa)	5
Cayey	2
Total	18

Nueva estructura de Gas Natural

- Terminal terrestre de GNL en San Juan

Esta nueva terminal de GNL se recomienda como una opción preferida para suministrar grandes cantidades de gas natural a las plantas de San Juan y Palo Seco. El proyecto proporcionaría una instalación de almacenamiento y vaporización de GNL en tierra cerca de la planta de San Juan y una tubería de gas natural desde San Juan hasta la planta de Palo Seco.

Adiciones para preservar opciones e incertidumbres de cobertura

Siemens recomienda que ciertos elementos del plan de ESM sirvan de protección contra las incertidumbres. Los proyectos descritos a continuación para nueva infraestructura de GNL, adiciones de generación y conversiones de combustible en Yabucoa y Mayagüez son parte de la cartera de LTCE para el ESM. Estos proyectos dependerán del crecimiento de la carga o el retraso o modificaciones a otros proyectos de generación. La intención sería proceder solo con los permisos preliminares y la ingeniería para este proyecto y luego reevaluar su necesidad, antes de hacer compromisos contractuales importantes para la compra o construcción de equipos. A continuación, la descripción de estos proyectos:

- Terminal flotante GNL en Yabucoa y CCGT Yabucoa (302 MW Clase F)

La adición de una terminal de GNL en Yabucoa, y el CCGT de 302 MW asociado es parte del ESM. La operación comercial planificada de la terminal y el CCGT está prevista para enero de 2025. Sin embargo, para cumplir con esta fecha de operación, el proyecto debería comenzar de inmediato.

- Terminal flotante GNL en Mayagüez, conversión a GNL los generadores de pico (4x50 MW) y construcción de CCGT (302 MW Clase F)

La adición de una terminal de GNL en Mayagüez y la conversión asociada de las unidades para picos de carga existentes a gas natural se encuentra en los casos de ESM. La fecha de operación comercial recomendada para el caso base de ESM es enero de 2023 para la infraestructura de GNL y las conversaciones de los generadores picos. También se consideró un nuevo CCGT de 302 MW para este sitio como una alternativa a los otros grandes proyectos de CCGT que tienen una fecha de operación comercial de enero de 2025.

Resumen del Cronograma de Proyectos.

En la tabla 33 se muestra un cronograma resumido de los proyectos discutidos anteriormente. La tabla presenta los proyectos de construcción para la generación, los condensadores síncronos de baterías y la infraestructura de gas natural. Los nuevos proyectos incluyen los dos proyectos CCGT, en Costa Sur y Mayagüez para los cuales Siemens recomienda que continúen las actividades preliminares de ingeniería y permisos, pero su potencial necesidad debe ser reevaluada antes de cualquier compromiso de construcción o adquisición de equipos. Las adiciones de proyectos Solares y de Baterías se indican en los cronogramas dado que múltiples proyectos ocurrirán al mismo tiempo, el EPC ocurrirá en algunos proyectos mientras que otros todavía estarán en la fase preliminar de permisos e ingeniería. Finalmente, los retiros esperados también se muestran en el calendario. Como se discutió al principio de este informe, las fechas de retiro reales pueden cambiar si alguno de los proyectos de nueva generación se retrasa o si otras circunstancias dictan la necesidad de continuar con las unidades.

Tabla 33. Cronograma Resumido

Unit	2019				2020				2021				2022				2023				2024				2025							
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4				
Solar Photovoltaics	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█
Battery Energy Storage	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█
San Juan 5 & 6 Conversion	█	█																														
Mayagüez 1-4 Conversion	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█																				
San Juan 9 Sync. Cond. Conversion													█	█																		
San Juan 10 Sync. Cond. Conversion																	█	█														
Palo Seco CCGT	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█
Costa Sur CCGT - Hedge	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█
Yabucoa CCGT	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█
Mayagüez CCGT - Hedge	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█
Mobile GT	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█
San Juan Land-Based LNG	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█
Yabucoa Ship-Based LNG	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█
Mayagüez Ship-Based LNG	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█
Frame 5 Peaker Retirements			█	█	█	█	█	█																								
Aguirre ST 1 & 2 Retirement			█																													
Palo Seco ST 3 & 4 Retirement																													█	█		
San Juan 6 Retirement																													█	█		
San Juan 7 Retirement																																
San Juan 8 Retirement																																
Costa Sur 5 & 6 Retirement																																
Aguirre CCGT 2 Retirement																																

- █ Developing, Preliminary Engineering, Permitting, Financing
- █ Engineering, Procurement and Construction (EPC)
- █ Engineering, Procurement and Construction (EPC) which will only proceed if needed
- █ █ Developing, Permitting, Financing and EPC Occuring Simultaneously on Multiple Projects
- █ Retirements

Resumen de Gastos de Capital

En la tabla 34 se muestra un resumen de los gastos de capital estimados.

Tabla 34. Resumen de Gastos de Capital.

Project	2019	2020	2021	2022	2023
Solar Photovoltaics	-	\$452	\$686	\$848	\$586
Battery Energy Storage	\$49	\$211	\$594	\$74	-
San Juan 10 Sync. Cond.	-	-	-	\$9	-
San Juan 9 Sync. Cond.	-	-	-	-	\$9
Palo Seco CCGT	-	-	-	-	-
Costa Sur CCGT	-	-	-	-	-
Mobile GTs	-	-	\$433	-	-
San Juan Land-Based LNG	-	-	-	-	-
Yabucoa Ship-Based LNG	-	-	-	-	-
Yabucoa CCGT	-	-	-	-	-
Mayagüez Ship-Based LNG	-	-	-	-	-
Mayagüez Peaker Gas Conversion	-	-	-	-	-
Mayagüez CCGT	-	-	-	-	-
Total	\$49	\$663	\$1,713	\$931	\$595
Total for all Projects 2019 to 2023	\$3,951				

Permisos y Actividades Regulatorias

Este PIR requiere que todos los principales gastos y compromisos contractuales a los que se hace referencia en este documento sean aprobados por el PREB.

Además, el plan de acción descrito anteriormente requerirá una gran cantidad de aprobaciones adicionales del gobierno de Puerto Rico y las agencias del gobierno federal. La aprobación incluye permisos de uso de aire, agua y tierra asociados con el diseño, construcción y operación de los proyectos de generación. Una lista parcial de permisos probables asociados con los nuevos recursos y la infraestructura de gas incluyen:

- Revisión de EPA y EQB para permisos de emisiones a la atmósfera.
- Sistema Nacional de Eliminación de Descargas de Contaminantes de la EPA (NPDES) para permisos de agua.
- Certificación de calidad del agua EQB.
- Evaluación Ambiental (EA) o Declaración de Impacto Ambiental (EIS) revisada por varias agencias federales y de Puerto Rico.
- Permisos de construcción de la Oficina de Administración de Permisos de Puerto Rico (OGPe).

Si bien la AEE deberá respaldar estas solicitudes y permisos para todos los proyectos enumerados, la AEE espera que los oferentes del proyecto proporcionen la gran mayoría del trabajo y los gastos asociados con los permisos requeridos.

Creación de una red resistente

La arquitectura Minired es la base para el futuro del sistema eléctrico de Puerto Rico. Las recomendaciones contenidas en esta sección trabajan juntas sinérgicamente. El sistema debe entenderse primero desde la red, con los recursos de oferta y demanda análogos integrados en cada Minired.

La AEE ha identificado una lista exhaustiva de proyectos relacionados con el sistema de transmisión para que las instalaciones de transmisión existentes cumplan con los estándares actuales, así como el nuevo refuerzo de la construcción y la infraestructura de líneas de transmisión (cables subterráneos) y subestaciones de transmisión para las operaciones de

Minired. Esto forma una gran cartera de inversiones de capital de transmisión para las cuales es esencial un plan de implementación priorizado y un cronograma estimado. En las tablas 35 y 36 se muestran los costos estimados para adecuar las redes de transmisión en 115 y 38 kV por orden de prioridad.

Tabla 35. Inversión para creación de Miniredes en 115 kV (Millones \$).

	Priority 1	Priority 2	Priority 3	Priority 4	Priority 5
Technical Justification	2020-2022	2023-2024	2025-2026	2027	2028
Interconnection of Critical Loads	87.9	31.7	36.0	0.0	0.0
Interconnection of Minigrids	66.8	0.0	6.8	0.0	0.0
Minigrid Backbone Extensions	70.4	0.0	0.0	0.0	0.0
Minigrid Main Backbone	1615.7	220.2	59.1	101.9	70.3
Existing Infrastructure Hardening for Reliability -	80.9	31.5	100.3	20.8	11.1
Aging Infrastructure Replacement-MG	126.0	38.8	11.3	15.5	5.0
Total	2047.7	322.2	213.5	138.3	86.4

Tabla 36. Inversión para creación de MiniRedes en 38 kV (Millones \$).

	Priority 1	Priority 2	Priority 3	Priority 4	Priority 5
Technical Justification	2020-2022	2023-2024	2025-2026	2027	2028
Interconnection of Critical Loads	1678.5	413.1	212.8	75.3	33.1
Interconnection of Minigrids	24.7	20.9	9.7	0.0	13.6
Minigrid Backbone Extensions	38.9	49.0	18.9	28.5	0.0
Minigrid Main Backbone	28.7	0.0	6.9	0.0	0.0
Existing Infrastructure Hardening for Reliability -	49.9	136.4	64.3	101.3	42.4
Total	1820.6	619.4	312.6	205.1	89.2

Los proyectos se centran principalmente en permitir que el sistema de transmisión de la AEE funcione como MiniRedes múltiples durante o poco después de un evento importante, y antes de que la infraestructura se pueda restaurar a las operaciones integradas del sistema.

Hay algunos proyectos en la categoría de fortalecimiento de infraestructura existente y reemplazo de infraestructura obsoleta que están relacionados con la operación confiable de MiniRedes. La mayoría de los proyectos de subestaciones de transmisión están relacionados con la conversión de las subestaciones existentes en subestaciones con aislamiento de gas. En la tabla 37 se muestra el estimado de la inversión requerida para estos proyectos.

Tabla 37. Inversión en incremento de Confiabilidad de la Transmisión. (Millones \$).

	Priority 1	Priority 2	Priority 3	Priority 4	Priority 5
Technical Justification	2020-2021	2022-2023	2024-2025	2026-2027	2028
Aging Infrastructure Replacement	28.8	0.0	0.0	0.0	0.0
Existing Infrastructure Hardening for Reliability	354.4	408.1	359.8	448.6	279.8
Total	383.1	408.1	359.8	448.6	279.8

El plan de acción descrito anteriormente requerirá una gran cantidad de aprobaciones adicionales de las autoridades y agencias del gobierno federal de Puerto Rico.

Si bien la AEE deberá respaldar estas solicitudes y permisos para todos los proyectos enumerados, la AEE espera que los oferentes del proyecto proporcionen la gran mayoría del trabajo y los gastos asociados con cualquier actividad de permisos requerida.

Involucrar al cliente

El involucrar a los clientes es crítico para la operación futura del sistema energético de Puerto Rico. Las mejoras en el sistema de distribución y la aceleración equivalente de la eficiencia energética y la respuesta a la demanda permitirán a los clientes desempeñar un papel significativo en la red eléctrica de Puerto Rico.

Las inversiones en el sistema de distribución están diseñadas para lograr los siguientes objetivos:

- Asegurar la resiliencia del suministro al cliente final a un nivel consistente con las mejoras realizadas en los sistemas de generación y transmisión para la formación de MiniRedes y con un enfoque inicial en Cargas Críticas y Prioritarias.
- Apoyar la integración de recursos energéticos distribuidos y, en particular, solar en los techos.

Para lograr estos objetivos, Siemens, con la colaboración de la AEE, evaluó los tipos de carga (Crítica, Prioritaria o Equilibrada) atendidos por cada uno de los alimentadores en el sistema y creó un índice de conversión de prioridad basado en la importancia de la carga servida y la condición de los activos que sirven a la carga.

Con el procedimiento anterior, se identificaron las subestaciones con aislamiento aéreo que deberían actualizarse a aislamiento encapsulado en gas (GIS) para garantizar su supervivencia ante un huracán mayor y que fueran atendidas por subestaciones de transmisión que iban a actualizarse, o que ya tienen un nivel adecuado de confiabilidad y no necesitan ninguna actualización. Además, Siemens coordinó el momento de la actualización en los niveles de transmisión y distribución para que los proyectos se realizaran en paralelo tanto como sea posible. Finalmente, en la conversión a GIS, se dio prioridad a aquellas subestaciones con voltajes inferiores a 13,2 kV, ya que el sistema debería normalizarse a ese voltaje y existe una fuerte correlación de la infraestructura obsoleta, particularmente aquellas con el voltaje más bajo del sistema de distribución primaria de 4,16 kV.

Para los alimentadores, se siguió un procedimiento similar al de las subestaciones, y en este caso, se identificaron los alimentadores que, dada la importancia de la carga servida, deberían reconstruir sus tramos principales (también llamados troncales) de conductores aéreos a cables subterráneos. Como antes, se dio prioridad a los alimentadores con voltajes inferiores a 13,2 kV y que estaban asociados a subestaciones que iban a actualizarse a GIS o que ya tenían niveles adecuados de confiabilidad.

Para la incorporación de sistemas fotovoltaicos (PV), Siemens realizó una estimación de alto nivel del posible impacto del crecimiento fotovoltaico en techos proyectado en los próximos cinco años de manera conservadora, suponiendo que ocurra en los alimentadores donde ya hay instalaciones. Este análisis identificó aquellos alimentadores donde es posible que haya problemas de regulación de voltaje, sobrecargas localizadas o el riesgo de flujos de energía inversa al sistema de transmisión. Con este enfoque, identificamos un grupo de alimentadores de 4,16 kV que son fuertes candidatos para actualizar a 13,2 kV. En la tabla 38 se muestra un resumen de las inversiones, por orden de prioridad, requeridas en la red de distribución.

Tabla 38. Inversiones en Distribución (Millones \$).

	Priority 1	Priority 2	Priority 3	Priority 4	
	2020 -2022	2023-2024	2025	2026	Total
Substations GIS	81.17	52.40	21.94	21.67	177.17
Feeder	367.89	214.59	118.93	32.90	734.31
Total	449.06	266.99	140.86	54.57	911.48

El plan de acción descrito anteriormente requerirá una gran cantidad de aprobaciones adicionales de las autoridades y agencias del gobierno federal de Puerto Rico. Se espera que sean similares a los de transmisión, aunque de menor alcance y plazos más rápidos. El principal desafío para la distribución será la programación de múltiples proyectos y la coordinación con la transmisión.

La eficiencia energética es siempre el recurso de menor costo y la menor demanda a un costo mucho menor que el nuevo suministro y la transmisión y distribución asociadas. El plan de acción exige establecer la Eficiencia Energética (EE) y con el objetivo de reducir la demanda en valores que se aproximen al 2% por año. La eficiencia energética puede agregar más de 600 GWh de demanda reducida para el 2025.

La respuesta a la demanda respalda los objetivos de confiabilidad y resiliencia al asociarse con el cliente para aprovechar su flexibilidad operativa inherente. Los programas de respuesta a la demanda se vuelven cada vez más importantes a medida que aumenta la penetración de renovables. El plan de acción requiere el establecimiento de programas de respuesta a la demanda (DR) con un objetivo de más de 60 MW de flexibilidad para el sistema para 2025. Se debe reforzar el sistema de distribución y permitir el flujo bidireccional de energía y proporcionar regulación de voltaje y control de parpadeo para facilitar el alto penetración de energía distribuida, según lo previsto en este PIR.