

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

NEPR

Received:

Sep 28, 2023

1:10 PM

IN RE:

Case No.: NEPR-AP-2020-0025

**PERFORMANCE TARGETS FOR
LUMA ENERGY SERVCO, LLC.**

CIAPR Amicus Brief

AMICUS CURIAE

COMES now, Puerto Rico College of Engineers and Land Surveyors ("CIAPR"), through the undersigned attorney, and respectfully states and requests the following:

1. As per Resolution dated December 23, 2020, the Puerto Rico Energy Bureau (PREB), initiated an adjudicate proceeding to evaluate and establish the performance incentive mechanisms and corresponding targets to be applicable to Luma Energy, LLC and Luma Energy ServCo, LLC (collectively "LUMA").
2. CIAPR respectfully submits its Amicus Curiae regarding these metrics for the consideration of the Puerto Rico Energy Bureau.

Introduction:

The operation of the electrical power system of Puerto Rico requires optimizing the operation of the power plants to meet the electricity demand while minimizing the cost of producing electricity. This process is known as the economic dispatch of the power units and involves determining the most cost-effective way to allocate the output levels of different power units, considering

factors such as fuel costs, power plant efficiencies, operational constraints, and environmental considerations. In other words, economic dispatch is the optimization of the power plants by deciding which power plants should be in operation and how much electricity each plant should produce to keep costs as low as possible while complying with supplying the demand for the electricity to the homes, businesses, and industries in Puerto Rico.

The economic dispatch must also take into account the unit commitment, to determine the optimal schedule for starting up, shutting down, and operating power generation units over a specified time horizon to meet forecasted electricity demand while considering various constraints and objectives. The goal of unit commitment is to find the optimal schedule that minimizes the total cost of generating electricity while ensuring that supply reliably matches demand and adheres to all operational and environmental constraints. Some examples of operational and environmental constraints are a unit out of service, a fault on a 230kV or 115 kV transmission line or a power unit whose production is limited to reduce emissions to comply with the Environmental Protection Agency (EPA) regulations.

At the end, the energy cost depends on factors such as the efficiency of the generation unit, the cost of the fuel used, and the economic dispatch (assigning generation levels for each unit). The generation units' efficiency is driven by the respective unit's design and condition, which is not under the Transmission and Distribution (T&D) operator's control. The fuel cost depends on the market conditions. However, the T&D Operator, LUMA Energy, field of action and responsibility is related to Generating Units Allocation based on the availability of generation units, the economic dispatch (optimal MW level) and the T&D system conditions that allow the implementation of the optimal dispatch. The allocation of the generation units, the economic dispatch and the T&D system conditions are the responsibility of the T&D operator.

To summarize, the economic dispatch combined with the unit commitment process is used to calculate the cost of producing the electrical energy provided to the customers. Deviations from the premises used to run the economic dispatch and the unit commitment will have an impact on the costs the customers pay for the electricity. As an example, these deviations can be a transmission line or a power generation unit out of service. If a generation unit that uses a lower cost fuel is out of service, or a generation unit that has a much higher fuel cost runs more time than originally scheduled, or the power produced by the lower production cost generation unit is limited due to an out of service transmission line, the cost of producing electricity will increase. The impact on energy production cost of the deviations from an optimal economic dispatch and unit commitment will be paid by the ultimate customers through the fuel and purchase power riders in the electricity bills. This means that all the savings product of the economic dispatch of the generating units as well as inefficiencies are passed directly to the clients.

At the Energy Control Center located in La Torre Building in Monacillos there are software tools available to perform the calculations and process described in the previous paragraphs. For example, the Automatic Generation Control (AGC) software is used for frequency control, economic dispatch, monitor reserve and production cost calculation. AGC's software has the capability to automatically identify optimal generation allocation (for frequency control) as often as every 2 seconds. Historically, the AGC's software has been set to execute frequency control as every 6 seconds and economical dispatch set points every 5 minutes.

CIAPR'S RECOMMENDATION

Prudent engineering practices in the execution of the economic dispatch and unit commitment guarantee a reliable and economic operation for the benefit of the clients. It is CIAPR's opinion that a performance metric related to the economic dispatch of generation units is necessary to align the best interests of

customers with the performance of the T&D Operator. This will encourage the T&D Operator to reduce the deviations from the point of optimal operation of the electrical system and will protect the consumers from increases in the electricity bill. This metric could be based on deviations levels upsets and deviations should be provided and justified by the T&D operator. Acceptable deviations from the optimal economic dispatch can be established before assigning the metric and the corresponding levels of compliance. Attached is a recommended procedure that could serve as a starting point to implement what CIAPR is proposing.

The CIAPR also appeared before the House of Representatives regarding the government's contract with Luma Energy, as required under Resolution Number 136. Included is a copy of the CIAPR's presentation in which in Section V of the paper, CIAPR also addressed its concerns and suggestions regarding the performance metrics.

WHEREFORE, CIAPR respectfully requests that this Honorable Agency considers the recommendation provided so as to incorporate Economic Dispatch Metrics as part of the T&D Operator Performance metrics.

RESPECTFULLY SUBMITTED.

I hereby certify that a true and exact copy was filed in the Puerto Rico Energy Bureau electronic filing system, and copies were also notified to Puerto Rico Energy Bureau at secretaria@energia.pr.gov; Ms. Yahaira de la Rosa Algarín, Esq. At Yahaira.delarosa@us.dlapiper.com; Ms. Margarita Mercado Echegaray, Esq. at margarita.mercado@us.dlapiper.com, Ms. Joannely Marrero Cruz, Esq. at jmarrero@diazvaz.law, Ms. Katiuska Bolaños-Lugo, Esq. at kbolanos@diazvaz.law; Ms. Hannia Rivera Díaz, Esq. at hrivera@jrsp.pr.gov; Mr. Fernando Agrait at agraitfe@agraitlawpr.com; Mr. Rolando Emmanuelli, Esq. at rolando@bufete-emmanuelli.com, jessica@bufete-emmanuelli.com, notificaciones@bufete-emmanuelli.com; Mr. Pedro Saadé, Esq. at pedrosaade5@gmail.com; Ms. Ruth Santiago, Esq. a rstgo2@gmail.com. Copies were also sent to lvelez@earthjustice.org;

September 28, 2023

CIAPR Amicus Brief

Page 5

larroyo@earthjustice.org; rmurthy@earthjustice.org, and
jcassel@earthjustice.org. In Cidra, Puerto Rico, today, September 28, 2023.

f/ Rhonda M. Castillo Gammill

RUA: 13560

Cel (787) 399-7332

CASTILLO GAMMILL LAW, P.S.C.

9 Calle Francisco Cruz Haddock, Suite 3

Cidra, PR 00739

Tel. 787 739-6353

Fax 787 739-2216

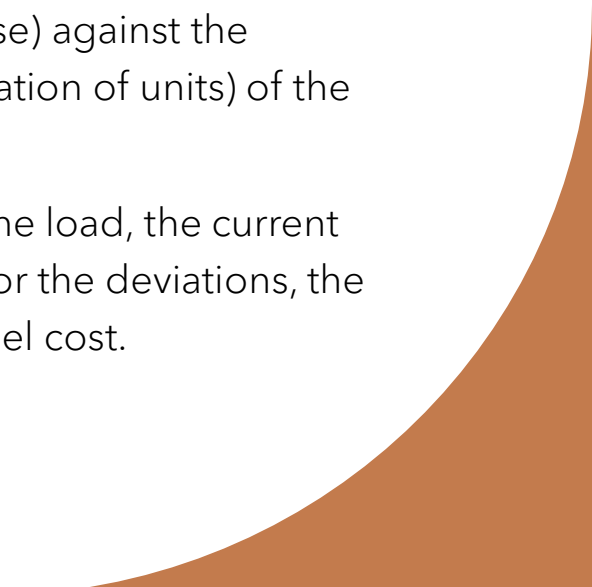
rhoncat@netscape.net



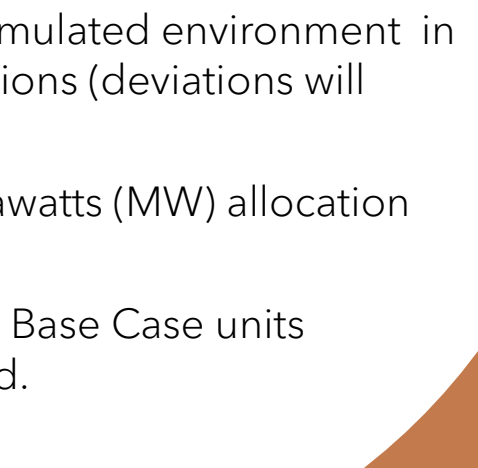
Economic Dispatch the Ultimate Metric

Real Generating Units Dispatch vs. Constraint Economic Dispatch

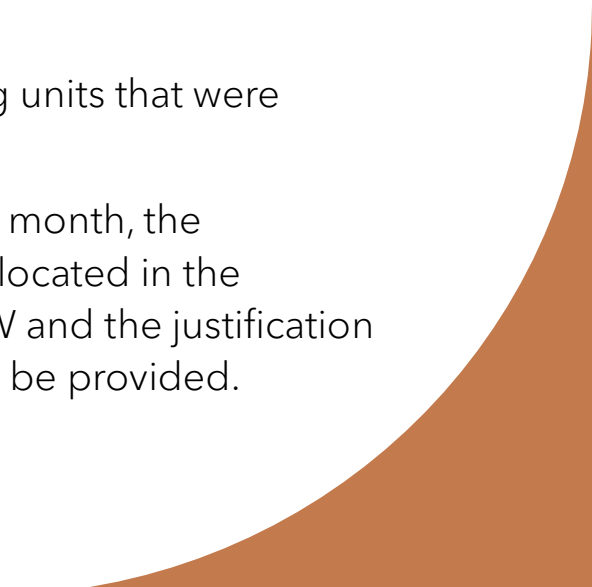
Economic Dispatch Evaluation (Proposal)

- LUMA shall provide to the PREB an optimal economic dispatch simulation run in an hourly bases and unit by unit for next month (no later than the 15th day of each month). This dispatch will be compared with the real dispatch executed that will be delivered to PREB in or before the 5th day after the month end.
 - Explanations for the deviations shall join the real dispatch information.
 - Each month, no later than the 15th day of the month, LUMA should provide a simulation comparison between the real dispatch for the previous month (Base Case) against the optimal (ideal) economic dispatch for the same unit configuration (allocation of units) of the real time simulation.
 - The variables to be evaluated will be the load forecast versus the real time load, the current unit dispatch vs the optimal dispatch (economic dispatch), justification for the deviations, the operating reserves criteria and the total fuel cost versus the simulated fuel cost.
- 

Economic Dispatch Deviation Evaluation

- As a starting point for Optimal Economic Dispatch a time frame of one hour will be selected.
 - Given a generating unit set for dispatch for each hour, one parameter that is needed is the load forecast for each hour.
 - The isolated condition of our electrical system can introduce some constraints to the Optimal Economic Dispatch execution (Optimal MW unit assignment).
 - Another constraint can be the implementation of the system reserve requirements.
 - An analysis of the economic allocation of the units can be carried out in a simulated environment in order to determine the deviations from the Real Dispatch and their justifications (deviations will show any additional fuel cost of each justification).
 - Knowing all historical data, the actual cost of the real generating units Megawatts (MW) allocation can be calculated using simulating software (Base Case)
 - Running through simulating software, the optimal dispatch allocation of the Base Case units configuration will allow to get the deviations from optimal dispatch occurred.
 - Deviations from optimal economic dispatch shall be justified.
- 

Economic Dispatch Data to be provided by LUMA

- Unit availability and maximum available capacity shall be provided for each hour of the month.
 - Real time generating units MW allocation for each unit for each hour of the month shall be provided .
 - Production cost evaluation of the MW allocation for each unit for each hour of the month shall be provided.
 - Real time system load for each hour for the month shall be provided.
 - A simulation of the optimal economic dispatch of each set of generating units that were used each hour of the month shall be executed.
 - A comparison table showing the real time unit MW for each hour of the month, the production cost evaluation for those MW, the economic dispatch MW allocated in the simulation for each hour of the month, the production cost for those MW and the justification for any deviation between Economic Dispatch and Actual Dispatch shall be provided.
- 



**COLEGIO DE INGENIEROS Y AGRIMENSORES
DE PUERTO RICO**

PO BOX 363845 - SAN JUAN, PUERTO RICO 00936-3845
TEL: (787) 758-2250 EXT. 201 • FAX (787) 758-7639
presidente@ciapr.org
www.ciapr.net

OFICINA DEL PRESIDENTE

19 de marzo de 2021

Hon. Luis Raúl Torres Cruz
Presidente

ltorres@camaraderepresentantes.org

Comisión de Desarrollo Económico, Planificación, Telecomunicaciones
Alianzas Público Privadas y Energía
Cámara de Representantes
San Juan, PR

Asunto: **Ponencia del CIAPR**

Medida R. de la C. 136, la cual dispone lo siguiente:

“Para ordenar a la Comisión de Desarrollo Económico Planificación, Telecomunicaciones, Alianzas Público Privadas y Energía de la Cámara de Representantes de Puerto Rico, realizar una investigación exhaustiva entorno al contrato de la Autoridad de Energía Eléctrica (AEE) con LUMA Energy para operar, administrar, mantener, reparar y restaurar la red eléctrica de la corporación pública por un periodo de 15 años; y para otros fines relacionados.”

Hon. Representante Torres Cruz:

Reciba un cordial saludo de parte del Colegio de Ingenieros y Agrimensores de Puerto Rico (en adelante el “CIAPR” o el “Colegio”). En respuesta a su solicitud del 12 de marzo de 2021, y recibida en nuestra Oficina el 15 de marzo de 2021, esta Ponencia presenta los comentarios del CIAPR con relación a la R. de la C. 136.

Por disposición de su ley orgánica, Ley 319 del 15 de mayo de 1938, según enmendada, el CIAPR es asesor del Gobierno en asuntos relacionados a la ingeniería y agrimensura en Puerto Rico. El CIAPR es una corporación cuasi-pública sin fines de lucro constituida hace 81 años para agrupar a los profesionales con derecho a ejercer la ingeniería y agrimensura en Puerto Rico para una defensa común de los ciudadanos a través de un ejercicio responsable y ético de nuestras profesiones. Por tal razón, la misión primaria del Colegio es la protección de la vida, la seguridad, propiedad y bienestar de los ciudadanos. Promovemos el desarrollo de la ingeniería y la agrimensura fomentando la ética y la excelencia en la práctica profesional en beneficio de los colegiados y el pueblo de Puerto Rico. Además, nos pronunciamos responsablemente en asuntos de interés público, promoviendo el progreso científico y tecnológico en las disciplinas de ingeniería y agrimensura, lo que incluye el mejoramiento energético y ambiental del país a tenor con los nuevos estándares mundiales de desarrollo sostenido, entre otros.



OFICINA DEL PRESIDENTE

Agradecemos, la oportunidad que nos brinda la Asamblea Legislativa, para emitir nuestros comentarios y postura a la R. de la C. 136.

Introducción

El 22 de junio del 2020, el Gobierno de Puerto Rico anunció la firma de un contrato entre la Autoridad de Energía Eléctrica (AEE) de Puerto Rico, la Autoridad para las Alianzas Público-Privadas (AAPP) de Puerto Rico y la compañía LUMA ENERGY, LLC, para operar y mantener las redes de transmisión y distribución del sistema eléctrico de PR, en adelante el “Contrato”. El Contrato establece los términos y condiciones de una de las actividades más importante de Puerto Rico, ya que el servicio de energía eléctrica es uno de los servicios esenciales de un país. A nuestro juicio, esta es la transacción más importante y onerosa que ha realizado el Estado Libre Asociado de Puerto Rico en los pasados 50 años.

De una revisión del Contrato surge que su alcance es mucho mayor que solamente la operación y mantenimiento del sistema de transmisión y distribución de la AEE, ya que incluye todas las operaciones que actualmente realiza la AEE, con excepción de la operación y mantenimiento de las centrales generatrices.

gff Durante varios meses, el CIAPR evaluó el Contrato desde la perspectiva técnica, con la información pública disponible¹, y presenta a esta Comisión sus observaciones y recomendaciones para asegurar la disponibilidad y confiabilidad del servicio de energía eléctrica, la protección del interés público y el mejor uso de los fondos públicos en cumplimiento con la Política Energética de Puerto Rico.

Trasfondo

El 20 de junio de 2018, se aprobó la Ley Número 120, Ley para Transformar el Sistema Eléctrico de Puerto Rico (Ley 120-2018), la cual establece el marco legal para la venta, disposición y/o transferencia de activos, operaciones, funciones y servicios de la AEE. Según la exposición de motivos de la R. de C. 136, la AEE, a pesar de operar como un monopolio del Gobierno, carecía de las condiciones para ofrecer un servicio eficiente y costo-razonable para el consumidor; la AEE y el gobierno no poseían los recursos económicos para una reestructuración operacional, su recuperación financiera y los enormes cambios de infraestructura requeridos. Los factores que contribuyeron a llevar la AEE a esta situación fueron identificados como:

1. los altos costos de los combustibles en un mercado variable y especulativo,
2. una anticuada y deteriorada infraestructura eléctrica con frecuentes interrupciones,

¹ Es importante, dejar establecido que el CIAPR no ha contado con información importante para realizar esta ponencia tales como: las proyecciones de ventas de energía en el periodo de cobertura del Contrato, el análisis de deseabilidad y conveniencia de esta transacción, el análisis de aspectos legales y financieros de la transacción de estos activos. Estos aspectos deben ser evaluados a la luz del contrato de fideicomiso que reguló la emisión de bonos, con los cuales se realizó la inversión para construir toda la infraestructura que Luma Energy operará por espacio de 15 años, sin asumir el riesgo de pérdidas del mismo.




OFICINA DEL PRESIDENTE

3. continuas exigencias de cumplimiento ambiental con costos millonarios por parte de la Agencia de Protección Ambiental Federal (EPA),
4. disfunciones administrativas y operacionales relacionadas a la excesiva burocracia gubernamental y politización,
5. innumerables conflictos laborales,
6. frustrados y costosos intentos para modernizar la infraestructura,
7. y un endeudamiento de aproximadamente \$9 mil millones.

La expectativa con la aprobación de la Ley 120-2018 fue la de dar comienzo a un proceso mediante el cual se transformaría el sistema energético en uno moderno, sostenible, confiable, eficiente, costo-efectivo y resiliente ante los embates de disturbios atmosféricos, sismos, entre otros.

El 31 de octubre de 2018, la AAPP, en colaboración con la AEE, publicó una solicitud para cualificaciones para la búsqueda de compañías y consorcios interesados en administrar y operar el sistema eléctrico de transmisión y distribución de Puerto Rico. Según el documento, la AAPP perseguía los siguientes objetivos:

- 
1. proveer electricidad a bajo costo para los contribuyentes de Puerto Rico,
 2. aumentar la resiliencia del sistema de transmisión y distribución eléctrica (T&D),
 3. aumentar la confiabilidad del sistema de T&D,
 4. incorporar nuevas tecnologías e
 5. integrar las mejores prácticas de la industria para alcanzar excelencia operacional.

El 8 de marzo de 2019, se aprobó el Reglamento para la Licitación, Evaluación, Selección, Negociación y Adjudicación de Contratos de Alianza y Contratos de Venta Para la Transformación del Sistema Eléctrico bajo La Ley 120-2018, según enmendada (Reglamento 9078). En dicho reglamento se establece que la adjudicación de un contrato de alianzas o venta, requiere la aprobación del Comité de Alianzas², la Junta de Gobierno de la AEE, la Junta de AAPP, la Junta de Supervisión y Control Fiscal y el Gobernador de PR. Además, el Negociado de Energía de Puerto Rico (NEPR), tiene que evaluar el contrato de alianzas y el reporte del Comité de Alianzas, para certificar el cumplimiento de estos documentos con la política pública energética y el marco regulatorio. En el caso de aquellas transacciones sobre activos de generación, requiere la aprobación de la Asamblea Legislativa. El Reglamento 9078, establece que la supervisión de los contratos para efectos de desempeño y cumplimiento lo lleva a cabo la AAPP, con la asistencia del NEPR.

El 11 de abril de 2019, se aprobó la Ley Número 17, conocida como la Ley de Política Pública Energética de Puerto Rico (Ley 17-2019). La Ley 17-2019, en su exposición de motivos reconoce la necesidad de aprobar un nuevo marco regulatorio y atemperar la Política Pública Energética a una de vanguardia para estimular el uso de nueva tecnología, métodos alternos de generación, la generación distribuida, las


² Comité designado por la AAPP para evaluar y seleccionar las personas y los proponentes de una transacción de la AEE y para establecer y negociar los términos y condiciones que considere apropiados para el contrato de transformación correspondiente. Sección 2.15 del Reglamento 9078.



OFICINA DEL PRESIDENTE

fuentes de energía renovable, la integración de microrredes y la flexibilidad de un mercado competitivo. Esta Ley, identificó factores similares a los mencionados en la Ley 120-2018, como responsables de la situación de la AEE, añadiendo el hurto de energía y la disminución de la empleomanía de la AEE. También dispuso que la desagregación del sistema eléctrico, la incorporación del sector privado en la operación de activos y en la prestación del servicio de energía eléctrica, permitirían erradicar la intervención político partidista.

En el año 2020, se completó el proceso de adjudicación del primer contrato de alianzas relacionado al Sistema Eléctrico de Puerto Rico, siendo adjudicado a la compañía LUMA Energy, LLC. Esta compañía, de reciente creación, es un consorcio formado por ATCO Ltd., y Quanta Services Inc. ATCO es un operador canadiense de sistemas eléctricos y Quanta Services se especializa en el desarrollo de infraestructura para la industria de sistemas eléctricos en los Estados Unidos. El consorcio incluye a la compañía IEM (“Innovative Emergency Management”), como subcontratista principal. IEM ofrece servicios para la administración, obtención y retención de fondos federales relacionados a programas de recuperación de desastres.

 El 19 de junio de 2020, el NEPR emitió un Certificado de Cumplimiento para el acuerdo para la operación y mantenimiento del sistema de transmisión y distribución. El NEPR certificó que el acuerdo cumplía con la Política Pública Energética y el marco regulatorio vigente en ese momento. El Contrato fue firmado el 22 de junio de 2020.

Metodología de la Discusión del Contrato

La discusión del Contrato se ha dividido por temas. En cada uno de los temas se incluye una descripción, las observaciones y nuestras recomendaciones específicas. Los temas del Contrato discutidos en esta ponencia son las siguientes:

- I. Responsabilidades, Administración y Supervisión del Contrato
- II. Estructura Organizacional y Rol Futuro de la Autoridad de Energía Eléctrica
- III. Pagos por los Servicios y Costos de operar T&D bajo el Contrato
- IV. Ahorros y Beneficios Económicos del Contrato
- V. Métricas para Medir la Ejecución del Contrato
- VI. Mejoras Capitales, Fondos Federales e Infraestructura
- VII. Consecuencias por Incumplimiento
- VIII. Otras consideraciones

I. Responsabilidades, Administración y Supervisión del Contrato

El Contrato establece una nueva estructura administrativa que consiste de un administrador, un operador y el dueño. El dueño es la AEE. La AAPP es el administrador del contrato. En su función de



OFICINA DEL PRESIDENTE

administrador es el representante del dueño y es responsable de revisar y aprobar los presupuestos. En el caso de que el presupuesto requiera de un aumento de tarifa, este tiene que ser aprobado por el NEPR.

El Contrato dispone que el operador será el conjunto de las siguientes corporaciones:

1. LUMA Energy, LLC, a través de una subsidiaria, el cual consiste del personal gerencial y es responsable, entre otras cosas, de proveer los servicios asociados al periodo inicial de transición ("Front End Transition Period").
2. LUMA ENERGY Service Co., el cual será responsable de preparar los presupuestos operacionales y de mejoras capitales y proveer los servicios de operación y mantenimiento incluyendo la fuerza laboral.

El Contrato concede la autorización al operador para suscribir contratos hasta la suma de DIEZ MILLONES DE DÓLARES (\$10,000.000.00) sin requerir autorización de la AAPP o la AEE.

qf El operador puede hacer inversiones en infraestructura que deben ser aprobadas previamente por el NEPR y que no compitan con los intereses de negocio de la AEE. También podrá solicitar ajustes en las tarifas de energía eléctrica, sujeto a la aprobación del NEPR.

Según se estructura en el Contrato, además de la operación y mantenimiento del sistema de transmisión y distribución, el operador llevará a cabo todas las funciones operacionales de la AEE, con la excepción de la generación de energía eléctrica. Esto significa que tendrá a su cargo el manejo del Centro de Control del Sistema Eléctrico y la planificación del sistema eléctrico a largo plazo. Por lo tanto, el operador es responsable de:

1. el despacho de la generación;
2. el establecimiento de los criterios operacionales y de confiabilidad del sistema eléctrico
3. la planificación de la generación futura
4. y la planificación de la red de transmisión y distribución eléctrica³.

La AEE, como dueño de la infraestructura de transmisión y distribución, es responsable de:

1. reembolsar todos los costos y gastos del administrador relacionados al desempeño de sus obligaciones bajo el contrato;
2. asistir y cooperar con el administrador;
3. pagar los gastos del operador;

³ En el caso de los criterios operacionales y de confiabilidad estos están sujetos a la revisión y aprobación del NEPR. La planificación de la generación futura está sujeta a la revisión y aprobación del NEPR a través del Plan Integrado de Recursos (PIR).



OFICINA DEL PRESIDENTE

4. inyectar los fondos necesarios en las cuentas de servicio para asegurar la liquidez necesaria para pagar los gastos asociados al contrato;
5. y preparar el presupuesto del componente de generación, entre otras funciones.

El Contrato requiere que la AEE se reorganice para dividirse en dos entidades identificadas como: **GridCo.** y **GenCo.**

GridCo. será una entidad que adquiere u obtiene el derecho de propiedad del sistema de transmisión y distribución y **GenCo.** será otra entidad que adquiere u obtiene el derecho de propiedad de los activos de generación.

GenCo., será la entidad que estaría operando las plantas generatrices existentes de la AEE. El operador (LUMA Energy), proveerá ciertos servicios administrativos a **GenCo.**, que incluye recursos humanos, compra de combustible, entre otros.

La vigencia del acuerdo para que el operador provea estos servicios será por el tiempo que tome identificar un operador privado para las plantas generatrices existentes de la AEE, mediante un proceso de solicitud de propuestas.

Se firmará un contrato de compra de energía entre **GenCo.** y **GridCo.**, para que estas plantas le vendan su energía a la red. Una vez el(los) operador(es) privado(s), para las plantas de la AEE sean seleccionados, firmarán un contrato de compra de energía con el Operador y tendrán responsabilidades similares a las cogeneradoras Eco Eléctrica y AES siendo la AEE dueña de dicha infraestructura mientras no se lleve a cabo una venta futura.

Observaciones


1. El contrato limita significativamente el rol y facultades del dueño, en este caso la AEE, para supervisar, fiscalizar y exigir el cumplimiento con los servicios contratados.
2. Delega la responsabilidad de administrar y aprobar el presupuesto del Contrato a la AAPP.
3. El rol de la AEE es limitado a asistir y cooperar con el administrador y el operador.
4. La AEE mantiene la responsabilidad por la mayoría de los riesgos y problemas que puedan surgir de la operación del sistema eléctrico, producto de las acciones del administrador del contrato (AAPP) y del operador (LUMA Energy) del sistema eléctrico de transmisión y distribución.
5. El Contrato beneficia y protege al operador y al administrador.



OFICINA DEL PRESIDENTE

6. Reconocemos la importancia del rol regulador del NEPR para garantizar la transparencia y acceso a la información en los procesos relacionados al contrato; en la evaluación mediante un proceso adjudicativo de cualquier solicitud de revisión de tarifas; y en el establecimiento de métricas para medir el desempeño del operador en la ejecución del contrato.
7. El componente de cumplimiento ambiental es parte del contrato de servicios compartidos entre GENCo. y GRIDCo. Es bien importante aclarar de quién es la responsabilidad del cumplimiento ambiental. Se entiende que la ley impide que esa responsabilidad se delegue, de no haberse establecido una base ambiental (“baseline”). De no haberse definido, el operador y el dueño es solidariamente responsable del cumplimiento ambiental de las plantas generatrices.

Recomendaciones

- 
1. El componente de cumplimiento ambiental es parte del contrato de servicios compartidos entre GENCo. y GRIDCo. Recomendamos se especifique de quién es la responsabilidad del cumplimiento ambiental. La ley impide que esa responsabilidad se delegue. Conforme leyes federales, tanto el operador como el dueño es responsable de los daños y perjuicios ambientales, a no ser que se efectúe una evaluación ambiental en la que se identifique las condiciones del suelo, previo a que un nuevo operador tome control de las facilidades. El dueño puede retener la responsabilidad mediante acuerdos, sin embargo, aceptaría un riesgo de una operación que no controla.
 2. Recomendamos se revise el Contrato para establecer una distribución de riesgos más balanceada, entre el dueño y el operador y así reducir los riesgos que ha asumido la AEE y por ende el Pueblo de Puerto Rico.
 3. Debe existir una segregación de funciones entre la operación del sistema eléctrico (Operador Independiente del Sistema Eléctrico) y la operación y mantenimiento del sistema de transmisión y distribución (Operador del sistema de transmisión y distribución). Dicha segregación debe existir también en la planificación y el establecimiento de estándares de confiabilidad de la red. ***Por lo tanto, recomendamos que las funciones de operación del sistema eléctrico, establecimiento de estándares de confiabilidad de la red y planificación de la red eléctrica permanezcan en el sector público. Dichas funciones deben recaer sobre una o varias organizaciones independientes cuyo único interés sea el bienestar del país.***

II. Estructura Organizacional y Rol Futuro de la Autoridad de Energía Eléctrica

Bajo el contrato actual, no se desprenden detalles sobre el rol final de la AEE, más allá de ser el dueño de la infraestructura y otras funciones adicionales descritas en la sección de responsabilidades, administración y supervisión del contrato. De la información evaluada no surge cuáles son los planes futuros para la estructura actual de la AEE y cómo se afectará su Junta de Gobierno. En la estructura



OFICINA DEL PRESIDENTE

post contrato, es muy preocupante que la AEE queda subordinada a otra agencia (AAPP) cuya experiencia y función principal no está relacionada a brindar el servicio de energía eléctrica al País.

La administración y supervisión del Contrato son funciones determinantes para que las expectativas económicas y operacionales se puedan cumplir. El Contrato contiene además aspectos procesales y administrativos que no evalúa el regulador. Como ejemplo, se puede mencionar la revisión para el pago de facturas al operador. Además, bajo la estructura actual pueden surgir potenciales conflictos entre el dueño y el administrador del Contrato (AAPP), dado que son entidades gubernamentales diferentes que siguen procesos distintos que no son uniformes. Esto hace necesario establecer procesos administrativos uniformes entre el dueño y el administrador del Contrato, para que exista un mecanismo que facilite el flujo de información, análisis y manejo de conflictos en los procesos financieros y toma de decisiones. Esto añade un nivel de complejidad adicional, que no existiría si el dueño mantuviera las responsabilidades de administrar y supervisar el contrato.

Por otro lado, es sumamente importante la experiencia y conocimiento de la organización que lleve a cabo las funciones de administración y supervisión del contrato. Esta organización debe consistir de un grupo de profesionales que tenga el conocimiento técnico y experiencia en las operaciones y mantenimiento de utilidades eléctricas, la generación y transmisión de energía. Ante la inversión en activos de la AEE, los cuales continuarán en operación, algunos de estos profesionales deben tener conocimiento y experiencia en las operaciones existentes de la AEE. Este grupo debe servir de facilitador para que los procesos de revisión de propuestas y recomendaciones que necesitan aprobación del dueño fluyan con agilidad. Los integrantes deben ser conocedores experimentados de lo técnico, operacional y servicio a los clientes, con el conocimiento de las obligaciones contractuales de las partes, para que sus acciones sean asertivas y correctas en la transformación del sistema eléctrico, velando por el uso efectivo de los fondos públicos, y el cumplimiento de las leyes, reglamentos y alcanzar las metas en bienestar del pueblo de Puerto Rico.

Observaciones

1. El Contrato al cabo del periodo de transición vence a los quince (15) años, el mismo pudiera darse por terminado por el operador o la AEE con anterioridad. Ante la relocalización del personal, sea a la nueva entidad, otras entidades gubernamentales, el retiro y otras, el personal existente con experiencia y conocimiento en la operación no estaría disponible para asegurar la continuidad de la distribución eléctrica del país.
2. Actualmente la AEE es dueña de tres sistemas de irrigación y es responsable del mantenimiento de estos. Estos sistemas se utilizan, entre otros usos, para suplir agua a la Autoridad de Acueductos y Alcantarillados y al sector agrícola del País. Existe incertidumbre sobre quien estará manteniendo la infraestructura de riego del país. Además, se desconoce cuál será la interacción del operador con las subsidiarias de la AEE.



OFICINA DEL PRESIDENTE

Recomendaciones

1. Recomendamos permanezca una organización operacional en la AEE cuyo Director Ejecutivo continúe respondiendo a una Junta de Directores de la AEE. Esta estructura reducida, debe administrar y supervisar el contrato con personas que tengan el conocimiento técnico y experiencia en las operaciones y el funcionamiento de compañías de utilidades eléctricas y la generación y transmisión de energía, en las regulaciones ambientales y financiera. Esto mitigaría las pérdidas si por alguna razón es necesario que el gobierno retome la operación en el futuro.
2. Recomendamos establecer un plan de contingencia de surgir una terminación temprana en el Contrato y para cuando venza el mismo.
3. Recomendamos se indique en el contrato si el operador, también estará a cargo del sistema de irrigación que actualmente es responsabilidad de la AEE.

III. Pagos por los Servicios y Costos de Operar T&D bajo el Contrato

El CONTRATO está dividido en tres periodos:

1. el periodo de transición; al comienzo del acuerdo entre AEE y el Operador ("Front End Transition Period"),
2. el periodo de operación,
3. y el periodo de transición al culminar el contrato ("Back End Transition Period").

Durante el periodo de transición inicial, el operador recibirá por sus servicios un pago fijo de SESENTA MILLONES DE DÓLARES (\$60,000,000.00) anuales y el reembolso de los salarios y gastos de todos los empleados y contratistas que el operador utilice durante dicho periodo.

Según el informe mensual de LUMA Energy, LLC, al NEPR para el mes de enero de 2021, se facturó un total OCHENTA Y OCHO MILLONES OCHOCIENTOS CUARENTA MIL DOLARES (\$88,840,000.00)⁴. Según el informe, quedan pendientes de facturar unos CUARENTA Y SIETE MILLONES QUINIENTOS MIL DÓLARES (\$47,500,000.00).⁵ Al finalizar el periodo de transición inicial el pago total se estima en unos \$136.4 millones. Esta cantidad fue el máximo autorizado por la jueza Laura Taylor Swain, en el caso Título III de la Ley Promesa que se lleva ante el Tribunal de Quiebra. En dicho caso se le requirió a la AEE, depositar en un fondo de reserva la suma de sesenta (60) millones de dólares.

⁴ De este total \$36.5 millones correspondían al pago fijo mensual y \$52.35 millones por concepto de reembolso de gastos.

⁵ Este total se divide en \$23.5 millones en pagos fijos y \$24 millones en gastos estimados.



OFICINA DEL PRESIDENTE

Durante el período de operación el operador recibirá un pago fijo anual que comienza en SETENTA MILLONES DE DÓLARES (\$70,000,000.00) anuales en el primer año. Dicho pago continuará aumentando hasta el cuarto año, en el cual se fijará en CIENTO CINCO MILLONES DE DÓLARES (\$105,000,000.00) anuales, continuando en dicha cuantía anual hasta el final del contrato.

El operador recibirá además un pago por desempeño que comienza en TRECE MILLONES DE DÓLARES (\$13,000,000.00) anuales, comenzando el primer año. Este pago por desempeño aumenta hasta VEINTE MILLONES DE DÓLARES (\$20,000,000.00) anuales, durante el cuarto y quinto año del contrato.

El Contrato dispone que tanto el pago fijo anual y el pago por desempeño serán ajustados por inflación, acorde con el índice de precios del consumidor (CPI por sus siglas en inglés).

Dicho Contrato fue enmendado para incrementar el pago fijo anual al que tendría derecho el operador a CIENTO QUINCE DOLARES ANUALES (\$115,000,000.00), si la AEE no cumple con todas las condiciones establecidas en el Contrato para que el operador comience la operación del sistema eléctrico o la AEE no haya recibido la aprobación final de su plan para reestructurar la deuda bajo el Título III de la Ley Promesa. Además, este pago será ajustado por inflación, acorde con el CPI.

El Contrato establece una penalidad al dueño por terminación temprana del Contrato, excepto por las justas causas definidas en dicho contrato, equivalentes a la suma del pago fijo y la cantidad máxima de incentivo ajustado por el CPI para el año de terminación, multiplicado por un factor función del año en de terminación. Esta penalidad procede aún de surgir enmiendas a la ley⁶.

Por lo que una terminación en el segundo año del contrato implica una penalidad de CIENTO SIETE MILLONES DE DOLARES (\$107,000,000.00)

Los gastos de la subsidiaria del operador asociados a los siguientes cargos serán cubiertos con los ingresos provenientes del pago fijo anual:

1. costos de salarios y beneficios del oficial ejecutivo en jefe,
2. oficial ejecutivo financiero,
3. director de recursos humanos,
4. director de programas de mejoras capitales,
5. director de sistemas de información y director de servicio al cliente,
6. costos para el establecimiento y operación de la Junta de Directores,
7. costos de asesoría relacionada a cumplir con sus responsabilidades,
8. costos relacionados a la escuela de celadores,
9. y costos de administración,

⁶ Artículo I y Sección 14.6 del Contrato.



OFICINA DEL PRESIDENTE

La Tabla 1, muestra el estimado de los pagos máximos a los que tendría derecho el Operador.

TABLA 1: ESTIMADO DE PAGOS AL OPERADOR

Año del Contrato	Pago Fijo (\$M)	Pago por Desempeño (\$M)	Pago bajo Acuerdo Suplementario (\$M)	Costos de Terminación del Contrato (\$M)
Período Transición	\$60M (más reembolso de gastos)			
1	70	13	115	83
2	90	17		107
3	100	19		119
4	105	20		125
5	105	20		125
6-	105	20		125
7-14	105	20		125 reducido por multiplicador Anejo XIII del Contrato
15	105	20		Cargo de Finiquitar el Contrato – Sec. 16.4

El operador puede recuperar todos los costos y gastos, sin incluir ganancia, en que incurra, como, por ejemplo: los provenientes de su subsidiaria o subcontratista por los servicios correspondientes a operación y mantenimiento de la red, mejoras capitales, interrupciones del servicio, compra de energía y combustible, servicios de **GridCo.** a **GenCo.**, durante el periodo de transición y contingencias. **GenCo.**, como operador de las plantas generatrices también recibe un pago por sus costos y gastos operacionales, sin ganancia. Estos incluyen costos y gastos incurridos para proveer energía y potencia, los servicios asociados al sistema de transmisión y distribución en el acuerdo, incluyendo los costos y gastos de la compra de energía a terceros y subsidiarias de la AEE.

A estos efectos se establecerán, según el Contrato, varias cuentas de servicio en las que el dueño depositará los fondos para cubrir dichos gastos.⁷ El operador podrá desembolsar de estas cuentas, con la excepción de las cuentas de inversiones de capital suplidos con fondos federales. De dicha cuenta solamente podrá efectuarse desembolsos por el dueño en cumplimiento con el Manual de Suministro de Fondos Federales (“Federal Funding Procurement Manual”).

⁷ Sección 7.5 del Contrato. Estas cuentas de servicio son las siguientes: “Operating Account”, “Capital Account – Federally Funded, Capital Account – Non-Federally Funded”, “Outage Event Reserve Account, Generation Expenditures Account” y “Contingency Reserve Account”.



OFICINA DEL PRESIDENTE

El dueño está obligado a depositar una cantidad inicial y mantener una cantidad mínima: “Cuenta de Eventos de Interrupción de Servicio – TREINTA MILLONES DE DÓLARES (\$30,000,000.00); Cuenta de Gastos de Generación depósito equivalente a la proyección de gastos de dos meses energía y combustible, Cuenta de Reserva para Contingencia depósito equivalente a mes y medio de gastos del sistema de transmisión y distribución eléctrica. Una vez depositado, dichos fondos, sujeto a lo que dispone el Contrato, los mismos no están disponibles para uso por el dueño, excepto con la autorización del administrador y el operador. **El cumplir con este requisito de inyectar liquidez a estas cuentas es esencial para que el operador tome control de la operación de la AEE.**

En una presentación de la Junta de Control y Supervisión Fiscal, se ha estimado en unos OCHOCIENTOS SESENTA Y UN MILLONES DE DÓLARES (\$861,000,000.00), los fondos requeridos por la AEE para inyectar liquidez a las cuentas de servicio y CUARENTA Y TRES MILLONES DE DÓLARES (\$43,000,000.00) adicionales para cubrir el depósito requerido para cumplir con el pago fijo al operador, para un total de NOVECIENTOS CUATRO MILLONES DE DÓLARES (\$904,000,000.00). La Junta de Control y Supervisión Fiscal expresó que el Gobierno Central tendría que prestarle a la AEE para completar los fondos faltantes para cubrir los depósitos o tendrían que ser suplidos mediante un incremento en las tarifas de energía eléctrica.

Observaciones

1. Los honorarios por hora de los servicios profesionales utilizados en el Contrato para el periodo de transición se desglosan en el Anejo V. Estos honorarios son comparables a los cobrados en contratos de servicios profesionales, pero significativamente mayor al equivalente a lo cobrado por hora, de empleados que están a tiempo completo, aún al considerar los beneficios. Ejemplo: un analista senior o ingeniero en el Contrato cobra \$160 por hora, vs. lo que cobraría el empleado actual en dicho cargo que sería aproximadamente \$40 por hora más los beneficios.
2. Durante el periodo operacional del contrato, LUMA Energy, no hace aportación económica alguna, ya que todos los gastos se le pasan al dueño para reembolso. LUMA Energy no aporta su crédito, ni inyecta efectivo para mayor liquidez de la AEE. Lo único que aporta es su capacidad y conocimiento para operar un sistema eléctrico eficientemente y el peritaje y la experiencia en el manejo de fondos federales.
3. El Contrato está basado en la premisa que la AEE va a salir de la quiebra. De esto no ocurrir, el Contrato Suplementario aumenta a \$115 millones el pago fijo anual. Es fundamental que se complete el proceso de aprobación del plan de reestructuración de la deuda de la AEE bajo el Título III de la Ley Promesa, para evitar costos adicionales al pueblo de Puerto Rico.
4. No surge en el contrato la ganancia neta proyectada por Luma Energy, LLC. Entendemos que está incluido en el costo fijo establecido, sin embargo, no surge un desglose de las partidas de dicho cargo fijo.



OFICINA DEL PRESIDENTE

Recomendaciones:

1. Recomendamos que en las evaluaciones del cumplimiento de Luma Energy, LLC, con el Contrato, se incluya los resultados de la obtención de fondos federales y
2. que se incluya en el Contrato el desglose de las partidas incluidas en el costo fijo, para identificar razonabilidad y oportunidades de reducción en negociaciones futuras.
3. El Administrador y la AEE deben mantener una buena supervisión del caso bajo el Título III de la Ley Promesa y las situaciones que causen demoras a la aprobación del plan de reestructuración de la deuda, frente (*vis a vis*), a el costo impuesto bajo el Contrato por demoras en que finaliza la etapa de transición.
4. El Administrador y la AEE deben mantener una buena supervisión al flujo de caja y la obtención oportuna de los fondos, según pudieran ser requeridos, para evitar incumplimientos contractuales que pudieran resultar en una terminación temprana del contrato con las penalidades y riesgos que esto conllevaría.

IV. Ahorros y Beneficios Económicos del Contrato

La AAPP en su memorial explicativo para la Resolución de la Cámara 136 del 7 de enero de 2021, dirigido a la Comisión de Desarrollo Económico, Planificación, Telecomunicaciones, Alianzas Público-Privadas y Energía indicó que la compañía LUMA Energy, LLC estimó que puede reducir los costos operacionales aproximadamente un treinta por ciento (30%) para el año fiscal 2026, en relación con el Plan Fiscal de la AEE. Esto según la AAPP representaría una reducción neta de CIENTO MILLOJES DE DÓLARES (\$100,000,000.00) anuales. Además, la AAPP indicó que LUMA Energy, LLC, representó al Gobierno que implementaría un programa para reducir las pérdidas de energía térmicas y no térmicas que representaría ahorros de unos CIENTO CINCUENTA MILLONES DE DÓLARES (\$150,000,000.00) al año.

Según AAPP, se proyectaron ahorros anuales por ambos conceptos de \$293 millones para el 2027, comparado con un cargo anual de \$141 millones a esa fecha. La Junta de Control y Supervisión Fiscal presenta números similares en los que los ahorros comienzan en \$32 millones de dólares anuales en el 2022, alcanzando 293 millones anuales en el 2027, para un total acumulado de \$1.19 billones en 5 años. La proyección de ahorros asume que el pago a LUMA Energy se ajusta acorde con el CPI.

En este momento nadie puede garantizar que van a ocurrir ahorros con el Contrato. Es importante notar que los ahorros proyectados han sido presentados de forma general y no con un análisis detallando de los mismos. La operación de la AEE presenta oportunidades para ahorrar, pero también es necesario hacer una inversión considerable. Es meritorio mencionar que hay unos ahorros que se pasan




OFICINA DEL PRESIDENTE

directamente al consumidor a través de la tarifa y hay otros ahorros que realmente se reflejan en el flujo de caja disponible para operar.

No surge claramente cuál será el procedimiento del manejo de los ahorros generados, en términos de si se van a reinvertir o se les van a pasar al cliente a través de la tarifa. Sin embargo, no se puede caer en el error histórico de que todo se tiene que hacer para bajar la tarifa y no reinvertir dinero en mejorar la operación y la infraestructura. Tampoco surge detalles de cómo se va a auditar y reconciliar los alegados ahorros esperados y las penalidades de no lograrse las mismas.

Finalmente, es imprescindible reconocer que, de no concretarse los ahorros proyectados, el contrato representa un costo adicional al pueblo de Puerto Rico.

Observaciones

- 
1. Tomando como correcta la proyección de ahorros a ser generados por LUMA Energy, la inversión en el Contrato se paga en el año 2024. Esto asumiendo que LUMA Energy, LLC comienza operaciones en el 2021 y que los ahorros son recurrentes. Sin embargo, al comparar las economías esperadas luego del 2024, versus el pago al operador, la tarifa del operador es una tercera parte de los ahorros. En otras palabras, el costo de operar eficientemente el sistema eléctrico tiene un costo equivalente a una tercera parte de los ahorros que se generan.

Recomendaciones

1. Recomendamos establecer en el Contrato penalidades por no alcanzar los ahorros proyectados o se condicione la bonificación por desempeño al logro de los mismos.

V. Métricas Para Medir la Ejecución del Contrato

La selección de las métricas y la medición de estas es fundamental para medir la ejecución del Contrato. Según el Contrato las métricas se dividieron en las siguientes categorías de desempeño:

1. Satisfacción del Cliente (25%)
2. Técnicas, Seguridad y Regulatorias (50%)
3. Desempeño financiero (25%).

Los porcentajes de las categorías de desempeño representan la distribución porcentual del presupuesto para la compensación de desempeño por categoría.

Según el Contrato, las métricas por desempeño, la base propuesta para cada métrica y su respectiva meta u objetivo, se van a acordar durante el periodo inicial de transición, definiendo el nivel mínimo de desempeño. El Contrato dispone que el operador tiene un término de 5 años para alcanzar la meta. A



OFICINA DEL PRESIDENTE

pesar del término contractual de 5 años para alcanzar las metas, al establecer los créditos por desempeño, utilizan un término de cumplimiento de diez (10) años. El presupuesto también utilizará el término mayor. El Contrato requiere que el presupuesto para el pago máximo del incentivo debe estar incluido en el presupuesto de cada año.

El Contrato describe cómo son los periodos de evaluación y cuánto tiempo tiene cada parte en el contrato para evaluar las métricas. Acordadas las métricas de desempeño, la subsidiaria responsable por éste, le somete al Administrador las métricas revisadas para su recomendación. Una vez revisadas y armonizadas cualquier discrepancia, la subsidiaria somete las métricas al NEPR para su revisión y aprobación. El NEPR tiene 90 días para revisar y aprobar las mismas.

El operador es responsable del Centro de Control del Sistema Eléctrico. El Centro de Control del Sistema Eléctrico ejecuta el despacho económico. El despacho económico es una de las fuentes de eficiencia más importantes en la operación del sistema Eléctrico. El despacho económico combina el costo de adquirir el combustible y la eficiencia que tiene cada unidad generatriz en servicio para optimizar costos. En su modo avanzado, el despacho económico, puede reflejar las limitaciones de transmisión a través de la red eléctrica ("Constrained Economic Dispatch").

fm Realizar un despacho económico efectivo puede significar millones de dólares en ahorro por concepto de gasto de combustible por lo que es un área de mucha complejidad. Bajo la AEE, las economías que generan un buen despacho económico se le pasan directamente al cliente. Aunque el operador puede impactar ampliamente el componente de ajuste por combustible de la tarifa no tiene métricas que midan su desempeño en el mismo. Más preocupante aún, es que su operación del control del sistema eléctrico puede entrar en conflicto con el cumplimiento con las metas que se le imponen en la parte de Transmisión y Distribución (por ejemplo: la reserva en rotación requerida), para el pago por desempeño y el interés público de costos bajos de combustible.

La ausencia de una métrica para un despacho económico es sorprendente, al considerar que ha sido una de las críticas mayores a la AEE, por no tener incentivos para ser eficiente en el despacho económico, pues todo el costo se lo puede pasar a sus clientes. En el caso del operador, la importancia de esta métrica es aún más significativo, ya que, por ejemplo, puede despachar las unidades generatrices de una forma menos económica para minimizar interrupciones en la red (el cual es de las métricas para el operador), ya que el incremento en costo de esta acción no le cuesta al operador, se factura a los clientes a través del ajuste por combustible. Por lo que, el operador puede obtener el pago por incentivo que le provee el Contrato, en perjuicio del interés público. Con este planteamiento no se está diciendo que el operador va a operar de forma incorrecta, sino que no hay incentivo para optimizar la operación para que el costo de la energía sea el menor posible, como lo requiere la Política Pública Energética del Gobierno de PR.

Observaciones

1. El CIAPR no identificó ninguna meta que se pueda asociar con servicios a los clientes industriales.



OFICINA DEL PRESIDENTE

2. El CIAPR no identificó ninguna meta relacionada a la calidad de la señal del servicio (control de frecuencia y voltaje), a pesar del daño a equipos que causa las variaciones en este servicio.
3. El contrato menciona un renglón con métricas regulatorias, sin embargo, no se pudo identificar ninguna en específico que pudiera relacionarse a este renglón.
4. Las métricas por desempeño establecidas en el contrato no incluyen métricas asociadas al hurto, cobro a deudores, etc. Este tipo de métrica es común para cualquier operador a cargo de la administración de una compañía eléctrica.
5. El renglón de métrica financiera no es tan exigente como se esperaría bajo este tipo de contrato.
6. Las métricas de desempeño, la forma en que se miden y el proceso de reclamación, están demasiado inclinadas a favor del operador.
7. Las métricas que se incluyen en el contrato no contemplan la reducción de costos por concepto de la compra de combustible, el manejo efectivo del despacho económico y la operación confiable de la red de transmisión. Por lo tanto, el Operador no tiene un incentivo para ser eficiente en el despacho de las unidades generatrices o para lograr los mejores acuerdos para la compra de combustible. En otras palabras, no hay garantía que optimicen la operación para reducir el costo a los clientes.
8. El cómputo, la data histórica y las métricas estará bajo el control del operador. El hecho de que el operador controle la data hace muy difícil auditar para determinar si se alcanzó el nivel de desempeño esperado y por ende si se debió pagar o no el incentivo.
9. El Administrador (AAPP) revisará y aprobará el pago por incentivo al Operador del contrato. Sin embargo, el Administrador no tiene la experiencia y el conocimiento para llevar a cabo esta tarea.
10. La forma en que están definidos los criterios de desempeño para eventos mayores facilita que el dueño esté obligado al pago de incentivos, al no considerarse factores críticos tales como relevos de cargas (apagones selectivos). Las métricas obvian factores de ineficiencia operacional que incremental el costo al cliente. En otras palabras, no hay incentivo para un manejo adecuado del sistema de Generación que permita reducir la frecuencia de los relevos de carga. Se puede relevar con frecuencia y no hay ninguna penalidad.

Recomendaciones

1. Ampliar las métricas de cumplimiento para adoptar métricas que atiendan el despacho económico, la compra de combustible, los clientes mayores de la AEE, la calidad de la señal del servicio (control de frecuencia y voltaje), entre otras.



OFICINA DEL PRESIDENTE

2. La utilización de un tercero para evaluar la data para determinar el cumplimiento de las métricas por parte del Operador.
3. Los recursos que contrate la AAPP para la evaluación de las métricas del Contrato deberán contar con la experiencia y el conocimiento para llevar a cabo estos trabajos.
4. Identificar y adoptar un mecanismo para evitar que el incentivo por desempeño sea logrado académicamente por el Operador.
5. Mejorar las expectativas de desempeño y establecer objetivos claros relacionados a operación bajo condiciones de emergencia causadas por insuficiencia de generación y desastres naturales.

VI. Mejoras Capitales, Fondos Federales e Infraestructura

La ruta de la transformación de la AEE depende de:

1. la implementación efectiva de estrategias de mejoras operacionales que capturen eficiencias y ahorros de costos;
2. de la sana administración y el cumplimiento con los requisitos en la utilización de los fondos federales de reconstrucción para alcanzar la estabilización y resiliencia operacional del sistema;
3. y de la implantación ágil, asertiva y transparente de los proyectos estratégicos para el desarrollo y modernización de la infraestructura clave del sistema eléctrico de la isla.

El plan de mejoras capitales está, en gran parte, condicionado a que se obtengan los fondos federales, que, de no lograrse, requeriría de un aumento de tarifas a los clientes para cubrir las necesidades de la infraestructura del sistema de Transmisión y Distribución más apremiantes.

El Contrato permite que el operador ejecute y supervise todos los procesos del programa de mejoras capitales. Esto podría poner en conflicto el interés público con el privado, resultando en deficiencias en los procesos de competencia, conflictos en los procesos de administración, uso de personal no cualificado y riesgo en el control de calidad y costo de las obras.

El operador no está obligado a invertir de sus fondos en mejoras capitales. Sin embargo, el operador tiene la opción de proponer mejoras capitales de sus fondos, sujeto a un recobro de inversión a través de aumento en las tarifas, utilizando comparables, aplicables a proyectos similares por otras compañías en los Estados Unidos. Esto presenta varios conflictos no solo en el hecho de desafiar la competencia en transacciones que, aunque la inversión inicial es del operador, al final se paga con fondos públicos. Por otro lado, el operador podría escoger del menú del programa de mejoras capitales, el proyecto más conveniente a sus intereses, en perjuicio de las prioridades y el interés público.



OFICINA DEL PRESIDENTE

La definición de “Mejora Capital” bajo el contrato ⁸, aparenta proveer suficiente flexibilidad para que algunos gastos puedan ser capitalizados, lo que podría resultar en ahorros que no necesariamente serían recurrentes. El operador podría reemplazar equipos que aún tienen vida útil para reducir sus gastos de operación y mantenimiento. Por ejemplo, un transformador nuevo se capitaliza y no es gasto, pero su reparación podría serlo. Es el operador quien determina que tiene que remplazarse sin tener que consultarlo al dueño o al administrador del Contrato. También podrían evadir contabilizar como gasto contabilizando, reparaciones extraordinarias, contabilizándolas como mejoras de capital si justifican que se le extiende la vida útil al equipo o sistema.

Los procesos de contratación de servicios profesionales de la ingeniería para mejoras capitales financiados con fondos públicos, deben cumplir con los mejores estándares de ética y prácticas profesionales. La gerencia de programas de mejoras capitales involucra procesos de planificación y desarrollo, permisología, solicitud de fondos locales y federales, diseño y servicios profesionales relacionados, contratación y gerencia de diseño, licitación o subastas, gerencia de construcción, inspección, certificación, arranques, pruebas, validaciones y auditoría de proyectos. Podría crearse conflicto cuando la entidad a cargo de la gerencia del programa de mejoras capitales, también ejecuta algunos de los procesos o cuando la misma entidad ejecuta procesos como lo es el diseño y la inspección de la construcción de la misma obra diseñada.

Observaciones

1. Algunas funciones del operador para los servicios gerenciales del programa de mejoras capitales por el operador están cubiertas por la tarifa fija del Contrato, por lo que no es claro como esto se considera en la compensación de los servicios directos del operador o en la administración de los servicios subcontratados para la gerencia del programa de mejoras capitales.

Recomendaciones

1. Al ser el operador un ente privado y no una entidad gubernamental, sus proyectos deben estar en cumplimiento con la Ley Núm. 161 de primero de diciembre de 2009, según enmendada, conocida como la Ley para la Reforma del Proceso de Permisos de Puerto Rico y su reglamentación; la Ley 135 del 15 de junio de 1967, según enmendada y la Ley 173 del 12 de agosto de 1988, según enmendada, entre otras. Acorde con lo antes mencionado, la inspección

⁸ “Capital Improvement” means any repair, replacement, improvement, removal and retirement, alteration and addition that (i) constitutes a capital property unit in accordance with the T&D System’s capitalization policy, consistently applied (other than any repair, replacement, improvement, removal and retirement, alteration and addition constituting ordinary course repair or maintenance of the T&D System), including all Public Works Improvements that have been approved in accordance with this Agreement, and (ii) have an expected useful service life of more than one (1) year from the date of installation. For the avoidance of doubt, (x) a “capital property unit” shall be understood to mean a capitalizable expenditure that adds to or increases the value of Owner’s capital assets and (y) the “T&D System capital policy” shall be understood to refer to the PREPA capitalization policy.⁹ Artículo I y Sección 14.6 del Contrato.



OFICINA DEL PRESIDENTE

de las obras de construcción tiene que ser realizada por un inspector independiente y no por el propio operador.

2. Recomendamos incluir en los manuales y procedimientos que regulen las inversiones en mejoras capitales con fondos federales y fondos propios de la AEE provisiones para imponer controles al operador en la ejecución del programa de mejoras capitales que eviten la ocurrencia de conflictos entre el interés público con el privado, garanticen una competencia efectiva en la selección de las compañías que llevarán a cabo los proyectos y garantice que la selección de proyectos a desarrollar por parte del operador no responda a sus propios intereses en desafío a las prioridades y el interés público.
3. Recomendamos darle prioridad a la contratación de recursos y compañías locales en la contratación de proyectos de mejoras a la infraestructura utilizando fondos federales o fondos propios.
4. Toda contratación de proyectos de mejoras a la infraestructura utilizando fondos federales o propios por más de DIEZ MILLONES DE DOLARES (\$10,000,000.00), “high value contracting”, debe estar sujeta a auditoria por un ente independiente no-gubernamental.

VII. Consecuencias por Incumplimiento

El Contrato establece una penalidad al dueño por terminación temprana del Contrato, excepto por las justas causas definidas en dicho contrato, equivalentes a la suma del pago fijo y la cantidad máxima de incentivo ajustado por el CPI para el año de terminación multiplicado por un factor función del año en de terminación. Esta penalidad procede aún de surgir enmiendas a la ley⁹.

Por lo que una terminación en el segundo año del contrato implica una penalidad que pudiera alcanzar CIENTO SIETE MILLONES DE DOLARES (\$107,000,000.00)

Si el Contrato lo termina por las justas causas establecidas en el Contrato (“Operator Termination Fee”), corresponde al Operador el pago al dueño de VEINTE MILLONES DE DÓLARES (\$20,000,000.00) de ocurrir en el primer año hasta el quinto año de operación y DIEZ MILLONES DE DÓLARES (\$10,000,000.00) de ocurrir entre el sexto hasta el último año del Contrato.

⁹ Artículo I y Sección 14.6 del Contrato.



OFICINA DEL PRESIDENTE

VIII. Otras Consideraciones

En la redacción del Contrato, a pesar de contener secciones con temas específicos, varias cláusulas están siendo modificadas por otras, localizadas en diversos lugares del Contrato, tales como en la sección de definiciones.

Aunque no es un asunto técnico, ante el impacto en las finanzas del País y, por ende, en el mejor interés público, debe evaluarse el impacto económico de la transición de la AEE al operador, en asuntos como retiro temprano, liquidación de empleados y las diversas demandas que pudieran surgir por empleados y otros.

Conclusión

Puerto Rico lleva más de una década sumergido en una depresión económica, por cual nos urge reactivar la misma. Esta debe ser a nuestro juicio, la prioridad de todos en este País, después de atender la actual pandemia. Para poder reactivar el desarrollo económico al que aspiramos y merecemos necesitamos una infraestructura robusta, moderna y confiable.

Nadie tiene duda que, en Puerto Rico, nuestra infraestructura en general no está en su mejor condición. Así lo refleja la evaluación que realizó la Sociedad de Ingenieros Civiles de los Estados Unidos (ASCE) en 2018, donde otorga una clasificación de (D-) a la infraestructura en general y una clasificación de (F) a la infraestructura de energía de eléctrica. El link sobre dicho informe es el siguiente: <https://infrastructurereportcard.org/state-item/puerto-rico/>.

Por otro lado, en la publicación de Flourish del 2020, sobre la inversión en su infraestructura de 168 países alrededor del mundo reflejó que Puerto Rico, contrario a los años sesenta (1960), donde PR ocupaba una posición competitiva es su inversión de capital destinado a la infraestructura, se encuentra en su peor momento. En el 2007 ocupamos la posición 157 de 168, 13% de nuestro PIB y en la posición 168 de 168 (última posición) en el 2017, con solamente un 8% de nuestro PIB de inversión en infraestructura. El link sobre dicha publicación es: https://public.flourish.studio/visualisation/1610221/?utm_source=showcase&utm_campaign=visualisation/1610221.

La historia ha demostrado que la intervención político partidista y la burocracia gubernamental, muchas veces trastocaron la gestión para que hoy podamos disfrutar de un sistema eléctrico eficiente y confiable. Previo al 2017, Puerto Rico no tenía los recursos económicos para realizar las mejoras a la infraestructura tanto de generación como la de transmisión y distribución. Los efectos de los huracanes Irma y María, sumadas a los efectos de los terremotos ocurridos en 2020, trajeron sufrimientos a nuestra ciudadanía, pero también permitieron acceso a los recursos para reconstruir y modernizar de una vez y por todas, la infraestructura del servicio de energía eléctrica en PR.



OFICINA DEL PRESIDENTE

El Gobierno de PR, adoptó la Política Pública Energética con las leyes, 120-2018 y 17-2019, para reconstruir y modernizar la infraestructura de energía eléctrica de Puerto Rico. La misma se pretende implementar con el Contrato que es objeto de investigación por esta honorable Comisión. Sin embargo, a nuestro juicio, algunas condiciones de éste, no protegen adecuadamente el interés público, razón por lo cual No avalamos el mismo, tal y como fue negociado, por lo que recomendamos renegocien aquellas áreas que recomendamos en esta ponencia, así como observaciones que otras entidades han presentado ante ustedes.

En resumen, nuestras recomendaciones que a nuestro juicio representan el mejor interés público:

1. El Acuerdo para la Operación y Mantenimiento del Sistema de Transmisión y Distribución de Puerto Rico está inclinado a beneficiar y proteger al operador y al administrador por lo que debe ser revisado para establecer una distribución de riesgos más balanceada y expandir el rol y facultades del dueño.
2. Las funciones de operación del sistema eléctrico, (Centrol de Control de Despacho) establecimiento de estándares de confiabilidad de la red y planificación de la red eléctrica permanezcan en el sector público. Dichas funciones deben recaer sobre una o varias organizaciones independientes cuyo único interés sea el bienestar del país.
3. Debe existir una AEE post contrato reducida cuyo líder continúe respondiendo a una Junta de Directores y cuya estructura sea responsable de administrar y supervisar el contrato. Esta estructura debe tener la capacidad de retomar la operación y el mantenimiento del sistema de transmisión y distribución de Puerto Rico en caso de ser necesario en el futuro.
4. En el caso de las métricas se recomienda ampliar las métricas de cumplimiento para adoptar métricas que atiendan el despacho económico y la compra de combustible, los clientes mayores de la AEE y la calidad de la señal del servicio (control de frecuencia y voltaje), entre otras. Además, se recomienda incorporar mecanismos de auditoria con acceso directo a los sistemas de información para que un tercero fiscalizador o el dueño puedan validar el cumplimiento de las métricas. Es primordial que se establezcan penalidades en el contrato por no alcanzar los ahorros proyectados o que se ate al pago por desempeño el logro de estos.
5. Se deben tomar medidas para imponer controles al operador en la ejecución del programa de mejoras capitales que eviten la ocurrencia de conflictos entre el interés público con el privado, garanticen una competencia efectiva en la selección de las compañías que llevarán a cabo los proyectos y garantice que la selección de proyectos a desarrollar por parte del operador no responda a sus propios intereses en desafío a las prioridades y el interés público. Además, se debe auditar por un ente independiente no gubernamental todo contrato mayor de diez (10)



OFICINA DEL PRESIDENTE

millones de dólares y priorizar la contratación de recursos y compañías locales en el desarrollo de proyectos de mejoras capitales.

El establecimiento de metas y objetivos medibles junto a la adopción de mecanismos efectivos de fiscalización y supervisión del Acuerdo para la Operación y Mantenimiento del Sistema de Transmisión y Distribución de Puerto Rico, son esenciales para que las expectativas de ofrecer un mejor servicio de energía eléctrica al País al menor costo posible se materialicen.

En consideración a lo aquí expresado, el Colegio de Ingenieros y Agrimensores de Puerto Rico le reitera a la Cámara de Representantes de Puerto Rico nuestra disposición de colaborar en toda gestión o esfuerzo en bienestar del pueblo de Puerto Rico.

Cordialmente,


Ing. Juan F. Alicea Flores, PE
Presidente

JFAF/edm

¹⁰ Leyenda

AAPP	Autoridad para las Alianzas Público Privadas de Puerto Rico
AEE	Autoridad de Energía Eléctrica
CIAPR	Colegio de Ingenieros y Agrimensores de Puerto Rico
Contrato	El contrato entre la AEE, AAPP y Luma Energy, LLC
CPI	Consumer Price Index (Índice de Precios al Consumidor)
EPA	Agencia de Protección Ambiental Federal
Ley 120	Ley Núm. 120 de 20 de junio de 2018, Ley para transformar el Sistema Eléctrico de Puerto Rico
Ley 17	Ley Núm. 17 de 11 de abril de 2019, conocida como la Ley de Política Pública Energética de Puerto Rico,
NEPR	Negociado de Energía de Puerto Rico
NERC	The North American Electric Reliability Corporation
PIB	Producto Interno Bruto
Reglamento 9078	8 de marzo de 2019, se aprobó el Reglamento para la Licitación, Evaluación, Selección, Negociación y Adjudicación de Contratos de Alianza y Contratos de Venta Para la Transformación del Sistema Eléctrico bajo La Ley Núm. 120-2018, según enmendada
T&D	Sistema de transmisión y distribución eléctrica