

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

NEPR

Received:

May 11, 2023

11:45 PM

IN RE: PERFORMANCE METRICS TARGETS
FOR LUMA ENERGY SERVCO, LLC.

CASO NÚM.: NEPR-AP-2020-0025

ASUNTO: ALEGATO DE LA
OFICINA INDEPENDIENTE DE
PROTECCIÓN AL CONSUMIDOR
(OIPC) COMO PARTE
INTERVENTORA.

ALEGATO DE LA OIPC COMO PARTE INTERVENTORA

AL HONORABLE NEGOCIADO:

Comparece la Oficina Independiente de Protección al Consumidor de la Junta Reglamentadora de Servicio Público (en adelante, OIPC) por conducto de los abogados suscribientes, quienes, con el debido respeto, EXPONEN, ALEGAN Y SOLICITAN:

I. INTRODUCCIÓN

1. Es política pública energética que la energía generada, transmitida y distribuida en Puerto Rico debe tener un costo asequible, justo, razonable y no discriminatorio para todos los consumidores; debe velarse por la implantación de estrategias para lograr eficiencia en la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, de manera que se asegure su disponibilidad y su suministro a un costo asequible, justo y razonable; y, debe garantizarse la seguridad y confiabilidad de la infraestructura eléctrica al integrar energía limpia y eficiente, y mediante la utilización de herramientas tecnológicas modernas que propulsen una operación

económica y eficiente. Todo consumidor tiene derecho a un servicio eléctrico confiable, estable y de excelencia.¹

2. Además, la *Ley de Política Pública Energética*, Ley Núm. 17-2019, establece como política pública energética del Gobierno de Puerto Rico la regulación por parte del Negociado de Energía de Puerto Rico (en adelante, Negociado) a las compañías de servicio eléctrico basada en el rendimiento.

3. A esos fines, la propia Ley, en su Artículo 1.5, Inciso 3 (c) y (d) dispone que el Negociado deberá utilizar, cuando así se amerite, mecanismos alternos a la regulación tarifaria a base de los costos del servicio (“*cost based regulation*”) para el cumplimiento y la implementación de las métricas y los objetivos establecidos en esta Ley. Además, dispone que cuando así lo estime apropiado, en los procesos de regulación tarifaria, el Negociado establecerá mecanismos de incentivos y penalización basados en métricas de desempeño a las compañías de servicio eléctrico y de cumplimiento fiel con las órdenes del Negociado.

4. De otra parte, la *Ley de Transformación y ALIVIO Energético*, Ley Núm. 57-2014, según enmendada, dispone para que el Negociado de Energía de la Junta Reglamentadora de Servicio Público (en adelante, Negociado) establezca mecanismos de incentivos y penalidades basados en el desempeño de las compañías de servicio eléctrico.

5. A tales efectos, el Artículo 6.25B, de la antes mencionada Ley 57-2014, dispone:

“Artículo 6.25B.- Mecanismos de Incentivos y Penalidades Basados en el Desempeño.

Es necesario promover que las compañías de energía inviertan de manera costo efectiva en infraestructura, tecnología, incorporación de generación distribuida, fuentes de energía renovables y servicios que redunden en mejores beneficios para el sistema eléctrico y los consumidores. Con ese fin, el Negociado de Energía establecerá, en o

¹ *Ley de Transformación y ALIVIO Energético*, Ley Núm. 57-2014, en su Artículo 1.2, Incisos (a), (d), (e) y (l).

antes del 31 de diciembre de 2019, mediante reglamento, aquellos mecanismos de incentivos y penalidades que consideren el desempeño y cumplimiento de las compañías de servicio eléctrico con las métricas de ejecución que constituyen la política pública energética.

En el proceso de desarrollo de los incentivos y penalidades basados en desempeño, el Negociado de Energía considerará los siguientes criterios, entre otros:

- (a) la volatilidad y asequibilidad de las tarifas de servicio eléctrico;*
- (b) los incentivos económicos y recobro de inversión;*
- (c) la confiabilidad del servicio eléctrico; el servicio y compromiso al cliente, incluyendo opciones para el manejo de costos de electricidad que tengan disponibles los clientes;*
- (d) el acceso de los clientes a los sistemas de información de compañías de servicio eléctrico, incluyendo, pero sin limitarse al acceso del público a información sobre el uso agregado de energía producida por los consumidores (“aggregated customer energy”) y acceso a información por consumidores individuales sobre su consumo eléctrico;*
- (e) cumplimiento con la Cartera de Energía Renovable y la rápida integración de recursos de energía renovable, incluyendo la calidad de la interconexión de recursos ubicados en propiedades de consumidores;*
- (f) cumplimiento con las métricas para alcanzar los estándares de eficiencia energética establecidos en esta Ley;*
- (g) mantenimiento de la infraestructura.*

Entre los mecanismos a ser utilizados, el Negociado podrá considerar utilizar, sin limitarse a, los siguientes:

- i. Mecanismos de “Decoupling”;*
- ii. Regulación Basada en Desempeño (“Performance Based Regulation” o PBR, por sus siglas en inglés);*
- iii. Tarifas por tiempo de uso (“Time of Use”);*
- iv. Tarifas prepagadas;*
- v. Tarifas desagregadas (“Unbundled Rates”);*

vi. Tarifas mediante fórmula (“Formula Ratemaking”) y mecanismo para revisar las mismas;

vii. Mecanismos de Reconciliación.

Se exceptúa de esta disposición a las compañías de servicio eléctrico que el Negociado así determine mediante reglamento, incluyendo aquellas organizadas como cooperativas de energía o aquellas otras entidades que el Negociado así determine.”

6. El 22 de junio de 2020, LUMA Energy LLC, como ManagementCo y LUMA Energy Servco LLC (en conjunto, LUMA), la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (en adelante, Autoridad) y la Autoridad de Alianzas Público-Privadas (en adelante, P3), suscribieron un Acuerdo de Operación y Mantenimiento (OMA, por sus siglas en inglés) bajo el cual LUMA opera el sistema de transmisión y distribución de la Autoridad.

7. En cumplimiento con las disposiciones legales antes indicadas, el 23 de diciembre de 2020, el Negociado inició el caso NEPR-MI-2019-0007/ *The Performance of the Puerto Rico Electric Power Authority*, a los fines de establecer las métricas de desempeño aplicables a la Autoridad de Energía Eléctrica (en adelante, Autoridad). El Negociado determinó que, las métricas aprobadas en ese proceso serían posteriormente utilizadas para establecer las métricas de desempeño aplicables a las compañías de energía certificadas. Mediante *Resolución y Orden*, con fecha del 21 de mayo de 2021, el Negociado estableció las métricas de desempeño aplicables a la Autoridad. Mediante *Resolución y Orden*, con fecha del 21 de mayo de 2021, el Negociado estableció las métricas de desempeño aplicables a la Autoridad. Posteriormente, el Negociado emitió una *Resolución y Orden* aclarando ciertos aspectos de las métricas, según solicitado por LUMA.²

² Véase *Resolución y Orden* del Negociado en el caso NEPR-MI-2019-0007/*The Performance of the Puerto Rico Electric Power Authority*, con fecha del 2 de julio de 2021.

8. El mismo 23 de diciembre de 2020, el Negociado, mediante *Resolución y Orden*, también inició el proceso adjudicativo de autos, a los fines de evaluar y establecer las métricas de desempeño aplicables a LUMA Energy, LLC (“ManagementCo”) y LUMA Energy ServCo, LLC (“ServCo”), (en conjunto, “LUMA”).

9. El 25 de febrero de 2021, LUMA radicó ante el Negociado un documento intitulado “*Submittal and Request for Approval of Annex IX to the Puerto Rico Transmission and Distribution System Operation and Maintenance Agreement (OMA)*”. En síntesis, LUMA le solicitó al Negociado la aprobación del Anejo IX del OMA revisado, según requerido bajo la Sección 4.2 (f) del Acuerdo de Operación y Mantenimiento del Sistema de Transmisión y Distribución (en adelante OMA, por sus siglas en inglés) otorgado el 22 de junio de 2020, entre la Autoridad de Energía Eléctrica (en adelante, Autoridad), la Autoridad para las Alianzas Público-Privadas (en adelante, P3) y LUMA.

10. El 23 de abril de 2021, la OIPC radicó un documento intitulado “*Escrito Notificando Intervención de la OIPC*”. Mediante Resolución y Orden con fecha del 7 de mayo de 2021, el Negociado declaró Ha Lugar nuestra intervención.

11. El 1 de junio de 2021, LUMA comenzó operaciones como el administrador de la red de transmisión y distribución de la Autoridad, bajo el OMA.

12. Así las cosas, el 18 de agosto de 2021, LUMA sometió ante este Negociado un documento intitulado “*LUMA’s Submittal of Request for Approval of Revised Annex IX to the OMA*”. En síntesis, LUMA sometió para la consideración y aprobación de este Foro una versión revisada del Anejo IX del OMA, originalmente sometido.

13. El 17 de noviembre de 2021, la OIPC sometió sus testimonios directos, entiéndase el testimonio del Ingeniero Gerardo Cosme Núñez, Asesor Técnico y de la Lcda. Beatriz González Álvarez, Asesora Legal.

14. El 22 de diciembre de 2021, fue archivada y notificada en autos, una Resolución y Orden (en adelante, Orden del 22 de diciembre) en la que el Negociado determinó incluir tres métricas adicionales a las originalmente propuestas, a los fines de medir el desempeño de LUMA en aspectos tales como, Interconexión, Eficiencia Energética/Respuesta a la Demanda y Manejo de Vegetación. El Foro le concedió a LUMA hasta el 18 de enero de 2022³, para someter el Anejo IX revisado, incluyendo dichas métricas.

15. El 17 de febrero de 2022, LUMA radicó un escrito intitulado “*LUMA’s Response in Opposition and Objection to December 22, 2021, Resolution and Order and Request to Vacate or Grant LUMA Relief from the December 22, 2021 Resolution and Orden on Additional Metrics*”. Dicha solicitud fue denegada por el Negociado mediante Resolución y Orden con fecha del 1 de agosto de 2022, concediéndole a la parte un término de veinte (20) días para cumplir con lo ordenado.

16. Posteriormente, LUMA solicitó prórroga para dicho término, siendo concedida por el Negociado mediante Resolución y Orden con fecha del 14 de octubre de 2022. Allí, se le concedió a la parte hasta el 28 de octubre de 2022, para cumplir con la Orden del 22 de diciembre.

17. El 28 de octubre de 2022, LUMA sometió mediante escrito intitulado “*Submission of Revised Annex IX to the T&D OMA*”, el Anejo IX del OMA Revisado, incluyendo las nuevas métricas propuestas por el Negociado y los testimonios correspondientes.

³ Dicho término fue extendido por el Negociado, a solicitud de la Parte, hasta el 17 de febrero de 2022, mediante Resolución y Orden con fecha del 31 de enero de 2022.

18. El 8 de diciembre de 2022, la OIPC sometió su testimonio directo en relación con estas nuevas métricas, por conducto de su Asesor Técnico, Ingeniero Gerardo Cosme Núñez.

19. Finalmente, y luego de múltiples trámites procesales adicionales, la vista evidenciaria en el caso de autos fue celebrada durante los días 7 al 10 de febrero de 2023. La OIPC compareció en representación de los consumidores del servicio eléctrico mediante los abogados suscribientes.

20. Luego de varias modificaciones al calendario procesal, mediante *Resolución y Orden*, notificada y archivada en autos el 21 de abril de 2023, el Negociado les concedió a las partes hasta el 11 de mayo para someter sus alegatos.

II. ARGUMENTOS GENERALES DE LA OIPC

21. Según dispuesto en la Ley 57-2014, el propósito de establecer métricas de desempeño es promover que las compañías de energía inviertan de manera costo efectiva en infraestructura, tecnología, incorporación de generación distribuida, fuentes de energía renovables y servicios que redunden en mejores beneficios para el sistema eléctrico y los consumidores.

22. Con ello en mente y en el balance de intereses, el ente regulador debe establecer métricas alcanzables para la compañía y que, a su vez, promuevan y adelanten una mejor ejecución por parte de la utilidad y, por ende, un mejor servicio para los consumidores.

23. El éxito de las métricas que finalmente sean aprobadas por este Negociado depende en gran medida de la confiabilidad, certeza y actualización de la información considerada para establecer las mismas.

24. A través de este proceso, LUMA ha sido muy vocal, de manera consistente, en cuanto a la falta de confiabilidad de la información recopilada sobre el desempeño histórico de la Autoridad. La información utilizada como base para proponer sus métricas, según alegado por

ellos, es información correspondiente al año fiscal 2019 hasta marzo de 2020; dicha información no se encontraba bajo su control ya que no operaban la red eléctrica para esa fecha; algunos datos no se encontraban disponibles por no ser recopilados por la Autoridad o se encontraban disponibles únicamente por un periodo corto de tiempo; y, la falta de visibilidad sobre la información les impidió hacer los cálculos correspondientes con exactitud; entre otras alegaciones.

25. LUMA comenzó la operación del sistema de transmisión y distribución de la Autoridad desde el 1 de junio de 2021. A partir de esa fecha, LUMA es la entidad responsable de someter ante el Negociado los informes trimestrales sobre el desempeño de la utilidad bajo el caso NEPR-MI-2019-0007. Nótese, que han transcurrido casi dos años desde esa fecha.

26. Tomando en consideración que el caso de autos tuvo sus inicios en diciembre de 2020, resulta menester señalar que la información actualizada y certera sobre el desempeño de la utilidad, vital para que el Negociado pueda establecer métricas adecuadas, ha estado bajo el control de LUMA durante prácticamente todo el proceso, siendo ellos los responsables de la operación del sistema de transmisión y distribución de la Autoridad.

27. Si uno de los argumentos principales de LUMA, siempre ha sido la falta de confiabilidad de la información provista por la Autoridad, entendemos que hubiera resultado en beneficio para el proceso, para el Negociado y por ende para los consumidores, que la información originalmente sometida, bajo su control desde el 1 de junio de 2021, hubiera sido actualizada.

28. En el caso NEPR-MI-2019-0007, LUMA comentó lo siguiente sobre el desempeño histórico de la Autoridad y el proceso de LUMA para establecer métricas:

“El desempeño actual de la AEE está muy por debajo de los estándares de la industria. Establecer un conjunto robusto de Métricas de Desempeño comenzará a facilitar la transparencia y revertir patrones de desempeño negativos y alineará más a LUMA. Esto

adelantará las metas claves de LUMA: Priorizar la seguridad, mejorar la satisfacción de los clientes; reconstrucción y resiliencia del sistema, excelencia operacional y transformación de energía sostenible.”⁴

29. La opinión de LUMA en cuanto al desempeño de la Autoridad se encuentra basada en la información recopilada por ellos con relación al desempeño de la Autoridad. Como bien indicaron durante aquel proceso, establecer un conjunto robusto de métricas comenzará a facilitar la transparencia y revertir patrones de desempeño negativos y alineará más a LUMA.

30. Somos de la opinión que, precisamente, LUMA ha contribuido a esa falta de transparencia, necesaria para que el Negociado establezca esas métricas robustas, al no actualizar la información, en la que sustenta sus propuestas. Tal como indicamos previamente, distinto al caso NEPR-MI-2019-0007, la información en la que LUMA basó sus propuestas ahora se encuentra bajo su poder y está directamente relacionada a su desempeño.

III. ARGUMENTOS DE LA OIPC SOBRE MÉTRICAS ESPECÍFICAS

A. Técnico, Seguridad y Regulatorio:

31. Las de métricas de desempeño, en el área Técnico, Seguridad y Regulatorio, propuestas por LUMA para la aprobación ante este Honorable Negociado establecen como meta principal operar una red segura y confiable mientras se mantienen en cumplimiento con las regulaciones de seguridad aplicables.

32. Aun cuando las métricas dirigidas a la seguridad de los empleados en la operación del sistema eléctrico son igual de importante que las métricas dirigidas a la confiabilidad de este, la OIPC, estará comentando sobre estas últimas por el impacto directo que tiene en los consumidores.

⁴ Véanse *Comentarios de LUMA de las Métricas Históricas de Desempeño*, con fecha del 5 de febrero de 2021 y posteriormente enmendados con fecha del 8 de febrero de 2021.

33. Dentro de las métricas dirigidas a la confiabilidad del sistema eléctrico las cuales tienen un impacto en los consumidores podemos encontrar las siguientes: Frecuencia de Interrupción Promedio (en adelante “SAIFI” por sus siglas en inglés), Duración de Interrupción Promedio (en adelante “SAIDI” por sus siglas en inglés), Inspecciones de Líneas de Distribución y Correcciones Dirigidas, Inspecciones de Líneas de Transmisión y Correcciones Dirigidas, Inspecciones de Subestaciones de Transmisión y Distribución y Correcciones Dirigidas, Manejo de Vegetación, Duración de Activación de Proyectos de Medición Neta, Ahorros de Energía como Porcentaje de la Venta Total de Energía y Ahorros de Demanda Pico como Porcentaje de la Demanda Pico Total.

i. Frecuencia de Interrupción Promedio, SAIFI.

34. Según propuesta por LUMA esta métrica mide cuan seguido los abonados experimentan una interrupción sostenida por un periodo de tiempo predefinido. Una interrupción sostenida equivale a una interrupción del servicio con una duración mayor de cinco (5) minutos.

35. La manera de calcular la presente métrica es dividiendo el número total de abonados cuyo servicio se vio interrumpido entre el número de abonados servidos. Cada interrupción sostenida experimentada por un cliente en específico cuenta para el total utilizado como numerador.

36. El Negociado, mediante Resolución y Orden en el caso NEPR-MI-2019-0007/The Performance of the Puerto Rico Electric Power Authority, estableció un “baseline” de 10.6.

37. La propuesta hecha por LUMA ante la consideración del Negociado es 9.8 para el primer año, 8.5 para el segundo año y 7.4 para el tercer año.

38. En relación con la métrica antes descrita, la OIPC sugiere a este Negociado que ordene una revisión de los valores propuestos por LUMA como “baseline” de la métrica, y en su

consecuencia de los objetivos a alcanzar en los primeros tres (3) años a la luz de la información actual que se recopila del sistema eléctrico.

39. Según se desprende de la prueba ofrecida y admitida en evidencia, el desempeño actual de LUMA sobrepasa los objetivos propuestos en la presente métrica, de manera que, no vemos incentivo alguno para que la empresa mejore su desempeño más allá del trabajo ya realizado.

40. Cabe resaltar que, según se desprende del testimonio del testigo de LUMA Don Cortez, vertido en la vista evidenciaria, éste coincide con la sugerencia aquí hecha por la OIPC de que los números se deben revisar.

ii. Duración de Interrupción Promedio, SAIDI

41. Según propuesta por LUMA, esta métrica mide la duración total de la interrupción al servicio experimentada por los consumidores en un periodo de tiempo predefinido.

42. La manera en que se calcula esta métrica es sumando el producto de la duración de cada interrupción de servicio por el número de clientes afectados en dicha interrupción, de todas y cada una de las interrupciones sostenidas durante el periodo que se está midiendo para luego dividirlo por la totalidad de los clientes servidos.

43. El Negociado, mediante Resolución y Orden en el caso NEPR-MI-2019-0007/The Performance of the Puerto Rico Electric Power Authority, estableció un “baseline” para la presente métrica es 1,243.

44. La propuesta hecha por LUMA ante la consideración del Negociado es de 1,119 para el primer año, 932, para el segundo año y 746 para el tercer año.

45. Aun cuando en la presente métrica no ocurre la misma situación que en la métrica del SAIFI, en donde LUMA ya cumple con el objetivo propuesto, los números ofrecidos para la presente métrica se deben igualmente revisar a la luz de la información actual que se recopila del

sistema eléctrico de manera que se puedan establecer metas alcanzables que incentiven un mejor desempeño de LUMA.

iii. Inspecciones de Líneas de Distribución y Correcciones Dirigidas, Inspecciones de Líneas de Transmisión y Correcciones Dirigidas e Inspecciones de Subestaciones de Transmisión y Distribución y Correcciones Dirigidas

46. El objetivo de desempeño de estas métricas según presentado por LUMA es incentivar la seguridad del sistema y proveer información para tomar decisiones sobre mejoras de confiabilidad, mantenimiento programando, capacidad anfitriona y actualizaciones de resiliencia.

47. Mediante esta métrica se evaluará, ya sean en las líneas de distribución, líneas de transmisión o subestaciones, la integridad física de los postes (distribución), estructuras, componentes y equipo, proveyendo información dirigida a desarrollar una clasificación de la salud del sistema para identificar problemas serios de seguridad ya sean para el público o para el empleado.

48. La manera en que se calcula esta métrica es mediante el registro del número de líneas inspeccionadas, ya sean de distribución o transmisión o el número de subestaciones inspeccionadas, cuyos resultados son guardados en una base de datos y los hallazgos Categoría 0 y Categoría 1 deben ser incorporados en un plan para atenderlos dentro de los 60 días de haberlos identificados. El plan debe considerar un enfoque coordinado hacia la remediación basado en la severidad y riesgos de acuerdo con los objetivos definidos en “LUMA’s Recovery Transformation Framework”.

49. Las métricas de Inspecciones de Líneas de Distribución, Líneas de Transmisión y de Subestaciones y Correcciones Dirigidas no fueron parte del caso NEPR-MI-2019-0007/The Performance of the Puerto Rico Electric Power Authority, por lo que el Negociado no ha

establecido un “baseline” aplicable a LUMA en las mismas. La propuesta hecha por LUMA ante la consideración del Negociado es: para Inspecciones de Líneas de Distribución, 106 para el primer año, 370 para el segundo y 687 para el tercero; Inspecciones de Líneas de Transmisión, 26 para el primer año, 91 para el segundo y 169 para el tercero; Inspecciones de Subestaciones, 39 para el primer año, 137 para el segundo y 169 para el tercero;

50. Estas tres (3) métricas fueron propuestas por LUMA ante la solicitud de diferimiento de las siguientes métricas: Consumidores que Experimentan Múltiples Interrupciones (CEMI, por sus siglas en inglés) y el Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio Momentáneo (MAIFI, por sus siglas en inglés) y de la solicitud de eliminación de la métrica sobre Duración Media de la Interrupción del Cliente (CAIDI, por sus siglas en inglés). La razón aducida por LUMA para el diferimiento del CEMI y MAIFI es la falta de disponibilidad y problemas de calidad de los datos. Con relación al CAIDI, LUMA solicita su eliminación pues ha aumentado la preocupación en la industria sobre lo limitante que es el CAIDI como métrica de desempeño pues consiste en la razón entre el SAIDI y el SAIFI.

51. La OIPC coincide con LUMA en la eliminación del CAIDI y en el diferimiento del CEMI y MAIFI. No obstante lo antes mencionado, no avalamos que dichas métricas sean sustituidas por inspecciones de líneas, ya sean de distribución o transmisión, ni por inspecciones a subestaciones.

52. Las inspecciones son una parte intrínseca de las funciones de LUMA para poder operar de manera efectiva el sistema eléctrico. Por tal razón, las inspecciones no deberían estar ligadas a incentivos por desempeño.

53. Mientras LUMA no realice una evaluación del sistema eléctrico, estará operando el mismo a ciegas. Así fue reconocido por el testigo de LUMA, Don Cortez, durante la vista evidenciaria.

54. Aún más, dicho testigo reconoció que las inspecciones son un primer paso esencial para mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico. También reconoció que hacer una evaluación completa del sistema eléctrico impactaría otras métricas como lo pueden ser el SAIDI y SAIFI.

55. Ante esta realidad, entendemos que las Inspecciones de Líneas de Distribución, de Líneas de Transmisión y de Subestaciones, juntamente con sus Correcciones Dirigidas no deberían ser incentivadas mediante las presentes métricas de desempeño.

iv. Duración de Activación de Proyectos de Medición Neta.

56. El objetivo de desempeño de esta métrica según propuesto por LUMA es incentivar mejoras en el proceso de medición neta que resulte en una reducción en el tiempo de activación de la tarifa de medición neta para proyectos expeditos.

57. Esta métrica mide el promedio de duración, en días, para completar todas las actividades, dentro del control de la utilidad, requeridas para activar la medición neta en la factura del cliente.

58. La manera de calcular la presente métrica es promediando la duración, en días, desde que se somete una solicitud completa y la activación de la tarifa de medición neta en la cuenta del consumidor, para todos los casos expeditos durante un año.

59. La métrica de duración de activación de la tarifa de medición neta no fue parte del caso NEPR-MI-2019-0007/The Performance of the Puerto Rico Electric Power Authority, por lo que el Negociado no ha establecido un “baseline” aplicable a LUMA. La propuesta hecha por LUMA ante la consideración del Negociado es de 28 días para el primer año, segundo y tercero.

60. En relación con la métrica antes descrita, aun cuando la OIPC está de acuerdo con la manera en que se calcula la misma, debe traer ante la consideración de este Negociado dos asuntos importantes.

61. Primero, tal y como fue expuesto en el testimonio del Ingeniero Cosme y en la vista evidenciaria, no se debe incentivar a LUMA por el cumplimiento de ésta con la ley. Sabido es que, en asuntos de interconexión, la ley requiere de la utilidad que refleje la tarifa de medición neta en la factura del consumidor a no más tardar de treinta (30) días luego de sometida la certificación eléctrica final en su proyecto. De manera que, sería un incumplimiento de Ley por parte de LUMA, extenderse en la activación de la tarifa de medición neta más, allá de treinta (30) días.

62. Según la meta propuesta en la métrica por LUMA, ésta cumpliría con el objetivo de la misma si logra reflejar la tarifa de medición neta en la factura del consumidor en veintiocho (28) días. Entendemos que una mejoría de apenas dos (2) días de lo que la ley le requiere no amerita incentivo alguno por desempeño.

63. Es por esta razón que la OIPC sugirió que, de decidir este Negociado proveer incentivo a LUMA por el cumplimiento con los términos proscritos por ley, debería establecerse una meta que promueva un desempeño extraordinario por parte de la utilidad.

64. Así las cosas, sugerimos que se establezca como objetivo quince (15) días para que se refleje la medición neta en la factura del cliente.

65. Segundo, la métrica tal y como la propone LUMA se queda corta en atender los asuntos de interconexión en su totalidad. Mediante el testimonio del Ingeniero Cosme, la OIPC propuso que se le añadiera a la métrica propuesta por LUMA una métrica sobre la Duración Promedio de Terminación del Proceso de Interconexión.

66. La OIPC considera que se debe medir el progreso, no tan solo en la otorgación de la tarifa de medición neta al cliente, sino que también se debe medir el tiempo que LUMA se toma en completar y cerrar un proyecto de interconexión.

67. La falta de seguimiento a la finalidad de los proyectos de interconexión provocaría una cantidad desmedida de casos que, aunque ya se les brindó a los clientes la tarifa de medición neta en sus cuentas, la misma no es final y por ende permanente.

68. Ante la falta de terminación de los proyectos de los clientes, la utilidad pudiera en cualquier momento, indistintamente el tiempo transcurrido desde que se le brindó la medición neta, requerir algún otro requisito, como lo puede ser un estudio suplementario que pudiera poner en riesgo la medición neta otorgada.

69. Es por estas razones que la OIPC recomienda a este Negociado que establezca una meta más agresiva que los veintiocho (28) días sugeridos por LUMA en la métrica de interconexión y que acoja nuestra sugerencia de estableces una métrica que mida el tiempo de duración para que LUMA complete y de por terminado un proyecto de interconexión.

v. **Ahorros de Energía como Porcentaje de la Venta Total de Energía,**

70. El objetivo de desempeño de esta métrica según propuesto por LUMA es incentivar a la utilidad a alcanzar objetivos de reducción de energía.

71. Esta métrica mide los ahorros de energía anuales alcanzados por el Programa de Manejo de Demanda de LUMA, iniciativas y programas piloto. el total de millas de manejo de vegetación completadas en un año fiscal.

72. La manera de calcular la presente métrica es dividiendo los ahorros de energía brutos totales (MWh) en el año entre el pronóstico de las ventas de energía (MWh) por el año. La métrica de ahorro de energía como porcentaje de la venta total de energía no fue parte del caso

NEPR-MI-2019-0007/The Performance of the Puerto Rico Electric Power Authority, por lo que el Negociado no ha establecido un “baseline” aplicable a LUMA.

73. La propuesta hecha por LUMA ante la consideración del Negociado es de 0.10% de ahorros para el primer año, 0.25% de ahorros para el segundo y 0.40% de ahorros para el tercero.

vi. Ahorros de Demanda Pico como Porcentaje de la Demanda Pico Total.

74. El objetivo de desempeño de esta métrica según propuesto por LUMA es incentivar a la utilidad a alcanzar objetivos de reducción de energía.

75. Esta métrica mide los ahorros de energía anuales alcanzados por el Programa de Manejo de Demanda de LUMA, iniciativas y programas piloto.

76. La manera de calcular la presente métrica es dividiendo los ahorros brutos anuales de demanda pico entre el pronóstico total de demanda pico (MW) para el año. La métrica de ahorro de demanda pico como porcentaje de la demanda pico total no fue parte del caso NEPR-MI-2019-0007/The Performance of the Puerto Rico Electric Power Authority, por lo que el Negociado no ha establecido un “baseline” aplicable a LUMA.

77. La propuesta hecha por LUMA ante la consideración del Negociado es de 0.05% de ahorros para el primer año, 0.10% de ahorros para el segundo y 0.20% de ahorros para el tercero.

78. En relación con las métricas de eficiencia energética y respuesta a la demanda antes descritas, la OIPC está de acuerdo con lo propuesto por LUMA. No obstante, según expuesto en el testimonio del Ingeniero Cosme, testigo de la OIPC, entendemos que sería de gran utilidad segmentar las métricas por cada clase de consumidor impactado por ambos programas. De esta manera se tendría mayor visibilidad del sector energético al cual las medidas de cada programa van dirigidas.

vii. Programa de Manejo de Vegetación.

79. El objetivo de desempeño de esta métrica según propuesto por LUMA es incentivar confiabilidad del sistema promoviendo el mantenimiento de vegetación a lo largo de las líneas de distribución y transmisión.

80. Esta métrica mide el total de millas de manejo de vegetación completadas en un año fiscal. La manera de calcular la presente métrica es sumando las millas totales de millas de mantenimiento de vegetación completadas durante el año fiscal a lo largo de las líneas de 230kV, 115kV, 38kV y líneas de distribución primarias.

81. La métrica de manejo de vegetación no fue parte del caso NEPR-MI-2019-0007/The Performance of the Puerto Rico Electric Power Authority, por lo que el Negociado no ha establecido un “baseline” aplicable a LUMA.

82. La propuesta hecha por LUMA ante la consideración del Negociado es de 1,600 millas completadas para el primer año, 1,800 millas para el segundo año y 2,000.00 millas para el tercer año.

83. En relación con la métrica antes descrita, la OIPC está de acuerdo con lo propuesto por LUMA. No obstante, según expuesto en el testimonio del Ingeniero Cosme, testigo de la OIPC, entendemos que sería de gran utilidad establecer una razón entre las millas de manejo de vegetación reactivo y correctivo entre las millas de manejo de vegetación preventivo.

84. Dicho número brindaría una mejor idea del progreso de LUMA en cuanto al atraso en el manejo de vegetación. Sabido es que el manejo de vegetación ha sido descuidado por años, convirtiendo precisamente la mayoría del trabajo en Reactivo-Correctivo y no Preventivo.

85. La finalidad de dicha razón (Reactivo-Correctivo/Preventivo) es medir el progreso de LUMA hasta que la misma sea lo más pequeña posible.

B. Servicio al Cliente

86. La propuesta de métricas de desempeño y su respectivo incentivo radicada por LUMA en su Anejo IX, para la aprobación de este Honorable Negociado establece como meta principal de las métricas de Servicio al Cliente alcanzar un alto nivel de satisfacción del cliente a través de todas las clases de clientes.

i. **Encuesta de Satisfacción del Cliente de J.D. Power (Clientes Residenciales y Comerciales)**

87. Según informado por LUMA, el propósito de esta métrica es incentivar un servicio al cliente adecuado. La métrica de Satisfacción del Cliente de J.D. Power, evalúa seis factores: calidad de la energía y confiabilidad, precio, facturación y pago, ciudadanía corporativa, comunicaciones y servicio al cliente.

88. La satisfacción del cliente se medirá dando seguimiento con encuestas en cuatro fases por año, para lo residencial, y en dos fases por año para lo comercial. La encuesta inicial fue completada y una referencia se estableció antes de comenzar con los informes comenzando en el Año Fiscal (AF) 2022.

89. Durante su participación en el caso NEPR-MI-2019-0007, LUMA propuso la utilización de la encuesta de J.D. Power. En ese proceso el Negociado determinó lo siguiente: *“The Energy Bureau appreciates LUMA’s proposed participation in the JD Power Customer Satisfaction surveys. However, there are still many questions about the process and outcome of the survey that remain. Therefore, the Energy Bureau will not consider this matter at this time in the process of establishing the baseline for PREPA’s performance.”* En el presente caso, la OIPC comparte las mismas inquietudes que tuvo el Negociado en el caso antes mencionado en relación con el proceso y el resultado de la encuesta realizada por J.D. Power.

90. Cabe señalar que, la OIPC nunca se ha opuesto a que se realice una encuesta sobre la satisfacción de los consumidores con el servicio eléctrico y reconocemos que es un requisito contractual bajo el OMA. Entendemos que, una encuesta realizada correctamente pudiera resultar en una herramienta útil y eficiente para identificar áreas en las que la utilidad debe mejorar.

91. No obstante, por las razones manifestadas desde un inicio, somos de la opinión que la encuesta realizada por J.D. Power no fue atemperada a la población a ser encuestada, asunto que quedó evidenciado durante el proceso.

92. Primeramente, de la poca información provista por LUMA nos preocupa que el único método utilizado para llegar al cliente fue mediante correos electrónicos.

93. Entendemos que, al utilizar solamente el mecanismo de correos electrónicos excluyeron una cantidad significativa y sustancial de consumidores que, por una razón u otra, no utilizan los medios electrónicos como medio primario. Evidencia de ello es que, de cincuenta mil (50,000) encuestas enviadas solamente cuatro mil ocho (4,008) consumidores a nivel residencial y ciento sesenta y tres (163) a nivel comercial contestaron la encuesta realizada.

94. Al no poder evaluar la metodología utilizada por J.D. Power, desconocemos las razones particulares por las cuales decidió realizar la misma vía correo electrónico y no se utilizaron otras alternativas, como, por ejemplo, encuestar directamente en las oficinas comerciales o una combinación de métodos.

95. Cabe resaltar que, de los informes sometidos por LUMA en el caso NEPR-MI- 2019-0007, surge que, durante el mes de agosto de 2021, un total de 41,389 consumidores acudieron a alguna oficina comercial a través de toda la Isla.

96. Nótese que, aun cuando LUMA alega que las estadísticas reflejan que entre el 2015 y el 2019, un 68.6 % de los hogares en Puerto Rico tenían una computadora y un 60.4% tenían internet, 41,389 consumidores optaron por realizar gestiones personalmente en alguna oficina comercial. Esta cantidad representa diez (10) veces la cantidad de consumidores encuestados por J.D. Power.

97. Sin embargo, durante el contrainterrogatorio realizado por la OIPC a la Sra. Jessica Laird, Vicepresidenta de Experiencia del Consumidor en LUMA, durante la vista evidenciaria, la testigo indicó que esta es una cantidad estadísticamente significativa.

98. Sin lugar a duda, 41,389 consumidores en un universo de 1.46 millones, es una cantidad mucho más representativa en comparación con los cuatro mil ciento setenta y un (4,171) consumidores a nivel residencial y ciento sesenta y tres (163) consumidores a nivel comercial que finalmente fueron encuestados.

99. De otra parte, la OIPC sometió en evidencia la encuesta realizada por J.D. Power a nivel residencial. Durante el contrainterrogatorio realizado por la OIPC, la Sra. Laird, testificó que, aunque no colaboró en el desarrollo de la encuesta realizada por J.D. Power, tenía conocimiento sobre el contenido de ésta, de las preguntas a ser realizadas a los consumidores y que las mismas fueron revisadas por ella.

100. A preguntas específicas sobre la pregunta incluida en la encuesta en la que se le inquiere al encuestado sobre las razones por las que pudiera perder el servicio eléctrico y como parte de las opciones se encontraban nieve, tormentas de hielo y tornados, la Sra. Laird testificó tener conocimiento sobre dichas preguntas y peor aún, indicó que las opciones podían resultar relevantes para los consumidores de Puerto Rico. Sin embargo, ante lo sorprendente de su

respuesta, preguntamos si durante el tiempo que lleva residiendo en Puerto Rico había experimentado un tornado o había visto nieve, respondiendo en la negativa.

101. No vemos cómo pudieran clasificarse como relevantes para los ciudadanos de Puerto Rico opciones como esas, cuando por razón de la ubicación geográfica, las probabilidades de que pudiéramos recibir nieve, tormentas de hielo y tornados son imposibles.

102. Aun cuando podemos entender que compañías como J.D. Power utilizan preguntas estandarizadas, las respuestas disponibles deben ser atemperadas a la población encuestada.

103. Según la evidencia presentada por la OIPC, otra de las preguntas contenidas en la encuesta indagaba sobre la posible recomendación de LUMA a un amigo o familiar, lo que nos parece absurdo tomando en consideración que PREPA/LUMA es la única utilidad que brinda servicio eléctrico en Puerto Rico.

104. Igualmente, preguntas relacionadas a si el consumidor ha leído, visto o escuchado comunicaciones o anuncios sobre energía solar, son preguntas que a nuestro juicio en nada tienen que ver con la satisfacción del cliente en relación con el servicio eléctrico, lo que nos hace cuestionar la eficiencia de dicha encuesta. Cabe señalar que la testigo indicó no recordar que esa pregunta fuera parte de la encuesta.

105. Por todos los factores antes expuestos la OIPC concluye que existen muchos cuestionamientos sobre la confiabilidad del proceso y los resultados de la encuesta realizada por J.D. Power.

ii. **Velocidad Promedio de Respuesta (ASA, por sus siglas en inglés)**

106. El propósito de esta métrica es incentivar el servicio eficiente del centro de llamadas. El ASA mide el tiempo de espera promedio desde el momento en que el cliente entra

en la fila de llamadas, hasta el momento en que un agente contesta la llamada. Se computa calculando los segundos de espera del Distribuidor Total de Llamadas Automáticas (ACD, por sus siglas en inglés) dividido entre el total de llamadas contestadas.

107. El Negociado mediante Resolución y Orden en el caso NEPR-MI-2019-0007/ *The Performance of the Puerto Rico Electric Power Authority*, estableció un “baseline” de 8.3 minutos y un “benchmark” de 0.4 minutos (equivalente a 25 segundos). Por su parte, LUMA propone un “baseline” de 10.0.

108. Como parte de la información radicada por LUMA bajo el caso NEPR-MI-2019-0007/ *The Performance of the Puerto Rico Electric Power Authority* en documento intitulado “*Submission of Performance Metrics Report for January through March 2023 and in Compliance with Orders of January 12, 2023 and April 3, 2023*”, surge que las estadísticas del ASA para los meses de enero, febrero y marzo de 2023, fueron 0:00:25 (0.4 minutos), 0:00:15 (0.25 minutos) y 0:00:21 (0.35 minutos), respectivamente.

109. Reconocemos que las estadísticas presentadas reflejan una mejoría sustancial en el servicio ofrecido a los consumidores. Sin embargo, el hecho de que LUMA actualmente ya esté cumpliendo con la métrica propuesta por ellos en el caso de autos, confirma nuestra posición de que aprobar la misma resultaría en un ejercicio fútil.

110. Entendemos que el cumplimiento actual desalentaría a LUMA y pudiera provocar un estancamiento de su parte en procurar alternativas adicionales a los fines de mejorar aún más el servicio ya ofrecido. Es decir, la métrica propuesta por LUMA ya cumplió su objetivo de provocar una mejor ejecución de su parte.

111. Si bien no se pretende penalizar a la parte por su desempeño, la realidad es que ya no existe incentivo alguno que promueva esfuerzos e iniciativas adicionales. Tal como indicado

previamente, el propósito de toda métrica es incentivar una mejor ejecución por parte de la utilidad. Por consiguiente, ante este escenario, se hace indispensable que el Negociado apruebe una métrica aun más rigurosa que promueva una mejor ejecución a la ya alcanzada.

iii. “Customer Complaint”

112. El objetivo de esta métrica es incentivar un servicio al cliente efectivo. Tomando eso en consideración, el Negociado mediante Resolución y Orden en el caso NEPR-MI-2019-0007, estableció un “*baseline*” de 841 “complaints” por cada 100,000 consumidores y un “*benchmark*” de 7 “complaints” por cada 100,000 consumidores. El Negociado calculó esta métrica basada en el total mensual de reclamaciones (“complaints”) registradas ante la Autoridad, dividido por el total de consumidores, multiplicado por 10,000.⁵

113. En su Resolución y Orden con fecha del 2 de julio de 2021, el Negociado aclaró que la metodología utilizada estuvo basada en el total de 12,340 reclamaciones formales radicadas ante la Autoridad durante el año fiscal 2020 (julio 2019- junio 2020), divididas entre el total de 1.46 millones de consumidores. Cabe señalar que, como parte de su intervención en ese caso, LUMA recomendó utilizar el periodo de mayo de 2019 a febrero de 2020 sin explicar sus razones y propuso un “baseline” de 11.1 reclamaciones por cada 100,000 consumidores, recomendación que fue rechazada por el Negociado.

114. En el caso de autos, LUMA originalmente propuso un “baseline” de 10.5 para esta métrica, posteriormente modificado a 11.1.

115. Según testificado por la Srta. Melanie Jeppesen, directora de la División de Servicios de Facturación de LUMA en su testimonio directo, con fecha del 17 de agosto de 2021, este cómputo fue realizado utilizando el número total de “complaints” relacionados a facturación

⁵ Véase *Resolución y Orden*, con fecha del 8 de abril de 2021.

recibidas por el Negociado bajo la clasificación NEPR-QR, para el periodo de mayo de 2019 a febrero de 2020.⁶

116. Según la testigo, LUMA entiende que las reclamaciones iniciales radicadas ante PREPA/ LUMA bajo la Ley 57-2014, según enmendada, no deben ser consideradas para propósitos de esta métrica, ya que son de naturaleza más informal e incluyen asuntos a ser resueltos a través de procesos tales como, la revisión de la información relacionada al consumo del cliente, inspección de contadores o asuntos similares. Alega que estas reclamaciones son casi todas resueltas trabajando directamente con el consumidor y no alcanzan el umbral de una queja formal.

117. Primeramente, según el testimonio vertido por la Sra. Jeppesen al parecer LUMA cataloga todo reclamo a este nivel como asuntos de facturación. Ciertamente nos sorprende tal posición y nos lleva a cuestionar el razonamiento de LUMA al desarrollar y sustentar las métricas propuestas de servicio al cliente

118. Segundo, no entendemos la insistencia de LUMA en utilizar la data del periodo de mayo de 2019 a febrero de 2020 y establecer la métrica basado en ella, alegando que el mismo comprende el periodo de operaciones de la Autoridad más normal durante los últimos cuatro años, cuando el propio Foro adjudicador entendió confiable utilizar el año fiscal 2020, entiéndase el periodo de julio de 2019 a junio de 2020.

119. Tercero, las reclamaciones radicadas ante el Negociado identificadas como “QR”, constituyen un procedimiento adjudicativo de carácter formal radicado por un consumidor ante el Negociado en contra de cualquier compañía de servicio eléctrico certificada por violaciones a la política pública, leyes y/o reglamentación aplicable.

⁶ Véase *Revised Direct Testimony of Ms. Melanie J. Jeppesen*, con fecha del 17 de agosto de 2021.

120. Existen múltiples razones por las cuales un consumidor pudiera radicar una querrela ante el Negociado. Según nuestra experiencia, algunas de las razones más comunes lo son, asuntos relacionados a la interconexión de los sistemas de energía renovable, medición neta, falta de alumbrado público, problemas de vegetación, falta de servicio eléctrico y el incumplimiento por parte de LUMA para con los términos establecidos en la Ley 57-2014, para atender las objeciones de factura.

121. No obstante, LUMA erradamente pretende limitar aquellos procesos identificados por el Negociado como “QR” a asuntos de facturación como si fueran la única razón por la que un consumidor pudiera presentar una querrela.

122. Como hemos manifestado anteriormente, múltiples factores inciden en la radicación o no de estos recursos por parte del consumidor. Nuestra experiencia es que, aun cuando el consumidor tiene un derecho legítimo de presentar un recurso, factores como las gestiones que realiza la OIPC en representación del consumidor; el desconocimiento que éste tiene sobre el derecho que le asiste; entender que el proceso administrativo pudiera resultar uno complejo para una persona leiga; o porque la cuantía envuelta resulta mínima en comparación con los gastos en los que tendría que incurrir, tales como, de representación legal, entre otros, provocan que el consumidor desista de hacer valer dicho derecho.

123. La OIPC se reafirma en que esta métrica debe incluir todas las reclamaciones informales de los consumidores radicadas ante LUMA y todas las reclamaciones formales radicadas ante el Negociado, incluyendo, pero sin limitarse a, las querellas relacionadas a asuntos de facturación. La cantidad de reclamaciones presentadas ante la utilidad, así como, las razones para su presentación constituyen prueba directa de la calidad del servicio ofrecido por LUMA a sus clientes. De igual forma, mediante las reclamaciones de los clientes podemos identificar la

satisfacción o insatisfacción del servicio ofrecido y, por ende, el desempeño de la utilidad en esta área.

124. Se equivoca la testigo en cuanto al argumento de que las reclamaciones iniciales radicadas ante PREPA/ LUMA bajo la Ley 57-2014, según enmendada, no deben ser consideradas para propósitos de esta métrica, ya que son de naturaleza más informal e incluyen asuntos a ser resueltos a través de procesos tales como, la revisión de la información relacionada al consumo del cliente, inspección de contadores o asuntos similares.

125. El carácter formal o informal de la reclamación lo otorga la etapa del proceso en la que se encuentra y no el asunto por el que se reclama. Indistintamente de la etapa o del asunto del que se trate, cualquier reclamo que se presente ante LUMA o ante el Negociado está relacionado directamente con el desempeño de la utilidad.

126. En términos generales, el reclamo del consumidor constituye una inconformidad con el servicio de su faz, por eso reclama. Si ese consumidor estuviera completamente satisfecho con el servicio provisto por LUMA, entonces no existiría reclamo alguno, ni ante la utilidad, ni ante el Negociado, ni de carácter informal, ni formal.

127. De otra parte, la testigo alegó que estas reclamaciones son casi todas resueltas trabajando directamente con el consumidor. Dicha alegación es totalmente infundada, la parte no presentó evidencia que sustente la misma y denota un total desconocimiento de la realidad que enfrentan los consumidores a diario.

128. La testigo también testificó bajo juramento que LUMA había revisado el número total de “complaints” radicados bajo la Ley 57-2014 y considerado los “complaints” radicados ante la OIPC. Según su testimonio, LUMA determinó no incluir los “complaints” presentados ante la OIPC relacionados a LUMA ya que no los pudo parrear con los “complaints” radicados

ante el Negociado. Cabe señalar que, en el caso NEPR-MI-2019-0007⁷, el Negociado le ordenó tanto a LUMA como a la Autoridad, estandarizar los “customers complaints” según las recomendaciones allí realizadas por la OIPC.

129. No entendemos como la parte consideró los “complaints” radicados ante la OIPC cuando nunca hubo comunicación a esos efectos. Además, la información referente a los consumidores asistidos por la Oficina no es información publicada, excepto cuando surja alguna petición de alguna parte interesada. Ciertamente, lo testificado por la Srta. Jeppesen no es veraz y es evidencia fehaciente de que LUMA hizo caso omiso a las órdenes del Negociado de estandarizar los “complaints”.

130. La testigo manifestó que LUMA propuso un “baseline” distinto al ordenado por el Negociado ante la preocupación de que este último incluye reclamaciones de consumidores por facturación alta o “inquires” y no sólo “complaints” formales. Consideran que el número de 12,340 reclamaciones utilizadas por el Negociado no es apropiado ya que la data sometida por la Autoridad incluye “inquiries” en adición a “complaints”.

131. La testigo entiende que, para mejorar razonablemente el “Customer Complaint Rate”, la métrica sólo debe considerar reclamaciones bajo la Ley 57-2014, cuando se convierten en formales ante el Negociado, alegando que esto permitiría una contabilización más certera de las reclamaciones formales.

132. Además, indicó que esta métrica mide la habilidad de LUMA de resolver las controversias sin que ese consumidor sienta la necesidad de involucrar al Negociado. Este planteamiento resulta contradictorio cuando la posición de LUMA es, precisamente que no se contabilicen esas reclamaciones en dónde el Negociado nunca interviene.

⁷ Véase *Resolución y Orden*, con fecha del 8 de abril de 2021.

133. ¿Cómo el Foro pudiera llegar a una conclusión respecto a la habilidad de LUMA de resolver las controversias de los consumidores sin su intervención, sin que éstas sean contabilizadas? Es decir, cómo se puede medir la habilidad de LUMA si el Foro adjudicador no cuenta con la información sobre esas reclamaciones iniciales de los consumidores, a los fines de poder compararlas con las que finalmente llegan ante su consideración.

134. Por lo tanto, limitar la métrica a las querellas por asuntos de facturación, descartando todo el sinnúmero de otras reclamaciones, reflejaría un falso desempeño por parte de LUMA.

135. Posteriormente, en su testimonio directo con fecha del 1 de febrero de 2022, la Srta. Jeppesen testificó que la métrica para medir el desempeño de LUMA debe considerar lo que razonablemente está bajo su control corregir. Además, indica que una métrica de “Customer Complaint” que incluya reclamaciones bajo la Ley 57-2014 radicadas ante LUMA y las querellas radicadas ante el Negociado, provocaría una contabilización doble de reclamaciones. Nuevamente la parte se equivoca.

136. En cuanto a la alegación de la parte de que la métrica debe considerar lo que razonablemente está bajo su control corregir, en efecto, como bien reconoce la testigo posteriormente, LUMA propone contabilizar únicamente las querellas por facturación ya que se tratan de reclamaciones en dónde LUMA incumplió con sus obligaciones bajo la Ley 57-2014. Por consiguiente, se trata de un asunto totalmente bajo el control de LUMA. Si la parte se asegura de cumplir con esos términos no habrá querellas que radicar ante el Negociado, por lo que no habrá una doble contabilización de este tipo de reclamos.

137. Esto nuevamente reafirma nuestra posición de que, contabilizar únicamente aquellas querellas sobre facturación sería un error. En el escenario hipotético de que LUMA

llegara a mejorar sus procesos de objeciones de factura, al punto de que ningún consumidor tuviera la necesidad que radicar una querrela ante el Negociado por su incumplimiento, entonces se reflejaría un desempeño perfecto ficticio por parte de LUMA.

138. Como parte de la evidencia documental utilizada para sustentar el testimonio de la Sra. Jeppesen, LUMA sometió una lista de las querellas radicadas ante el Negociado en su contra, identificadas como Exhibit B de su testimonio directo. El objetivo era evidenciar el número de querellas utilizadas para contabilizar la métrica sugerida.

139. A preguntas de la OIPC durante la vista evidenciaria, la Sra. Jeppesen testificó, en total contravención con la prueba sometida, que algunas de las querellas allí mencionadas no fueron radicadas en contra de LUMA; que existían querellas radicadas en su contra que no surgen de dicho documento; y, que algunas de esas querellas no fueron radicadas por asuntos de facturación. Cuando la testigo fue confrontada con la incongruencia de la prueba y a preguntas específicas sobre si dicha evidencia debía ser revisada, la testigo manifestó que, en efecto, quería estar segura de que la información provista al Negociado fuera certera. Esto, no sólo evidenció la falta de veracidad de la información provista al Foro, si no, la falta de veracidad y confiabilidad de los números utilizados para establecer la métrica propuesta.

C. Evento de Interrupción Mayor

140. El objetivo del establecimiento de métricas para eventos de interrupción mayor (MOE, por sus siglas en inglés) es poder medir el desempeño de la utilidad, LUMA en este caso, bajo circunstancias no usuales en las cuales, de ordinario, aplicarían las demás métricas de desempeño antes descritas.

141. Según la propuesta de métricas de MOE sometidas por LUMA, un evento de interrupción mayor es definido como un evento del cual resulta que, al menos doscientos cinco

mil (205,000) clientes de transmisión y distribución se ven interrumpidos de servicio por más de quince (15) minutos. Dicha definición también menciona que se tiene por terminado un evento de interrupción mayor cuando el número acumulativo de consumidores de transmisión y distribución con servicio interrumpido baja de la cantidad de diez mil por un periodo continuo de ocho (8) horas.

142. En relación con la métrica propuesta del MOE, la OIPC entiende que, previo a entrar a considerar las diferentes métricas incluidas en el mismo, se debe aclarar los aspectos conceptuales de aplicabilidad y duración.

143. Según surgió de la vista evidenciaría, mediante el testimonio del Sr. Mario Hurtado, no quedó claro la aplicabilidad del MOE, en específico la duración y terminación del mismo.

144. A preguntas de la OIPC, el Sr. Hurtado no pudo aclarar de manera convincente si para que se pueda entender como terminado el MOE, la cantidad de los clientes de transmisión y distribución menor de diez mil con servicio interrumpido tienen que haber estado comprendidos dentro de los doscientos cinco mil (205,000) o más que desencadenó el MOE.

145. Esto es importante aclarar pues, tomando en cuenta la fragilidad de nuestro sistema eléctrico, pudiera darse el caso que al momento en que la cantidad de clientes interrumpidos de servicio baje de los diez mil (10,000), como lo establece la definición del MOE para dar por terminado el evento, pudiera ocurrir cualquier otro evento, no relacionado al que desencadenó el MOE, que tenga el efecto de continuar con el MOE.

146. Esto pudiera causar que se continúe por tiempo indefinido bajo la modalidad de MOE y por ende aplicable sus métricas cuando de ordinario debieran aplicar las métricas de desempeño ordinarias.

147. Es por esta razón que este Negociado, previo a evaluar las métricas propuestas por LUMA para MOE debe aclarar la aplicabilidad y duración de lo que es un evento de interrupción mayor.

IV. SÚPLICA

POR TODO LO CUAL, respetuosamente solicitamos de este Honorable Negociado que tome conocimiento de lo anterior y acoja las recomendaciones aquí realizadas, con cualesquiera otros pronunciamientos y providencias que en derecho procedan.

CERTIFICO: Haber enviado copia fiel y exacta del anterior escrito mediante correo electrónico a: margarita.mercado@us.dlapiper.com, yahaira.delarosa@dlapiper.com, jmarrero@diazvaz.law, agraitfe@agraitlawpr.com, rstgo2@gmail.com, pedrosaade5@gmail.com, flcaseupdates@earthjustice.org. rolando@bufete-emmanuelli.com, notificaciones@bufete-emmanuelli.com, jessica@bufete-emmanuelli.com, rhoncat@inetscape.net, lvez@earthjustice.org, rmurthy@earthjustice.org, atorres@jrsp.pr.gov.

RESPETUOSAMENTE SOMETIDO, en San Juan, Puerto Rico, hoy 11 de mayo de 2023.

OIPC

✉ 268 Hato Rey Center,
Suite 802
San Juan, P.R. 00918
☎ 787.523-6962

f/ Hannia B. Rivera Díaz
Lcda. Hannia B. Rivera Díaz
Directora Ejecutiva
hrivera@jrsp.pr.gov
RUA 17,471

f/ Pedro E. Vázquez Meléndez
Lcdo. Pedro E. Vázquez Meléndez
Asesor Legal
contratista@jrsp.pr.gov
RUA 14,856