Superintendencia de Electricidad

RESOLUCIÓN SIE-004-2022-REG

APROBACIÓN DE AUDIENCIA PÚBLICA PARA CONOCER PROPUESTA DE METODOLOGÍA E IMPLEMENTACIÓN DEL PROCEDIMIENTO GENERAL DE CÁLCULO DE LA TARIFA TÉCNICA PARA LOS USUARIOS REGULADOS DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS: (i) EDESUR DOMINICANA, S. A. (EDESUR); (ii) EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DEL ESTE, S. A. (EDEESTE); Y, (iii) EDENORTE DOMINICANA, S. A. (EDENORTE).

TÍTULO	CONTENIDO	PÁG.
I	FACULTAD	1
II	REFERENCIAS A LA NORMATIVA VIGENTE	3
III	ANTECEDENTES	8
IV	ANALISIS Y PONDERACION	8
V	DECISION	10

I. FACULTAD:

1) La LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD NO. 125-01, de fecha 26/07/2001, y sus modificaciones, prevé lo siguiente en relación a las funciones y atribuciones de esta SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD:

(i) **Artículo 24**, Literales "a" y "b", disponen que: *"Corresponderá a la SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD:*

a) Elaborar, hacer cumplir y analizar sistemáticamente la estructura y niveles de precios de la electricidad y fijar, mediante resolución, las tarifas y peajes sujetos a regulación de acuerdo con las pautas y normas establecidas en la presente Ley y su Reglamento;

b) Autorizar o no las modificaciones de los niveles tarifarios de la electricidad que soliciten las empresas, debidas a las fórmulas de indexación que haya determinado la Superintendencia de Electricidad; (...)".

(ii) **Artículo 108**, *"Estarán sujetas a regulación las siguientes tarifas:*

a) Tarifas aplicables a los suministros que efectúen las Empresas Distribuidoras a clientes que estén dentro de su Zona de Concesión, y que por el monto de su demanda no se encuentren en condiciones de suscribir contratos libres y competitivamente convenidos, o a aquellos clientes que no deseen hacerlo. En todo caso, esas personas serán consideradas como clientes de servicio público. El monto de las citadas tarifas será fijado mediante resoluciones dictadas por la Superintendencia de Electricidad;

b) *Tarifas aplicables a otros servicios prestados por las Empresas Distribuidoras a los clientes o usuarios de servicio público de electricidad, con excepción de aquellos a los cuales, dadas sus características de competitividad, el Reglamento no los someta a regulación de precios;*

c) *Tarifas aplicables al uso de las instalaciones de transmisión y de distribución de electricidad, para el ejercicio del Derecho de Uso en el tránsito de energía que establece la presente Ley.* (…).";

(iii) **Artículo 111**, "*Las tarifas a usuarios de servicio público serán fijadas por La Superintendencia. Las mismas estarán compuestas del costo de suministro de electricidad a las empresas distribuidoras establecido competitivamente, referido a los puntos de conexión con las instalaciones de distribución más el valor agregado por concepto de costos de distribución, adicionándolos a través de fórmulas tarifarias indexadas que representen una combinación de dichos valores.*";

2) El REGLAMENTO DE APLICACIÓN DE LA LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD (RALGE), y sus modificaciones, prevé lo siguiente en relación a las funciones y atribuciones de esta SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD:

(i) **Artículo 2, Numeral 94:** *"MARCO REGULATORIO: La Ley 125-01 del 26 de julio del 2001, modificada por la Ley 186-07 del 6 de agosto del 2007, el presente Reglamento de Aplicación con sus modificaciones, las resoluciones dictadas por la CNE, las resoluciones dictadas por la Superintendencia de Electricidad y las demás normas dictadas por las autoridades competentes para normar el subsector eléctrico.";*

(ii) **Artículo 3:** *"Este Reglamento busca promover la consecución de los objetivos expresados en el Título II de la Ley, y que se indican a continuación: (…)*

d) *Regular los precios de aquellas actividades que representan carácter monopólico, estableciendo tarifas con criterios económicos de eficiencia y equidad a manera de un mercado competitivo; (…)*

(iii) **Artículo 31:** *"La SIE tendrá, en adición a las funciones enunciadas en el Artículo 24 de la Ley, con carácter meramente enunciativo, las siguientes facultades:(…)*

ff) *Analizar y hacer cumplir sistemáticamente la estructura y niveles de precios de la electricidad y fijar mediante Resolución, las tarifas y peajes sujetos a regulación;";*

(iv) **Artículo 466:** *"La facturación deberá realizarse conforme a lo establecido en el régimen tarifario vigente emitido mediante Resolución de la Superintendencia de Electricidad."*

II. REFERENCIAS A LA NORMATIVA VIGENTE:

1) La Constitución de la República, proclamada en fecha 13 de mayo de 2015.

> **Artículo 138:** *"Principios de la Administración Pública. La Administración Pública está sujeta en su actuación a los principios de eficacia, jerarquía, objetividad, igualdad, transparencia, economía, publicidad y coordinación, con sometimiento pleno al ordenamiento jurídico del Estado".*

2) La Ley General de Electricidad No. 125-01, de fecha 26 de julio de 2001, y sus modificaciones:

> **Artículo 2:** *"(Modificado por el Artículo 2 de la Ley No. 186-07, de fecha 06 de agosto de 2007). Para los fines de la presente Ley, los términos indicados a continuación, se definen de la siguiente manera: (…)*
>
> *TARIFA TECNICA: Se entiende por tarifa técnica aquella que cubre el costo de abastecimiento de las distribuidoras, sustentado en un régimen de competencia según lo establecido en el Artículo 110 de la presente Ley, más las pérdidas técnicas entre el punto de inyección de los generadores y el punto de retiro de la energía por parte del consumidor al que se le factura el servicio, más los costos asociados a la labor de transmisión y distribución (costo de expansión, operación, mantenimiento y márgenes de operación), cargando un máximo de un 3% de energía incobrables.";*

3) La Ley No. 107-13, de fecha 08 de septiembre de 2013, sobre los Derechos de las Personas en sus Relaciones con la Administración y de Procedimiento Administrativo, prevé al respecto de la obligación de publicación de proyectos destinados a procedimientos o regulaciones de alcance general, lo siguiente:

> **Artículo 31:** *"Principios del procedimiento aplicable a la elaboración de reglamentos, planes o programas. La elaboración de reglamentos administrativos, planes y programas de alcance general, se sujetará a los siguientes principios y criterios, cualquiera que sea la Administración competente en cada caso:*
>
> 1. *Iniciativa. El órgano responsable elaborará el correspondiente anteproyecto o borrador. Si la legislación sectorial así lo ha establecido, también podrá la iniciativa privada presentar el correspondiente anteproyecto de reglamento, de plan o programa.*
>
> 2. *Decisión bien informada. El procedimiento de elaboración del proyecto ha de servir para obtener y procesar toda la información necesaria a fin de garantizar el acierto del texto reglamentario, plan o programa. A tal fin deberán recabarse los estudios, evaluaciones e informes de naturaleza legal, económica, medioambiental, técnica o científica que sean pertinentes. Las alegaciones realizadas por los ciudadanos serán igualmente tenidas en cuenta para hallar la mejor solución posible en el reglamento, plan o programa.*

3. *Audiencia de los ciudadanos directamente afectados en sus derechos e intereses. La audiencia de los ciudadanos, directamente o a través de las asociaciones que les representen, se ha de producir en todo caso antes de la aprobación definitiva del texto reglamentario, plan o programa cuando puedan verse afectados en sus derechos e intereses legítimos. Habrá de otorgarse un plazo razonable y suficiente, en razón de la materia y de las circunstancias concurrentes, para que esa audiencia resulte real y efectiva. La Administración habrá de contar igualmente con un plazo razonable y suficiente para procesar y analizar las alegaciones realizadas.*

4. *Participación del público. La participación del público en general, con independencia de que se vea o no afectado directamente por el proyecto de texto reglamentario, plan o programa, deberá garantizarse antes de la aprobación definitiva salvo texto legal en contrario.*

5. *Colaboración entre órganos y entes públicos administraciones. La Administración competente para la aprobación del reglamento, plan o programa habrá de facilitar y recabar la colaboración de los demás órganos y entes públicos, cuando resulte necesario o conveniente en razón de los efectos significativos que pueda producir, mediante las consultas o informes oportunos.*

6. *Ciclo temporal de la audiencia, de la participación, y de la colaboración interadministrativa. Tanto la audiencia de los interesados, como la participación del público en general y la colaboración interadministrativa que se producen en el seno del procedimiento de elaboración podrán extenderse también a los momentos iniciales o de elaboración de las prioridades y esquemas del borrador, así como a la fase de seguimiento y supervisión, una vez aprobado el texto reglamentario, plan o programa.*

7. *Ponderación y motivación. El órgano promotor habrá de elaborar la propuesta definitiva tomando en consideración los estudios, informes y evaluaciones que, en su caso, se hayan utilizado en el procedimiento. La Administración responsable habrá de ponderar igualmente las alegaciones y los intereses hechos valer por los interesados y el público en general. Antes de la aprobación definitiva, la Administración habrá de motivar adecuadamente las razones de las opciones que resulten elegidas, a la vista de las distintas alternativas.*

8. *Publicación. La entrada en vigor del reglamento o del plan territorial o urbanístico requiere su previa e íntegra publicación en la Gaceta Oficial o en un diario de circulación nacional o local, según sea el caso.";*

4) La LEY GENERAL DE LIBRE ACCESO A LA INFORMACIÓN PÚBLICA NO. 200-04, de fecha 28 de julio de 2004, prevé al respecto de la obligación de publicación de proyectos destinados a procedimientos o regulaciones de alcance general, lo siguiente:

(i) **Artículo 23:** *"Las entidades o personas que cumplen funciones públicas o que administran recursos del Estado tienen la obligación de publicar a través de medios oficiales o privados de amplia difusión, incluyendo medios o mecanismos electrónicos*

y con suficiente antelación a la fecha de su expedición, los proyectos de regulaciones que pretendan adoptar mediante reglamento o actos de carácter general, relacionadas con requisitos o formalidades que rigen las relaciones entre los particulares y la administración o que se exigen a las personas para el ejercicio de sus derechos y actividades.";

(ii) **Artículo 24:** *"(…). Párrafo: En los casos en que la entidad o persona correspondiente cuente con un portal de Internet o con una página en dicho medio de comunicación, deberá prever la existencia de un lugar específico en ese medio para que los ciudadanos puedan obtener información sobre los proyectos de reglamentación, de regulación de servicios, de actos y comunicaciones de valor general, que determinen de alguna manera la forma de protección de los servicios y el acceso de las personas de la mencionada entidad. Dicha información deberá ser actual y explicativa de su contenido, con un lenguaje entendible al ciudadano común.";*

5) El REGLAMENTO DE LA LEY GENERAL DE LIBRE ACCESO A LA INFORMACIÓN PÚBLICA NO. 200-04, dictado mediante DECRETO NO. 130-05 de fecha 25 de febrero de 2005, prevé al respecto de la consulta pública, lo siguiente:

(i) **Artículo 45:** *"El Estado Dominicano en su conjunto, con los organismos, instituciones y entidades descriptos en el Artículo 1 de la LGLAIP, deben poner a disposición de la ciudadanía y difundir de oficio información referida a:*

a. *Proyectos de regulaciones que pretendan adoptar mediante reglamento o actos de carácter general, relacionadas con requisitos o formalidades que rigen las relaciones entre los particulares y la administración o que se exigen a las personas para el ejercicio de sus derechos y actividades.*

b. *Proyectos de reglamentación, de regulación de servicios, de actos y comunicaciones de valor general, que determinen de alguna manera la forma de protección de los servicios y el acceso de las personas de la mencionada entidad.*

En caso de decidirse la no publicación de la información mencionada en los Artículos 23 y 24 de la LGLAIP, el responsable de dicha información debe emitir un acto administrativo dando cuenta de su decisión en ese sentido, fundamentándola en algunas de las causales estipuladas en el Artículo 25 de la LGLAIP. Dicho acto tendrá carácter público.";

(ii) **Artículo 46:** *"La obligación del artículo anterior comprende la de habilitar un espacio institucional para la consulta pública, que permita la expresión de opiniones y sugerencias por parte de todo interesado respecto de los mencionados proyectos.";*

(iii) **Artículo 47:** *"Las opiniones que se recojan durante el procedimiento de consulta pública no poseen carácter vinculante.";*

(iv) **Artículo 48:** *"El organismo, institución o entidad a cargo de la elaboración del proyecto de decisión es la Autoridad Convocante.";*

(v) **Artículo 49:** *"El procedimiento consultivo se inicia formalmente mediante la publicación simultánea en un medio impreso y en el portal de Internet – de existir éste – de la Autoridad Convocante, de un aviso en el que se invita a todo interesado a efectuar observaciones y comentarios respecto del proyecto de decisión que la Autoridad Convocante.*

Es asimismo obligatoria la difusión del aviso en al menos un medio de comunicación de amplia difusión pública en al menos en una (1) ocasión, en un plazo no mayor a una semana luego del inicio formal del procedimiento consultivo.";

(vi) **Artículo 50:** *"El plazo para la presentación de opiniones y propuestas no puede ser inferior a veinticinco (25) días desde el inicio del procedimiento consultivo.";*

(vii) **Artículo 51:** *"Los avisos que se publiquen en el/los medio/s de difusión deberán contener, como mínimo, la siguiente información:*

a) El nombre y datos de la Autoridad Convocante;

b) Un resumen del texto de la norma propuesta y de las razones que justifican el dictado de la norma;

c) El plazo durante el cual se recibirán comentarios y observaciones al proyecto;

d) Las vías a través de las que los interesados pueden acceder al proyecto y a la información relacionada con el mismo;

e) Los canales habilitados para que los interesados pueden hacer llegar sus comentarios;

f) La persona o cargo que decidirá sobre la pertinencia de incorporar modificaciones al proyecto sometido a consulta.";

(viii) **Artículo 52**: *"En los avisos de Internet deberá constar, además de toda la información mencionada en el artículo precedente, el texto completo de la decisión que se impulsa.*

A efectos de recibir los comentarios y observaciones de los interesados, la Autoridad Convocante habilitará una casilla de correo electrónico ad hoc y una dirección postal, así como también un sector en su página de Internet en la que se irán publicando las opiniones que se reciban.";

(ix) **Artículo 53:** *"Los comentarios deben realizarse por escrito, pudiendo acompañarse la documentación que el interesado estime pertinente. En caso de invocarse la representación de una persona física o jurídica, la presentación debe hacerse personalmente con el objeto de acreditar la personalidad jurídica.";*

6) La RESOLUCIÓN SIE-81-2005, de fecha 10 de octubre de 2005, mediante la cual se dicta el "REGLAMENTO PARA LA CELEBRACIÓN DE AUDIENCIAS PÚBLICAS", prevé lo siguiente:

> **Artículo 1:** *"(…). I.- GENERAL: La Audiencia Pública es un instrumento de consulta creado por la SIE a fin de escuchar y conocer las opiniones de las partes interesadas, en torno a temas del sector sobre los que el Consejo de la SIE deba tomar decisión. (…)".*

7) La RESOLUCIÓN NO. SIE-106-2019-MEMI, de fecha 14 de noviembre de 2019, mediante la cual esta SUPERINTENDENCIA estableció lo siguiente:

   i) REGLAMENTO FIJACIÓN VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN DE REFERENCIA para las Empresas Distribuidoras: (i) EDESUR DOMINICANA, S. A. (EDESUR); (ii) EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DEL ESTE, S. A. (EDEESTE); y, (iii) EDENORTE DOMINICANA, S. A. (EDENORTE).

   ii) Las variables y las fórmulas de indexación a considerar para el cálculo de la tarifa de referencia de cada trimestre.

8) La RESOLUCIÓN NO. SIE-087-2021-TF de fecha 29/09/2021, que modifica la RESOLUCIÓN NO. SIE-075-2021-TF de fecha 03/09/2021, mediante la cual esta SUPERINTENDENCIA estableció lo siguiente:

   i) SUSTITUIR el Anexo Único de la RESOLUCIÓN SIE-075-2021-TF sobre "METODOLOGÍA E IMPLEMENTACIÓN TARIFA DE TRANSICIÓN USUARIOS REGULADOS DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS: (i) EDESUR DOMINICANA, S.A. (EDESUR); (ii) EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DEL ESTE, S.A. (EDEESTE); y, (iii) EDENORTE DOMINICANA, S.A. (EDENORTE), SEGÚN ESTABLECE EL PACTO NACIONAL PARA LA REFORMA DEL SECTOR ELÉCTRICO EN LA REPÚBLICA DOMINICANA".

   ii) DISPONER la entrada en vigencia de la "METODOLOGÍA E IMPLEMENTACIÓN TARIFA DE TRANSICIÓN USUARIOS REGULADOS DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS: (i) EDESUR DOMINICANA, S.A. (EDESUR); (ii) EMPRESA DISTIRBUIDORA DE ELECTRICIDAD DEL ESTE, S.A. (EDEESTE); y, (iii) EDENORTE DOMINICANA, S.A. (EDENORTE), SEGÚN ESTABLECE EL PACTO NACIONAL PARA LA REFORMA DEL SECTOR ELÉCTRICO EN LA REPÚBLICA DOMINICANA", emitida por esta SUPERINTENDENCIA mediante Resolución SIE-075-2021-TF, a partir del primero (01) de noviembre de 2021, conforme al esquema establecido en su ANEXO ÚNICO.

9) La RESOLUCIÓN NO. SIE-088-2021-TF de fecha 30/09/2021, mediante la cual esta SUPERINTENDENCIA estableció el CUADRO TARIFARIO correspondiente a las EMPRESAS DISTRIBUIDORAS EDESUR, EDEESTE y EDENORTE para los USUARIOS DEL

SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD, servidos desde circuitos interconectados al SENI; en este cuadro se establecen: (i) Las Tarifas de Referencia para el trimestre de Octubre - Diciembre 2021, y (ii) Las Tarifas a aplicar para el mes de Octubre 2021.

III. ANTECEDENTES:

1) En fecha 25/06/2021, se emitió el Pacto Nacional Para La Reforma Del Sector Eléctrico En La República Dominicana (2021-2030), en el marco de lo dispuesto en la Ley 1-12 que establece la Estrategia Nacional de Desarrollo (2030), mediante el cual se concertó definir un RÉGIMEN TARIFARIO DE TRANSICIÓN que converja con el RÉGIMEN TARIFARIO DE REFERENCIA;

2) En fecha 15/10/2021, se dicta el DECRETO NO.655-21 que establece el REGLAMENTO PARA EL PACTO NACIONAL PARA LA REFORMA DEL SECTOR ELÉCTRICO (PACTO ELÉCTRICO), el cual dispone textualmente lo siguiente:

> *"ARTÍCULO 6: Es responsabilidad de la Superintendencia de Electricidad (SIE) realizar las siguientes acciones en los plazos indicados, verificables a través de sus respectivos indicadores de cumplimiento:* (...)
> *8.2.3.3 Disminuir gradualmente el porcentaje de subsidio cruzado vigente hasta converger al subsidio cruzado contenido en las tarifas de referencia."*
>
> *8.3.1 Calcular trimestralmente los niveles de las tarifas correspondientes al régimen tarifario de referencia utilizando las informaciones actualizadas disponibles, a fin de evaluar la conveniencia de pasar a la adopción anticipada de dicho régimen o de mantener la estructura tarifaria de transición establecida para el período 2021-2026.";*

3) En fecha 20/01/2022, la DIRECCIÓN DE REGULACIÓN Y FISCALIZACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MINORISTA instrumenta una propuesta de resolución sobre la Metodología e Implementación de la Tarifa de Transición, tendente a la realización de una Audiencia Pública, en atención a los compromisos de esta SUPERINTENDENCIA surgidos del PACTO NACIONAL PARA LA REFORMA DEL SECTOR ELÉCTRICO EN LA REPÚBLICA DOMINICANA (2021-2030).

IV. ANÁLISIS Y PONDERACIÓN:

1) La propuesta de resolución sobre "METODOLOGÍA E IMPLEMENTACIÓN DEL PROCEDIMIENTO GENERAL DE CÁLCULO DE LA TARIFA TÉCNICA PARA LOS USUARIOS REGULADOS DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS: (i) EDESUR DOMINICANA, S. A. (EDESUR); (ii) EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DEL ESTE, S. A. (EDEESTE); y, (iii) EDENORTE DOMINICANA, S. A. (EDENORTE), se realiza en cumplimiento de los compromisos asumidos por esta SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD por medio del PACTO NACIONAL PARA LA REFORMA DEL SECTOR ELÉCTRICO EN LA REPÚBLICA DOMINICANA, en calidad de órgano regulador del

subsector eléctrico y máxima autoridad técnica en materia de desarrollo de normas sobre fijación, modificación y proceso para el cálculo de tarifa, en particular, los métodos e instrumentación de la tarifa al amparo del Artículo 118, el cual dispone que: "*Las tarifas definidas, establecidas por La Superintendencia tendrán el carácter de máximas, por componente, no pudiendo discriminarse entre usuarios en su aplicación. Las tarifas de cada servicio serán indexadas mediante su propia fórmula de indexación, la que se expresará en función de precios o índices publicados por el Banco Central de la República Dominicana. Las fórmulas de indexación deberán ser establecidas de forma que los factores de ponderación aplicados a los coeficientes de variación de dichos precios o índices sean representativos de las estructuras de costo de los sistemas modelo definidos para estos propósitos.*";

2) La METODOLOGÍA E IMPLEMENTACIÓN DEL PROCEDIMIENTO GENERAL DE CÁLCULO DE LA TARIFA TÉCNICA PARA LOS USUARIOS REGULADOS DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS: (i) EDESUR DOMINICANA, S. A. (EDESUR); (ii) EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DEL ESTE, S. A. (EDEESTE); y, (iii) EDENORTE DOMINICANA, S. A. (EDENORTE), tiene como objetivo definir el régimen tarifario de referencia, tendente a la implementación de la Tarifa de Referencia, de manera que, el actual subsidio cruzado se vaya desmontando de manera gradual;

3) El CONSEJO SIE, en el proceso de ponderación y deliberación sobre el presente caso, ha tomado en cuenta lo señalado a continuación:

   (i) Las facultades y prerrogativas establecidas por la normativa vigente, atribuidas a esta SUPERINTENDENCIA para la emisión de normas de esta naturaleza;

   (ii) Las obligaciones en relación a la emisión de normas y regulaciones sobre metodología para el cálculo de la tarifa, previstas por la LGE y su Reglamento de Aplicación, cuyo cumplimiento y ejecución corresponden a esta SUPERINTENDENCIA;

   (iii) La obligación de difundir públicamente y celebrar procesos consultivos para propuestas de reglamentos y normas dispuestas por la LEY NO. 107-13, de fecha 08/09/ 2013, sobre los DERECHOS DE LAS PERSONAS EN SUS RELACIONES CON LA ADMINISTRACIÓN Y DE PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO, la LEY GENERAL DE LIBRE ACCESO A LA INFORMACIÓN PÚBLICA NO. 200-04, de fecha 28/07/2004 y la RESOLUCIÓN SIE-81-2005, de fecha 10/10/2005, dictada por esta SUPERINTENDENCIA, que instituye el REGLAMENTO PARA LA CELEBRACIÓN DE AUDIENCIAS PÚBLICAS;

4) Por lo antes expuesto, corresponde que esta SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD instruya la celebración de vistas públicas para conocer de la propuesta de "METODOLOGÍA E IMPLEMENTACIÓN DEL PROCEDIMIENTO GENERAL DE CÁLCULO DE LA TARIFA TÉCNICA PARA LOS USUARIOS REGULADOS DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS: (i) EDESUR DOMINICANA, S. A. (EDESUR); (ii) EMPRESA

DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DEL ESTE, S. A. (EDEESTE); y, (iii) EDENORTE DOMINICANA, S. A. (EDENORTE)", con una antelación no menor a veinticinco (25) días calendarios a partir de la convocatoria, para permitir de esta forma la participación de la mayor cantidad posible de público en general en la elaboración y discusión de la citada metodología, mediante la ponderación de las observaciones que sean presentadas, y posterior incorporación de las que aporten positivamente al producto final.

V. DECISIÓN:

VISTOS: (i) La LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD 125-01, de fecha 26 de julio de 2001, y sus modificaciones; (ii) El REGLAMENTO PARA LA APLICACIÓN DE LA LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD, y sus modificaciones; (iii) El Artículo 31 de la LEY NO. 107-13, de fecha 08/09/2013; (iv) Los Artículos 23 y 24 de la LEY GENERAL DE LIBRE ACCESO A LA INFORMACIÓN PÚBLICA NO. 200-04, de fecha 28/07/2004; (v) Los Artículos 45 y siguientes del REGLAMENTO DE LA LEY GENERAL DE LIBRE ACCESO A LA INFORMACIÓN PÚBLICA NO. 200-04, de fecha 25/02/2005; (vi) La RESOLUCIÓN SIE-81-2005, de fecha 10/10/2005, dictada por esta SUPERINTENDENCIA, que instituye el Reglamento para la Celebración de Audiencias Públicas; (vii) El Informe Legal de fecha 25 de enero de 2022. El CONSEJO DE LA SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD tomó decisión sobre el presente caso, en la reunión de fecha veintiséis (26) de enero del año dos mil veintidós (2022), según consta en el acta correspondiente.

En virtud de tal decisión, el Presidente del Consejo, en funciones de SUPERINTENDENTE DE ELECTRICIDAD, en el ejercicio de las facultades legales que le confiere la LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD NO. 125-01, de fecha 26/07/2001, y sus modificaciones, dicta la siguiente

R E S O L U C I Ó N :

ARTÍCULO 1: APROBAR la celebración de una AUDIENCIA PÚBLICA para conocer la propuesta de "METODOLOGÍA E IMPLEMENTACIÓN DEL PROCEDIMIENTO GENERAL DE CÁLCULO DE LA TARIFA TÉCNICA PARA LOS USUARIOS REGULADOS DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS: (i) EDESUR DOMINICANA, S. A. (EDESUR); (ii) EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DEL ESTE, S. A. (EDEESTE); y, (iii) EDENORTE DOMINICANA, S. A. (EDENORTE)", con el objetivo de ponderar las observaciones que se presenten a dicha propuesta e incorporar las que aporten positivamente al producto final, sujeto a las siguientes reglas:

(i) Dicha Audiencia será celebrada el día **NUEVE (09) de MARZO de 2022**, a las 9:00 a.m., en el **Hotel Catalonia**, ubicado en la Av. George Washington No. 500, Santo Domingo, Distrito Nacional, Capital de la República Dominicana;

(ii) En dicha Audiencia servirán de base los siguientes documentos: (a) La Propuesta de "METODOLOGÍA E IMPLEMENTACIÓN DEL PROCEDIMIENTO GENERAL DE CÁLCULO DE LA TARIFA TÉCNICA PARA LOS USUARIOS REGULADOS DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS: (i) EDESUR DOMINICANA, S. A. (EDESUR); (ii) EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DEL ESTE, S. A. (EDEESTE); y, (iii) EDENORTE DOMINICANA, S. A. (EDENORTE)"; (b) Aviso de CELEBRACIÓN DE AUDIENCIA PÚBLICA; (c) FORMULARIO DE INSCRIPCIÓN; y, (d) AGENDA DE LA CELEBRACIÓN DE AUDIENCIA PÚBLICA, los cuales figuran anexos y forman parte integral de la presente resolución;

(iii) El tiempo máximo para que cada expositor inscrito en el "REGISTRO DE PARTICIPACIÓN" de la audiencia pública realice su ponencia, se fija en diez (10) minutos;

(iv) La DIRECCIÓN DE REGULACION Y FISCALIZACION DE MERCADO ELECTRICO MINORISTA SIE, con el apoyo y soporte de la DIRECCIÓN LEGAL SIE, queda designada como responsable de la coordinación de las diferentes áreas que realizaran los preparativos de la AUDIENCIA PÚBLICA para conocer propuesta de "METODOLOGÍA E IMPLEMENTACIÓN DEL PROCEDIMIENTO GENERAL DE CÁLCULO DE LA TARIFA TÉCNICA PARA LOS USUARIOS REGULADOS DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS: (I) EDESUR DOMINICANA, S. A. (EDESUR); (II) EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DEL ESTE, S. A. (EDEESTE); Y, (III) EDENORTE DOMINICANA, S. A. (EDENORTE)".

ARTÍCULO 2: DISPONER la publicidad del aviso de la AUDIENCIA PÚBLICA para conocer la propuesta de "METODOLOGÍA E IMPLEMENTACIÓN DEL PROCEDIMIENTO GENERAL DE CÁLCULO DE LA TARIFA TÉCNICA PARA LOS USUARIOS REGULADOS DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS: (I) EDESUR DOMINICANA, S. A. (EDESUR); (II) EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DEL ESTE, S. A. (EDEESTE); Y, (III) EDENORTE DOMINICANA, S. A. (EDENORTE)", sujeto a las siguientes reglas:

(i) Mediante dos (2) publicaciones en un periódico de circulación nacional, por espacio de un día cada una; la primera publicación deberá hacerse con una anticipación no menor a veinticinco (25) días calendarios previos a la celebración de la audiencia pública; en tanto que la segunda publicación deberá hacerse con una antelación no menor a siete (7) días calendarios previos a la celebración de la audiencia pública;

(ii) En el portal web de la SUPERINTENDENCIA (www.sie.gob.do), simultáneamente con la primera publicación indicada en el inciso anterior, manteniéndose este aviso de forma permanente hasta el día de la celebración de la audiencia pública.

ARTÍCULO 3: DISPONER que durante el plazo que transcurra desde la primera publicación del aviso de audiencia pública hasta la celebración de dicha audiencia, sea publicado para consulta pública en el portal web de la SUPERINTENDENCIA (www.sie.gob.do) la propuesta de "METODOLOGÍA E IMPLEMENTACIÓN DEL PROCEDIMIENTO GENERAL DE CÁLCULO DE LA TARIFA TÉCNICA PARA LOS USUARIOS REGULADOS DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS: (I) EDESUR DOMINICANA, S. A. (EDESUR); (II) EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DEL ESTE, S. A. (EDEESTE); Y, (III) EDENORTE DOMINICANA, S. A. (EDENORTE)", a los fines de que cualquier interesado pueda acceder y descargar los antecedentes documentales correspondientes, con el propósito de formular sus observaciones y reparos.

ARTÍCULO 4: DISPONER que en un plazo no mayor de veinticinco (25) días hábiles a partir de la celebración de la audiencia pública, la DIRECCIÓN DE REGULACION Y FISCALIZACION DE MERCADO ELECTRICO MINORISTA SIE, en su calidad de responsable de la coordinación de la audiencia pública a celebrarse, con el apoyo y soporte de la DIRECCIÓN LEGAL SIE, entregue el archivo memoria del evento a los: (i) CONSEJO DE LA SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD; y (ii) OFICINA DE ACCESO A LA INFORMACIÓN SIE.

Dada en Santo Domingo, República Dominicana, a los veintiocho (28) días del mes de enero del año dos mil veintidós (2022).

RAFAEL ANÍBAL VELAZCO ESPAILLAT
Superintendente de Electricidad
Presidente Consejo SIE

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ESTUDIO

PROCEDIMIENTOS GENERALES DE CÁLCULO DE LA TARIFA TÉCNICA

REALIZADO POR:

ADRIAN RATNER

Informe Final

Enero de 2022

Índice

1....ETAPAS DEL CÁLCULO....3
2....ETAPA II – CÁLCULO DE LA TARIFA TÉCNICA....3
3....COMPONENTES DE LA TARIFA TÉCNICA....4
3.1 Costos de Suministro....4
3.2 Fórmula de Cálculo Trimestral....4
3.2.1 Precio de la Energía....5
3.2.2 Precio de la Potencia....6
3.2.3 Precio de Transmisión....6
3.3 Valor Agregado de Distribución....7
3.3.1 Costo de Capital....8
3.3.2 Tasa de actualización....8
3.3.3 Determinación de la BAR....8
3.3.4 Vidas Útiles de los Activos....17
3.3.5 Fiscalización y Ajuste ex post del VAD según plan de inversiones ejecutado....18
3.3.6 Costos de Explotación....20
3.3.7 Cálculo del VAD Unitario Máximo Permitido del Período Tarifario....27
3.3.8 Fórmula de Indexación del VAD....28

1 Etapas del Cálculo

El estudio tarifario para el cálculo de la tarifa técnica considerará las siguientes etapas:

a) **Etapa I - Estudio de Análisis Retrospectivo**: a partir de la información suministrada por las Distribuidoras, la SIE analizará la evolución de la cantidad de clientes, energía vendida, energía no suministrada, indicadores de calidad de servicio, inversiones, costos de explotación, longitud de redes por nivel de tensión y otros indicadores financieros y operacionales durante los últimos cuatros años previos a la revisión tarifaria cuatrianual. Como parte de esta etapa, la SIE deberá aprobar los siguientes documentos a ser usados como insumos en el proceso tarifario:

I. Inventario de activos regulatorios al cierre del año base
II. Estudio de unidades constructivas
III. Estudio de caracterización de la demanda
IV. Balance de energía y potencia correspondiente al año base.

b) **Etapa II – Cálculo de la Tarifa Técnica:** el cálculo de la tarifa técnica, se compondrán de los siguientes componentes: i) Costos de Suministro, ii) Valor Agregado de Distribución.

2 Etapa II – Cálculo de la Tarifa Técnica

A continuación, se define la tarifa técnica:

$$TT_{Di} = CS_{Di} + VAD_{Di}$$

Dónde:

TT_{Di} : Tarifa Técnica aplicable a la Distribuidora *i*, expresada en RD$/kWh

CS_{Di}: Costos de suministro de la Distribuidora *i*, expresado en RD$/kWh

CT_{Di}: Costos asociados en que incurre la Distribuidora *i* por el uso de las instalaciones del sistema de transmisión (peajes de transmisión), lo que será energizados en RD$/kWh en función de la curva de carga promedio de la distribuidora

VAD_{Di}: Valor Agregado de Distribución de la Distribuidora *i*, expresado en RD$/kWh.

La TT se calculará en términos reales en moneda de diciembre del año base del estudio tarifario. Se define como año base al año calendario cerrado inmediato anterior al año de realización del estudio tarifario a realizar por la SIE.

3 Componentes de la Tarifa Técnica

3.1 Costos de Suministro

El costo de suministro de las distribuidoras se encuentra compuesto por los costos de compra de energía y potencia a través de contratos conforme las exigencias establecidas en el marco legal regulatorio (incluyendo los créditos de exportación de energía a través de la generación distribuida de CLIENTES AUTOPRODUCTORES conectados al sistema de distribución), y mercado spot, los costos de transmisión, pago de compensaciones por despacho forzado y aporte a las instituciones regulatorias y de operación del mercado. De acuerdo con los principios regulatorios, estos costos son un "pass-through" a los clientes, sobre los cuales debiera haber absoluta neutralidad, asumiendo el cumplimiento de los niveles de pérdidas eficientes reconocidas en la tarifa para cada año del período tarifario consistentes con las inversiones previstas en el Plan de Inversiones y los costos de explotación destinados a la reducción de pérdidas.

Las pérdidas eficientes de energía de las redes de media y baja tensión, centros de transformación y acometidas provendrán de los resultados de optimización de la red y las inversiones derivadas, las mismas deberán ser sustentadas con flujos de carga para las diferentes bandas horarias que se establezcan.

Deberá considerarse dentro del análisis de pérdidas el efecto que los Generadores Distribuidos provocan en la red del Distribuidor y que impactan en el cálculo de los factores de expansión de pérdidas, considerando las condiciones de conexión que se establecieron para cada uno de ellos.

3.2 Fórmula de Cálculo Trimestral

Los costos de suministro se trasladan a las tarifas de los clientes a través de los siguientes componentes:

- Precio de Energía (Pe): esta componente se expresa en RD$/kWh e incluye los costos de la energía adquirida en el mercado spot, por contratos, por créditos de exportación de energía a través de generación distribuida de CLIENTES AUTOPRODUCTORES conectados al sistema de distribución, el costo de las compensaciones por despacho forzado y el costo de aportes a instituciones regulatorias y de operación.
- Precio de Potencia (Pp): esta componente se expresa en RD$/kW-mes e incluye los costos de potencia adquirida por contratos y a través del mercado spot.
- Precio de Transmisión (Pt): esta componente expresa en RD$/kW-mes e incluye los costos de transmisión pagados por la Distribuidora.

Con el propósito de lograr un pass-through con neutralidad para las empresas distribuidoras se propone mantener el esquema actual de actualización trimestral, calculando los componentes Pe, Pp y Pt de cada trimestre n en función de los valores reales pagados en el trimestre n-2, los volúmenes físicos de compra asociados a niveles de pérdidas eficientes e incorporando una componente de conciliación ex post.

A continuación, las fórmulas a aplicar trimestralmente de cada componente:

3.2.1 Precio de la Energía

$$Pe_t = \frac{(\sum_{n-6}^{n-4} Ces_i + \sum_{n-6}^{n-4} Cec_i + \sum_{n-6}^{n-4} CDF_i + \sum_{n-6}^{n-4} ARO_i) \times \sum_{n-6}^{n-4} \frac{Eoptima_i}{Ereal_i} + AJe_{t-2}}{\sum_{n+2}^{n} EFp_{i,k} \times PT_k}$$

Donde:

Pe_t : precio de la energía a aplicar en el trimestre "t".

Ces_i: costo total de la energía adquirida en el mercado spot en el mes "i", del trimestre que comprende los meses "n-6","n-5" y "n-4"

Cec_i: costo total de la energía adquirida por contratos y a través de generación distribuida[1] en el mes "i", del trimestre que comprende los meses "n-6","n-5" y "n-4"

CDF_i: costo de las compensaciones por despacho forzado en el mes "i", del trimestre que comprende los meses "n-6","n-5" y "n-4"

ARO_i: costo de los aportes a las instituciones regulatorias y de operación del mercado en el mes "i", del trimestre que comprende los meses "n-6","n-5" y "n-4"

$Eoptima_i$: Energía comprada calculada a partir del balance óptimo de energía (ventas reales de energía por nivel de tensión + pérdidas eficientes) en el mes "i", del trimestre que comprende los meses "n-6","n-5" y "n-4"

$Ereal_i$: Energía comprada real en el mes "i", del trimestre que comprende los meses "n-6","n-5" y "n-4"

AJe_t: ajuste ex-post del costo de suministro de energía correspondiente al trimestre t-2.

$EFp_{i,k}$: energía proyectada a facturar a cada categoría "k" en el mes "i" del trimestre t

PT_k: parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía para la recuperación de los costos de suministro de energía de la categoría "k" (factores de expansión de pérdidas)

Donde:

$$AJe_t = Pe_{t-2} \times \left(\sum_{n-6}^{n-4} EFp_{i,k} \times PT_k - \sum_{n-6}^{n-4} EF_{i,k} \times PT_k \right)$$

Pe_{t-2}: precio de la energía a aplicado en el trimestre t-2.

$EF_{i,k}$: energía real facturada a cada categoría "k" en el mes "i" del trimestre t-2.

$EFp_{i,k}$: energía que se proyectó facturar a cada categoría "k" en el mes "i" del trimestre t-2

PT_k: parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía para la recuperación de los costos de suministro de energía de la categoría "k" (factores de expansión de pérdidas)

[1] Aplica en el primer trimestre de cada año, donde se contabiliza el balance anual del año anterior de cada cliente con medición neta, pudiendo quedar un crédito neto a favor del cliente, el cual es pagado por la Distribuidora al cliente según lo establecido en el artículo 11.3.c.i del Reglamento de Medición Neta. A los fines de cálculo del costo de dicho crédito, se incluye en el costo de compra de energía de la distribuidora a trasladar a tarifa el 100% del volumen asociado a dicho crédito.

3.2.2 Precio de la Potencia

$$Pp_t = \frac{(\sum_{n-6}^{n-4} Cps_i + \sum_{n-6}^{n-4} Cpc_i) \times \sum_{n-6}^{n-4} \frac{Poptima_i}{Preal_i} + AJp_{t-2}}{\sum_{n+2}^{n} PFp_{i,k} \times PT_k}$$

Donde:

Pp_t : precio de la potencia a aplicar en el trimestre "t".

Cps_i: costo total de la potencia adquirida en el mercado spot en el mes "i", del trimestre que comprende los meses "n-6","n-5" y "n-4"

Cpc_i: costo total de la potencia adquirida por contratos en el mes "i", del trimestre que comprende los meses "n-6","n-5" y "n-4"

$Poptima_i$: Potencia comprada calculada a partir del balance óptimo de potencia (potencias reales por nivel de tensión + pérdidas de potencia eficientes) en el mes "i", del trimestre que comprende los meses "n-6","n-5" y "n-4"

$Preal_i$: Potencia comprada real en el mes "i", del trimestre que comprende los meses "n-6","n-5" y "n-4"

AJp_t: ajuste ex-post del costo de suministro de potencia correspondiente al trimestre t-2.

$PFp_{i,k}$: potencia proyectada a facturar a cada categoría "k" en el mes "i" del trimestre t (en las categorías sin medición de potencia, esta debe calcularse a partir de los parámetros del Estudio de Caracterización de Cargas)

PT_k: parámetros tarifarios aplicados a la facturación de potencia para la recuperación de los costos de suministro de potencia de la categoría "k" (factores de expansión de pérdidas y factores de coincidencia)

Donde:

$$AJp_t = Pp_{t-2} \times \left(\sum_{n-6}^{n-4} PFp_{i,k} \times PT_k - \sum_{n-6}^{n-4} PF_{i,k} \times PT_k \right)$$

Pp_t : precio de la potencia a aplicar en el trimestre "t-2".

$PF_{i,k}$: potencia real facturada a cada categoría "k" en el mes "i" del trimestre t-2.

$PFp_{i,k}$: potencia que se proyectó facturar a cada categoría "k" en el mes "i" del trimestre t-2

PT_k: parámetros tarifarios aplicados a la facturación de potencia para la recuperación de los costos de suministro de potencia de la categoría "k" (factores de expansión de pérdidas y factores de coincidencia)

3.2.3 Precio de Transmisión

$$Pt_t = \frac{\sum_{n-6}^{n-4} Ct_i \times \sum_{n-6}^{n-4} \frac{Poptima_i}{Preal_i} + AJt_{t-2}}{\sum_{n+2}^{n} PFp_{i,k} \times PT_k}$$

Donde:

Pt_t : precio de la transmisión a aplicar en el trimestre "t".

Ct_i: costo total del peaje de transmisión en el mes "i", del trimestre que comprende los meses "n-6","n-5" y "n-4"

$Poptima_i$: Potencia comprada calculada a partir del balance óptimo de potencia (potencias reales por nivel de tensión + pérdidas de potencia eficientes) en el mes "i", del trimestre que comprende los meses "n-6","n-5" y "n-4"

$Preal_i$: Potencia comprada real en el mes "i", del trimestre que comprende los meses "n-6","n-5" y "n-4"

AJt_t: ajuste ex-post del costo de peaje de transmisión correspondiente al trimestre t-2.

$PFp_{i,k}$: potencia proyectada a facturar a cada categoría "k" en el mes "i" del trimestre t (en las categorías sin medición de potencia, esta debe calcularse a partir de los parámetros del Estudio de Caracterización de Cargas)

PT_k: parámetros tarifarios aplicados a la facturación de potencia para la recuperación de los costos de suministro de potencia de la categoría "k" (factores de expansión de pérdidas y factores de coincidencia)

Donde:

$$AJt_t = Pt_{t-2} \times \left(\sum_{n-6}^{n-4} PFp_{i,k} \times PT_k - \sum_{n-6}^{n-4} PF_{i,k} \times PT_k \right)$$

Pt_{t-2}: precio de la transmisión a aplicar en el trimestre "t".

$PF_{i,k}$: potencia real facturada a cada categoría "k" en el mes "i" del trimestre t-2.

$PFp_{i,k}$: potencia que se proyectó facturar a cada categoría "k" en el mes "i" del trimestre t-2

PT_k: parámetros tarifarios aplicados a la facturación de potencia para la recuperación de los costos de suministro de potencia de la categoría "k" (factores de expansión de pérdidas y factores de coincidencia)

3.3 Valor Agregado de Distribución

El Valor Agregado de Distribución (VAD) se compone de:

VAD = CK + CE

Donde:

CK: el costo de capital, el cual incluye las depreciaciones de los activos y la rentabilidad regulada asociada a los mismos.

CE: los costos de explotación, compuestos por los costos de operación y mantenimiento de redes, costos comerciales y costos de administración, incluyendo los costos reconocidos de deudores incobrables proyectados para cada año del período tarifario.

A continuación, se establecen las premisas fundamentales a seguir para el cálculo del VAD:

1) Se tomará la estructura de ventas de las empresas distribuidoras (energía vendida, potencia, cantidad de clientes) del año base.
2) Se realizarán proyecciones de demanda, clientes, energía y potencia, para los próximos 15 (quince) años siguientes al año base.

3) Los VAD serán calculados para cada año del período tarifario en términos reales en moneda de diciembre del año base del estudio.

3.3.1 Costo de Capital

El cálculo del costo de capital se hará por el método de VNR (Valor Nuevo de Reposición) Optimizado depreciado en forma lineal a través de la siguiente fórmula:

CKt = BARBt-1 x TasaDep + BARNt-1 x TCCai

Donde:

CK: Costo de capital del del año t

BARBt-1: Base de Activos Regulatorios Bruta al final del año t-1

BARNt-1: Base de Activos Regulatorios Neta al final del año t -1.

TasaDep = Tasa de depreciación lineal

TCCai: Tasa de Costo de Capital en términos reales antes de impuestos.

El costo de capital requiere de la determinación de una base de activos regulatorios bruta y neta para cada uno de los años del periodo bajo análisis. La base se encontrará compuesta por una Base de Activos Regulatorios Inicial (BARo), en adelante "Base Blindada" y la Base de Activos Regulatorios Incremental compuesta por las inversiones aprobadas por la SIE para el período tarifario (BARn).

Los activos cuyo origen responden a donaciones o aportes de terceros no forman parte de la base de capital, sin embargo, sí deben tenerse en cuenta al momento de dimensionar los costos de explotación.

Se define al primer período tarifario de aplicación de la metodología de cálculo del costo de capital desarrollada en este informe, como "*período tarifario 1*".

3.3.2 Tasa de actualización

La tasa de actualización (TA) a considerar será la suministrada por el Banco Central de la República Dominicana.

3.3.3 Determinación de la BAR

De acuerdo a lo planteado en el punto 3.3.1 el costo de capital requiere de la determinación de una base de activos regulatorios bruta y neta para cada uno de los años del periodo bajo análisis.

La Base de Activos Regulatorios (BAR) incluye una Base de Activos Regulatorios Inicial (BARo) y la Base de Activos Regulatorios Incremental compuesta por las inversiones aprobadas por la SIE para el período tarifario (BARn).

La Base de Activos Regulatorios (BAR) se clasifica, según su función, en:

a. Base de Activos Regulatorios Eléctricos (BAR_E), y
b. Base de Activos Regulatorios no Eléctricos (BAR_{NE}).

La BAR_E corresponde a la infraestructura de distribución de energía eléctrica y su función está directamente asociada a la prestación del servicio considerado. Los activos de este grupo incluyen:

- Equipos de subestaciones,
- Líneas,
- Transformadores,
- Equipos de medición
- Equipos de protección y maniobra

El valor de dichos activos debe determinarse a partir de la conformación y valuación de Unidades Constructivas (UUCC).

La BAR_{NE} considera los activos que no hacen parte de la infraestructura de distribución de energía eléctrica, pero que son requeridos para cumplir con la prestación del servicio.

Los activos de este grupo son:

- Terrenos;
- Edificios y Construcciones;
- Equipos y Vehículos de Transporte y Carga;
- Equipos de Almacén, Maestranza, Laboratorio, Medición y Control
- Equipos de Comunicación;
- Equipos de Oficina;
- Equipos de Computación;
- Otros Equipos

La metodología a aplicar para estimar el valor de los activos en operación por la Empresa Distribuidora corresponde al Valor Nuevo de Reposición Optimizado Depreciado en forma lineal. El método del Valor Nuevo de Reposición consiste en valorizar y reconocer exactamente las instalaciones que el distribuidor tiene.

3.3.3.1 Base de Activos Regulatorios Inicial (BARo)

Las empresas distribuidoras deben presentar un informe relativo al Inventario de Activos Regulatorios Eléctricos y No Eléctricos al 31 de Diciembre del año base.

Sobre la totalidad de activos que opera y mantiene la distribuidora incluidos en la BARo, según su reconocimiento en tarifas, los activos quedarán clasificados en:

- Activos Elegibles, y
- Activos no Elegibles

Los Activos Elegibles son aquellos que se utilizan para la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica.

Los Activos no Elegibles incluyen las siguientes categorías:

- Aquellos aplicados a la prestación de servicios no regulados o de otras actividades no vinculadas al servicio de distribución y, por ende, no formarán parte de la Base de activos regulatorios.
- Aquellas redes de distribución generadas en zonas donde las instalaciones son precarias, sectores donde su reconocimiento en tarifas se hará toda vez que la empresa realice una inversión propia de renovación/reconversión de dichas instalaciones.
- Aquellos activos cuyo origen responde a donaciones o aportes de terceros (incluyendo gobierno). En el caso de que las empresas no dispongan de información para su identificación, se deberá deducir un porcentaje del activo valuado basado en la contabilidad.

El inventario debe ser resultado de un análisis de la información disponible respecto del sistema de distribución. Debe corresponderse con la mejor información agrupada, sistematizada y georreferenciada, surgida del Sistema GIS de la empresa.

Toda información debe poderse tabular y organizar por familia de unidades constructivas, manejándose una codificación que permita su posterior vinculación y valorización a partir de las UUCC correspondientes. Algunas familias de UUCC se mencionan a continuación: Acometidas, Apoyos, Equipos Especiales, Equipos de Seccionamiento, Pararrayos, Transformadores, Conductores BT, Conductores MT, Subestaciones, _Interruptores, Medidores, etc. La empresa distribuidora deberá establecer las equivalencias entre los activos reales en servicio y las unidades constructivas estándar que sean definidas.

La empresa debe informar el grado de digitalización de sus redes. Todo aquello que no se encuentre digitalizado deberá informarse por separado, organizado por proyecto, familia de activos, etc.

A continuación, se mencionan algunas características mínimas de la infraestructura que deberán estar disponible. En caso esta información no se disponga, la empresa distribuidora deberá realizar un muestreo, con representatividad estadística, con el fin de suministrar esta información, la cual es imprescindible para una adecuada valorización del inventario:

- Red aérea MT:
  - Urbana:
    - Vano (m)
    - Material poste (madera, hormigón, metal)
    - Conductor (desnudo, protegido)
  - Rural:
    - Vano (m)
    - Material poste (madera, hormigón, metal)
    - Conductor (desnudo, protegido)
- Red aérea BT:
  - Urbana:
    - Vano (m)
    - Material poste (madera, hormigón, metal)
    - Conductor (desnudo, preensamblado)
  - Rural:
    - Vano (m)
    - Material poste (madera, hormigón, metal)

  - Conductor (desnudo, preensamblado)
- % de red de BT estimado que comparte postación con MT
- Longitud de las acometidas

En caso existan zonas con servicio, dentro del área de concesión, donde no se cuente con la red digitalizada, se deberá emplear una metodología que permita su determinación (enfoque constructivo) con el fin de establecer la infraestructura requerida para llegar con el servicio a los usuarios ubicados en esas zonas, lo cual permitirá a su vez la valorización de la misma con el fin de formar parte de la base de capital inicial de la distribuidora.

3.3.3.1.1 Unidades Constructivas

Una Unidad Constructiva (UUCC) es la compuesta por un conjunto de armados o materiales que, integrados entre sí, cumplen con un propósito específico.

El costo de cada Unidad Constructiva ($UUCC_i$) estará dado por la siguiente fórmula:

$$UUCC_i = EP_i + COM_i + CA_i + II_i$$

a. ***EP,*** Equipamiento *principal:* se deberá valuar con base en un banco de precios referenciales o precios de la empresa, conformado a partir de las compras de los últimos dos años con relación a la Fecha de Referencia dada para el año base. En caso de no existir compras de un determinado bien o UUCC, en el período de dos años considerado, su valor se determinará por su costo histórico ajustado.
b. ***COM,*** *Componentes Menores:* son materiales y accesorios a los componentes principales que se valorizarán a través de porcentajes de costos respecto del equipamiento principal. Estos porcentajes serán obtenidos del análisis de la totalidad de los proyectos ejecutados por la Empresa Distribuidora que se disponga a detalle.
c. ***CA,*** *Costos adicionales:* son las erogaciones correspondientes a gerenciamiento, montaje, flete, equipos y herramientas, estructura y beneficio del contratista, imprevistos, entre otros aspectos.
    - Son obtenidos como porcentajes definidos en la misma forma que los COM, salvo los costos de montaje.
    - Costos de montaje (mano de obra y vehículos): se deberá presentar el diseño básico de la UUCC donde se indiquen las horas – hombre y horas – equipo para el montaje, lo cual permitirá la estimación objetiva de su costo. Las cuadrillas de obra deberán costearse considerando valores de mercado obtenidos a partir de una encuesta salarial realizada por una empresa especializada. Los resultados de la encuesta por utilizar se corresponderán con los valores promedios totales obtenidos. Para establecer las remuneraciones se utilizará el sueldo base de la encuesta salarial indicada anteriormente, debiendo posteriormente agregarse las cargas sociales propias del mercado donde opera la distribuidora. Para los vehículos de montaje se deberá desarrollar un modelo constructivo que considere los costos que hacen a su valor hora de trabajo. Los precios de los vehículos deberán validarse con compras reales o en su defecto a partir de publicaciones del valor de mercado.

d. ***II,*** *Intereses Intercalares:* corresponde a las remuneraciones de la obra en curso, cuyo valor se determinará aplicando la Tasa de costo de capital definida por el Banco Central sobre el plazo promedio de ejecución de la obra y el valor de los desembolsos mensuales.

Las UUCC deben contar con una codificación que en forma unívoca permita su vinculación con el inventario de activos existentes y con aquellos activos que surjan del plan de inversiones.

A continuación, y a modo referencial, se mencionan instalaciones eléctricas que se espera, a partir de las UUCC, puedan valorizarse:

- Estaciones de AT/MT, de transformación y de maniobras
- Media Tensión
  - Red aérea para MT;
  - Red subterránea para MT;
  - Equipos de protección, seccionamiento y de compensación de la red de MT.
- Subestaciones MT/BT
  - Monoposte;
  - Biposte;
  - Convencional a nivel y subterránea;
  - Compacta;
  - De seccionamiento y protección.
- Baja Tensión
  - Red aérea para BT.
  - Red subterránea para BT
- Acometidas
- Medidores

Los costos de las UUCC deberán abrirse en costos vinculados a recursos transables internacionalmente y en costos vinculados a recursos no transables internacionalmente, lo que permitirá, al momento de determinación de la base de capital, conocer su estructura de costos, dato relevante para la actualización tarifaria y evaluación de inversiones.

Para dicho fin se considera lo siguiente:

- Equipamiento principal: bienes transables en el mercado internacional
- Componentes menores: bienes transables en el mercado internacional
- Costos adicionales: se considerará que todos estos costos pertenecen a la categoría de bienes no transables en el mercado internacional
- Intereses intercalares: se considerará que este costo pertenece a la categoría de bienes no transables en el mercado internacional

3.3.3.1.2 Determinación de la BARo bruta

La BAR bruta de cada distribuidora quedará determinada por la suma de la $BARo_E$ y la $BARo_{NE}$.

El inventario de los activos eléctricos de la BARo bruta reconocidos al año base, se compondrá del inventario de los activos eléctricos tomado al año base del período tarifario 1 y el valor bruto acumulado de las inversiones efectivamente ejecutadas desde el inicio del período tarifario 1 hasta el año base tomado para el período tarifario sobre el cual se está realizando el cálculo.

El costo de los Activos Regulatorios No Eléctricos al año base del período tarifario 1 será determinado como un porcentaje del costo de los Activos Regulatorios Eléctricos que conforman la $BARo_E$ Bruta. Dicho porcentaje será calculado a partir de datos contables propios de cada empresa distribuidora en lo que refiere a activos eléctricos y no eléctricos y estará limitado a un máximo de 6%. El inventario de los activos no eléctricos de la BARo bruta reconocidos al año base, se compondrá del inventario de los activos eléctricos tomado al año base del período tarifario 1 y el valor bruto acumulado de las inversiones efectivamente ejecutadas desde el inicio del período tarifario 1 hasta el año base tomado para el período tarifario sobre el cual se está realizando el cálculo.

En cada proceso de revisión tarifaria, existirá una actualización monetaria de la BARo.

La actualización monetaria será realizada a través de una fórmula polinómica que pondere variaciones de índices de precios afines con activos de distribución.

Para permitir una correcta actualización monetaria, dado un proceso de revisión tarifaria, la BARo debe estar separada en 2 (dos) componentes, a saber:

1. valor bruto del inventario de los activos eléctricos tomado al año base del período tarifario 1 reexpresado a fecha de la última revisión tarifaria realizada
2. valor bruto acumulado de las inversiones efectivamente ejecutadas desde el inicio del período tarifario 1 hasta el año base tomado para el período tarifario sobre el cual se está realizando el cálculo.

Con el fin de permitir la reexpresión de los 2 (dos) componentes de la BARo, se utilizará la siguiente expresión matemática como factor de actualización:

Componente 1

$$FA_1 = \alpha_1 \times \frac{IPC_t}{IPC_{t-1}} + \beta_1 \times \frac{TC_t}{TC_{t-1}} \times \frac{PPI_t}{PPI_{t-1}}$$

FA_1: Factor de actualización monetaria del valor bruto del inventario de activos eléctricos tomado al año base del período tarifario 1 reexpresado a fecha de la última revisión tarifaria realizada (t-1), siendo t la fecha de moneda de estudio de la revisión tarifaria t.

α_1: Coeficiente de participación de los insumos domésticos en la base bruta del inventario de activos eléctricos tomado al año base del período tarifario 1

β_1: Coeficiente de participación de los insumos importados en la base bruta del inventario de activos eléctricos tomado al año base del período tarifario 1

IPC_t: Índice de precios al consumidor a diciembre del año base de la revisión tarifaria *t* por realizarse, publicado por la Oficina Nacional de Estadística (ONE)

IPC_{t-1}: Índice de precios al consumidor a diciembre del año base de la revisión tarifaria anterior (t-1), publicado por la Oficina Nacional de Estadística (ONE)

TC_t: Tipo de cambio a diciembre del año base de la revisión tarifaria *t* por realizarse publicado por el Banco Central

TC_{t-1}: Tipo de cambio a diciembre del año base de la revisión tarifaria anterior (t-1) publicado por el Banco Central

PPI_t: Índice anual de Precios al Productor –PPI– para bienes Industriales sin combustibles (Annual Producer Price Index Industrial commodities less fuels – WPU03T15M05) de Estados Unidos de América, publicado por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics", a diciembre del año base de la revisión tarifaria *t* por realizarse

PPI_{t-1}: Índice anual de Precios al Productor –PPI– para bienes Industriales sin combustibles (Annual Producer Price Index Industrial commodities less fuels – WPU03T15M05) de Estados Unidos de América, publicado por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics", a diciembre del año base de la revisión tarifaria anterior (t-1)

Componente 2

$$FA_2 = \alpha_2 \times \frac{IPC_t}{IPC_{t-1}} + \beta_2 \times \frac{TC_t}{TC_{t-1}} \times \frac{PPI_t}{PPI_{t-1}}$$

FA_2: Factor de actualización monetaria del valor bruto acumulado de las inversiones efectivamente ejecutadas desde el inicio del período tarifario 1 hasta el año base tomado para el período tarifario sobre el cual se está realizando el cálculo.

α_2: Coeficiente de participación de los insumos domésticos en la base bruta de las inversiones efectivamente ejecutadas desde el inicio del período tarifario 1 hasta el año base tomado para el período tarifario sobre el cual se está realizando el cálculo.

β_2: Coeficiente de participación de los insumos importados en la base bruta de las inversiones efectivamente ejecutadas desde el inicio del período tarifario 1 hasta el año base tomado para el período tarifario sobre el cual se está realizando el cálculo.

IPC_t: Índice de precios al consumidor a diciembre del año base de la revisión tarifaria *t* por realizarse, publicado por la Oficina Nacional de Estadística (ONE)

IPC_{t-1}: Índice de precios al consumidor a diciembre del año base de la revisión tarifaria anterior (t-1), publicado por la Oficina Nacional de Estadística (ONE)

TC_t: Tipo de cambio a diciembre del año base de la revisión tarifaria *t* por realizarse publicado por el Banco Central

TC_{t-1}: Tipo de cambio a diciembre del año base de la revisión tarifaria anterior (t-1) publicado por el Banco Central

PPI_t: Índice anual de Precios al Productor –PPI– para bienes Industriales sin combustibles (Annual Producer Price Index Industrial commodities less fuels – WPU03T15M05) de Estados Unidos de América, publicado por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics", a diciembre del año base de la revisión tarifaria *t* por realizarse

PPI_{t-1}: Índice anual de Precios al Productor –PPI– para bienes Industriales sin combustibles (Annual Producer Price Index Industrial commodities less fuels – WPU03T15M05) de Estados Unidos de América, publicado por el "U.S. Department of

Labor, Bureau of Labor Statistics", a diciembre del año base de la revisión tarifaria anterior (t-1)

3.3.3.1.3 Determinación de la BARo neta

Para el período tarifario 1 la BAR_E neta inicial resultará de multiplicar la BAR_E bruta inicial por el ratio contable Activo Fijo Eléctrico Neto / Activo Fijo Eléctrico Bruto registrado al 31 de Diciembre del año base del estudio. El ratio deberá ser determinado por tipo de activo o conjunto de activos compatible con la apertura de la BAR_E. La consideración del ratio contable implícitamente ya da tratamiento a los activos 100% depreciados, los cuales de esta forma no requieren de su separación con fines de cálculo y reconocimiento de la BARo neta.

La evolución de la BAR_E neta inicial correspondiente al período tarifario 1 resultará de aplicar la tasa de depreciación por tipo de activo o conjunto de activos compatible con la apertura de la BAR_E. Las tasas de depreciación a aplicar sobre la BAR_E, inicial correspondientes al período 1 serán oportunamente definidas por la SIE.

En los siguientes períodos tarifarios, la $BARo_E$ neta inicial se compondrá de la $BARo_E$ neta inicial correspondiente al período tarifario 1 más el valor neto de las inversiones ejecutadas desde el inicio del período tarifario 1 hasta el año base tomado para el período tarifario sobre el cual se está realizando el cálculo.

En relación a los activos no eléctricos, la BAR_{NE} neta inicial correspondiente al período tarifario 1 resultará de multiplicar la BAR_{NE} bruta inicial por el ratio contable Activo Fijo No Eléctrico Neto / Activo Fijo No Eléctrico Bruto obtenido para los activos no eléctricos elegibles.

La evolución de la BAR_{NE} neta inicial resultará de aplicar la tasa de depreciación representativa de los activos no eléctricos que surge de los estados contables de la empresa distribuidora.

En los siguientes períodos tarifarios, la $BARo_{NE}$ neta inicial se compondrá de la $BARo_{NE}$ neta inicial correspondiente al período tarifario 1 más el valor neto de las inversiones ejecutadas desde el inicio del período tarifario 1 hasta el año base tomado para el período tarifario sobre el cual se está realizando el cálculo.

3.3.3.2 Base de Activos Regulatorios Incremental (BARn): Plan de Inversiones

La Base de Activos Regulatorios Incremental será proyectada para cada año del período tarifario incorporando el plan de inversiones aprobado por la SIE. El plan de inversiones incluirá inversiones por expansión de demanda, reemplazo, reducción de pérdidas de energía y calidad de servicio. La SIE realizará un análisis de prudencia de las inversiones previstas conforme el mercado a ser atendido y verificará la razonabilidad de las obras previstas y precios estimados; aprobando todas aquellas inversiones que resulten óptimas, cumpliendo con los criterios de utilidad, uso, prudencia y razonabilidad de costos.

El plan de inversiones deberá ser realizado a partir de un estudio de optimización de la red. El estudio de optimización de la red se realizará a través de la metodología Top-Down (características que se mencionan más abajo en esta sección), para lo cual se deberá disponer de la información digitalizada de la traza de la red de MT, la base de datos de la totalidad de los Centros de transformación MT/BT (CT) con su geo-referencia, y la vinculación cliente – CT.

Considerando la metodología Top-Down de optimización de la red, se estarán respetando las condiciones de partida de la red real, y deberá correrse un modelo matemático con el fin de

establecer el plan de inversiones por expansión de demanda, reducción de pérdidas y calidad de producto y servicio técnico que la empresa distribuidora debiera ejecutar en forma óptima.

La metodología Top Down mencionada con el fin de optimizar la red del distribuidor consiste en, tomando como punto de partida la red real de la empresa, determinar el calibre de los conductores y cantidad de fases, como así también la capacidad de los centros de transformación MT/BT, capaces de soportar la demanda, cumpliendo con los estándares de calidad de servicio y producto técnico, establecidos en la normativa. La traza de la red se respeta.

La evaluación técnico-económica que determine la infraestructura óptima resultará de la minimización principalmente de cuatro componentes, los costos anuales de inversión (costo de capital del activo eléctrico), los costos de operación y mantenimiento, el costo de las pérdidas de energía y potencia y el costo de falla o energía no suministrada.

$$Costo =$$

$$VP(Costo) = \sum_{t=1}^{T} \frac{AnualidadInversión_t}{(1+TCC)^t} + \sum_{i=1}^{T} \frac{CO\&M_t}{(1+TCC)^t} + \sum_{i=1}^{T} \frac{CostoPérdidas_t}{(1+TCC)^t} + \sum_{i=1}^{T} \frac{CENS_t}{(1+TCC)^t}$$

Donde:

VP (Costo): Valor presente del costo de capital y pérdidas

Anualidad Inversión$_t$: costo de capital de la inversión en el año t

CO&M$_t$: Costos de Operación y Mantenimiento en el año t

Costo Pérdidas$_t$: Costo de las pérdidas en el año t

CENS$_t$: Costo de Energía No Suministrada en el año t.

T: horizonte de evaluación

TCC: tasa de descuento igual a la tasa de costo de capital

El análisis deberá incluir como mínimo, las siguientes actividades:

- Selección de las configuraciones óptimas en MT y BT (trifásico, bifásico y monofásico)
- Selección de las tecnologías óptimas
- Selección del material y calibres óptimos de conductores de MT y BT
- Optimización de los centros de transformación y sus diferentes configuraciones
- Optimización de acometidas
- Verificación de los índices de Calidad del Producto y del Servicio Técnico.
- Evaluación de otros activos (ej: Reguladores de tensión, seccionamientos, reconectadores, etc.).

Al plan de inversiones obtenido a través de las metodologías de optimización, se le deberán agregar las inversiones por reposición a ser informadas por las empresas distribuidoras con la debida justificación.

Las inversiones deberán estructurarse considerando la misma tipificación que sea utilizada para el inventario del año base, lo cual permitirá su vinculación con las UUCC y consecuentemente su valorización.

En función de lo anterior, el Plan de Inversiones para el periodo bajo análisis indicará para cada año los proyectos de inversión que se realizarán, los cuales podrán organizarse en:

- Proyectos de inversión para ampliación de capacidad a través del reemplazo de activos existentes;
- Proyectos de inversión para atender nuevas demandas, sin reemplazo de activos existentes;
- Proyectos de inversión para reemplazar activos existentes, sin aumento de capacidad del sistema;
- Proyectos de inversión motivados en la mejora de la calidad del servicio y/o reducción de pérdidas.

Las obras a considerar en el plan de inversiones deberán indicar el origen de los fondos con los cuales las mismas serán soportadas (capital propio o de terceros).

3.3.3.2.1 Determinación de la BARn bruta

La BARn bruta será proyectada para cada año del período tarifario incorporando los activos del plan de inversiones aprobado por la SIE considerando el año estimado de entrada en operación.

3.3.3.2.2 Determinación de la BARn neta

El cálculo de la BAR_n neta para cada año del período tarifario resultará de descontar de la BARn Bruta las depreciaciones acumuladas de las inversiones conforme considerando la fecha de entrada en operación de cada activo.

3.3.4 Vidas Útiles de los Activos

Las vidas útiles regulatorias de los activos eléctricos serán definidas como mínimo para el siguiente detalle de categoría de activos:

- Estaciones de AT/MT, de transformación y de maniobras
- Media Tensión
    - Red aérea para MT;
    - Red subterránea para MT;
    - Equipos de protección, seccionamiento y de compensación de la red de MT.
- Subestaciones MT/BT
- Baja Tensión
    - Red aérea para BT.
    - Red subterránea para BT
- Acometidas
- Medidores

Las vidas útiles promedio ponderadas resultantes de la utilización de las vidas útiles propuestas para cada tipo de activo conforme el detalle mínimo previamente expuesto, no podrá ser menor a los siguientes valores:

- Estaciones de AT/MT: 40 años
- Media Tensión: 30 años
- Baja Tensión: 30 años
- Medidores: 10 años

La inversión incremental en activos no eléctricos, al estar individualizados, deberá depreciarse en el tiempo considerando la tasa de depreciación contable correspondiente a cada tipo de activo no eléctrico. El valor de los activos no eléctricos reconocidos al año base del período tarifario 1, será depreciado utilizando las tasas de depreciación contable correspondiente a cada tipo de activo. En caso de no disponerse del detalle, la vida útil promedio a considerar será de 10 años.

3.3.5 Fiscalización y Ajuste ex post del VAD según plan de inversiones ejecutado

Considerando la importancia que tiene para el servicio a usuario final, el cumplimiento del plan de inversiones que apruebe la SIE y se incorpore como parte de la base de capital cuyo costo de capital se reconoce en tarifa, en cada revisión tarifaria se deberá realizar un análisis ex post del ciclo tarifario que esté finalizando evaluando y validando el plan de inversiones efectivamente ejecutado por las distribuidoras.

Las inversiones a evaluar serán todas aquellas que respondan a:

- Expansión de la red por crecimiento de la demanda
- Calidad de servicio y producto técnico
- Reducción de pérdidas
- Reemplazo de Activos Existentes
- Reconversión de activos existentes

Durante el ciclo tarifario, las empresas deberán llevar registro de cada una de las obras que ejecuten, las cuales deberán clasificarse en activos propios o donados, y su fecha de puesta en operación. Toda obra deberá presentar la apertura necesaria para su tipificación y vínculo con las UUCC empleadas durante el proceso de revisión tarifaria.

El plan previsto y el avance del plan efectivamente ejecutado en cantidades físicas, anualmente, deberá ser informado a la SIE para su fiscalización y control. El monitoreo anual se constituye en una herramienta de detección temprana de desvíos para su entendimiento y justificación.

Con el fin de permitir la evaluación del plan de inversiones, el plan que oportunamente apruebe la SIE deberá contar con un desglose en cantidades físicas, las cuales, multiplicadas por los costos unitarios de las Unidades Constructivas aprobados en la revisión tarifaria anterior, da lugar al costo anual de inversión. Luego, al momento de evaluar el cumplimiento del mismo, la SIE cargará el plan ejecutado (en cantidades físicas) en el modelo tarifario, lo cual impactará en el monto invertido total y consecuentemente en la base y costo de capital.

El mecanismo de monitoreo, registro y validación de inversiones permitirá la consideración y el tratamiento de los siguientes casos:

- Ejecución en tiempo y forma o desvío de las inversiones previstas en el plan aprobado por la SIE para el ciclo tarifario en curso
- No ejecución de obras previstas en el plan de inversiones aprobado por la SIE para el ciclo tarifario en curso
- Ejecución de obras no previstas en el plan de inversiones aprobado por la SIE para el ciclo tarifario en curso, que sean justificadas y aceptadas por la SIE bajo los principios de prudencia

Todos los casos deben ser tenidos en cuenta a los fines de efectuar el ajuste del costo de capital reconocido en la tarifa vigente en el ciclo tarifario en curso. El valor ajustado del costo de capital conforme las inversiones efectivamente ejecutadas durante el período tarifario, impactará en el el VAD Unitario Máximo Permitido (VADo) para el período.

El uso de las UUCC aprobadas con motivo de la revisión tarifaria anterior se basa en el principio de reconocimiento de la eficiencia técnica y económica presente en las UUCC aprobadas.

Así, el cálculo de los desvíos quedará determinado en moneda de fecha de estudio de la revisión tarifaria anterior y deberá incorporar el costo de oportunidad del capital hasta la fecha en la cual sean ajustados los requerimientos de ingresos del siguiente período tarifario. El costo de oportunidad del capital considerará la tasa de costo de capital definida por el Banco Central de la República Dominicana, en términos reales. La diferencia en costo de capital (positiva o negativa) deberá posteriormente expresarse en moneda de estudio del nuevo ciclo tarifario e incorporarse en el flujo que dará lugar al requerimiento de ingresos para el siguiente periodo tarifario.

Con el fin de permitir la reexpresión del desvío en moneda de estudio del nuevo ciclo tarifario, se utilizará la siguiente expresión matemática para el factor actualización:

$$FA = \alpha \times \frac{IPC_t}{IPC_{t-1}} + \beta \times \frac{TC_t}{TC_{t-1}} \times \frac{PPI_t}{PPI_{t-1}}$$

FA: Factor de ajuste del valor del desvío en inversiones.

α: Coeficiente de participación de los insumos domésticos en la base bruta de activos

β: Coeficiente de participación de los insumos importados en la base bruta de activos

IPC_t: Índice de precios al consumidor a diciembre del año base de la revisión tarifaria *t* por realizarse, publicado por la Oficina Nacional de Estadística (ONE)

IPC_{t-1}: Índice de precios al consumidor a diciembre del año base de la revisión tarifaria anterior (t-1), publicado por la Oficina Nacional de Estadística (ONE)

TC_t: Tipo de cambio a diciembre del año base de la revisión tarifaria *t* por realizarse publicado por el Banco Central

TC_{t-1}: Tipo de cambio a diciembre del año base de la revisión tarifaria anterior (t-1) publicado por el Banco Central

PPI_t: Índice anual de Precios al Productor –PPI– para bienes Industriales sin combustibles (Annual Producer Price Index Industrial commodities less fuels – WPU03T15M05) de Estados Unidos de América, publicado por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics", a diciembre del año base de la revisión tarifaria *t* por realizarse

PPI_{t-1}: Índice anual de Precios al Productor –PPI– para bienes Industriales sin combustibles (Annual Producer Price Index Industrial commodities less fuels – WPU03T15M05) de Estados Unidos de América, publicado por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics", a diciembre del año base de la revisión tarifaria anterior (t-1)

Cabe destacar que las inversiones efectivamente ejecutadas durante el ciclo tarifario (t-1) y aprobadas por la SIE, cuyo desvío, tal como se indica arriba, impacta en el requerimiento de ingresos del ciclo tarifario t, también corregirán el plan de inversiones que hubiera aprobado la SIE para el ciclo tarifario (t-1), para su adecuada consideración dentro de la componente 2 de la BARo bruta (ver punto 3.3.3.1.2).

3.3.6 Costos de Explotación

Los costos de explotación serán determinados con base en los costos de una Empresa de Referencia que opera con eficiencia, prestando el servicio en la misma área geográfica, al mismo mercado y utilizando los mismos activos de red de la empresa real.

El diseño de la Empresa de Referencia reconocerá todas las condiciones externas (esquema institucional, normas legales y regulatorias aplicables, mercado laboral, mercados de suministros de bienes, prestación de servicios y otros recursos necesarios que definen el marco externo en el que se desempeña la empresa distribuidora real.

Como punto de partida se deberá realizar un análisis de eficiencia retrospectivo sobre los 4 (cuatro) años anteriores al período tarifario sobre el cual se está realizando el estudio tarifario. La medición de la evolución histórica de la eficiencia se realizará a través del cálculo de indicadores de costos unitarios. Los indicadores de costos unitarios serán calculados a nivel de costos de explotación totales y por macroproceso: operación y mantenimiento de redes, comercial y administración y generales.

Teniendo en consideración el análisis retrospectivo, la siguiente etapa en el cálculo de los costos de explotación de la Empresa de Referencia, será el análisis de la estructura actual de la Distribuidora al año base: organigrama, cantidad de empleados, su detalle por gerencia y área, actividades desarrolladas con personal propio y contratado. A partir de un análisis de la estructura organizacional y los costos alcanzados en el último ejercicio cerrado, utilizando un enfoque de procesos se identificarán mejoras en la eficiencia y eficacia, las cuales podrán ser falencias (procesos o actividades no ejecutados o ejecutados por debajo del nivel requerido) y redundancias (duplicaciones en las funciones, procesos o actividades). Es altamente probable, que dados los niveles actuales de pérdidas no técnicas que presentan las distribuidoras en República Dominicana, se detecten falencias en los procesos vinculados a las actividades de reducción de pérdidas no técnicas. En ese sentido, para lograr reducir las pérdidas no técnicas, la empresa debe contar con una determinada estructura organizativa y los recursos asociados. Para su diseño se deberá realizar un estudio que identifique las acciones y calcule el costo asociado a las mismas para alcanzar y mantener las metas de pérdidas no técnicas óptimas. Se tomará como marco de referencia las actuales reglas del arte, los indicadores de costos y eficiencia de otras empresas latinoamericanas reguladas por Price-Cap y Revenue Cap, las

normas sobre calidad de servicio exigidas por la SIE, mercado laboral y de suministro de bienes y servicios, las características que presenta el área servida, el estado actual de las redes de las Distribuidoras y su evolución futura considerando el plan de inversiones propuesto y aprobado por la SIE. En este sentido, la metodología considerará comparaciones nacionales e internacionales de ratios de productividad físicos, tales como clientes/empleados, número de empleados por km de red.

Una vez establecida la Empresa de Referencia, sus costos deberán compararse con los costos reales de la empresa registrados en su contabilidad auditada para determinar sus niveles de eficiencia, comentando y razonando las diferencias encontradas.

3.3.6.1 Análisis de Eficiencia Retrospectivo

El análisis de eficiencia retrospectivo de cada distribuidora se realizará tomando la información de costos de explotación totales y por rubro provenientes del sistema de contabilidad (debidamente conciliado con los estados financieros auditados), correspondientes al año base por utilizar en el proceso de revisión tarifaria y los 3 años previos al año base. La medición de la evolución histórica de la eficiencia se realizará a través del cálculo de indicadores de costos unitarios y el cálculo del factor de productividad total. Los indicadores de costos unitarios a calcular serán los siguientes:

- Indicadores de Costos a Nivel Agregado
    - Costos de Explotación por MWh/año
    - Costo de Explotación por kW de demanda máxima
    - Costo de Explotación por Cliente
    - Clientes/Empleados
    - Empleados por km de líneas
- Indicadores de Costos Unitarios por Macro-Proceso
    - Costo de Operación y Mantenimiento de Redes por kWh (CO&M/kWh)
    - Costo de Operación y Mantenimiento por Cliente (CO&M/Cliente)
    - Costo de Operación y Mantenimiento por km de red (CO&M/km)
    - Costo de Operación y Mantenimiento por kW de demanda máxima
    - (CO&M/kW)
    - CO&M / Activo Fijo Bruto
    - Costo Comercial por Cliente
    - Costo de Administración por Cliente
    - Costos de Administración / Costos Totales

3.3.6.2 Cálculo de los Costos de la Empresa de Referencia

El cálculo de los costos de la empresa de referencia se realizará para el año base del estudio detallado por macroproceso (operación y mantenimiento de redes, comercial y administración y generales). Los costos de administración y generales serán repartidos entre los costos directos (operación y mantenimiento de redes y comerciales) en forma proporcional.

Los costos de operación y mantenimiento de red serán calculados por nivel de tensión.

Los costos de explotación se encontrarán en moneda del año base del estudio y serán proyectados para cada año del período tarifario a través de la siguiente metodología:

1) Los costos de operación y mantenimiento de red se proyectarán en forma proporcional al crecimiento de la longitud de red de Media y Baja Tensión y considerando las potenciales mejoras en el estado de las redes derivadas del plan de inversiones aprobado por la SIE y eficiencias derivadas del incremento de la escala del negocio.
2) Los costos comerciales serán proyectados en función de la proyección de la cantidad de clientes y considerando potenciales eficiencias derivadas del incremento de la escala del negocio.
3) Los costos de administración y generales serán mantenidos constantes durante todo el período tarifario.

3.3.6.2.1 Análisis de Procesos

Del análisis de las actividades desarrolladas por las Distribuidoras se pueden identificar seis procesos principales:

1. Operación
2. Mantenimiento
3. Comercialización
4. Regulación
5. Ingeniería y Construcción de Redes

Todas aquellas actividades que tienen una vinculación directa con la red o los clientes exigen una prestación geográfica descentralizada, mientras que las que no presentan tal vinculación pueden ser desarrolladas en forma centralizada

Los procesos que sirven de apoyo a los mencionados anteriormente como principales, en adelante, "**Procesos de Apoyo**", son los siguientes:

1. Estrategia y Gerenciamiento General
2. Auditoría y Control
3. Apoyo Legal
4. Finanzas y Contabilidad
5. Desarrollo de RRHH y Organización
6. Comunicación
7. Desarrollo de Apoyo Informático y Telecomunicaciones
8. Aprovisionamiento, Almacenamiento, Transporte y Servicios Generales

La forma de prestación de todos los procesos de apoyo es centralizada.

3.3.6.2.2 Costos de Operación y Mantenimiento de Redes

Todas las actividades de operación y mantenimiento directamente vinculadas a la red y/o los clientes son prestadas en forma descentralizada por los Sectores o Regiones. Por otra parte, las actividades de Planificación y Coordinación son realizadas en forma centralizada.

3.3.6.2.2.1 Costos de Operación

Las actividades de operación son tres:

- Compra de Energía
- Operación de la Red
- Calidad de Suministro

A su vez, dentro de cada una de las actividades se encuentran subactividades, la mayoría de las cuales son desarrolladas en forma centralizada por la Gerencia correspondiente quedando en manos de los sectores o regiones la operación de las Subestaciones.

3.3.6.2.2.2 Costos de Mantenimiento

El cálculo de los costos de mantenimiento deberá realizarse a partir de un análisis de las actividades que debe efectuar una empresa distribuidora de electricidad, sus frecuencias y duraciones. Las principales actividades que debe realizar la empresa se definirán conforme a las reglas del arte, las normas de calidad de servicio y la estructura topológica y estado de la red. Las mismas pueden agruparse en los siguientes tipos:

1. Mantenimiento preventivo en líneas de MT
2. Mantenimiento correctivo en líneas de MT
3. Mantenimiento preventivo en líneas de BT
4. Mantenimiento correctivo en líneas de BT
5. Mantenimiento preventivo en subestaciones
6. Mantenimiento correctivo en subestaciones

Para calcular los costos que genera cada proceso se cuantificará para cada una de las actividades las cantidades eficientes de mano de obra propia, contratistas, materiales y transporte. Para cada una de las labores se asignarán cuadrillas eficientes, estableciendo tiempos de trabajo efectivo y tiempos muertos en que el personal se traslada a los sitios de realización de los trabajos.

Las actividades de gerenciamiento, planificación, y coordinación del mantenimiento son desarrolladas de manera centralizada por la Gerencia correspondiente, mientras que la ejecución de las actividades se efectúa de manera descentralizada en las unidades operativas a nivel de cada Sector o Región.

3.3.6.2.2.3 Costos de Mantenimiento de Líneas de Media Tensión (MT)

Los costos de mantenimiento de líneas de MT se originan por el desarrollo de las siguientes actividades de mantenimiento preventivo y correctivo:

- Mantenimiento Preventivo
    - Inspección de Líneas

- Podas y Tala de Arbolado
- Anclajes
- Cambio de Postes
- Aplomado de Postes
- Cambio de Cruceros
- Cambio de Aisladores
- Cambio de Pararrayos
- Cambio de Cortacircuitos
- Limpieza de Conductores
- Medición de Tierras
- Mejora de Tierras
- Cambio de Conectores
- Cambio de Conductores
- Protección de Postes
- Retranqueos
- Termografías de líneas

- Mantenimiento Correctivo
  - Cambio de Bushing
  - Cambio de Fusibles
  - Cambio de Pararrayos
  - Cambio de Aisladores
  - Reparación de Línea Rota
  - Limpieza de Aisladores
  - Cambio de Postes
  - Cambio de Retenidas
  - Localización de fallas (ej: redes subterráneas)

En ningún caso se deben incluir dentro de las labores de operación y mantenimiento, aquellas actividades que correspondan a la reposición de activos por cumplimiento de su vida útil, toda vez que estas actividades se encuentran contempladas a través del costo de capital calculado a partir de la Base de Activos Regulatorios eléctricos.

3.3.6.2.2.4 Costos de Mantenimiento de Transformadores MT/BT y Líneas de Baja Tensión

Los costos de mantenimiento de los centros de transformación MT/BT y líneas de BT se originan por el desarrollo de las siguientes actividades de mantenimiento preventivo y correctivo:

- Mantenimiento Preventivo
    - Poda y Tala de Arbolado
    - Revisión de Transformadores
    - Cambio de Fase de Transformadores
    - Cambio de Transformadores
    - Mantenimiento Alumbrado Público
- Mantenimiento Correctivo
    - Cambio de Bushing BT
    - Cambio de Bajada de Transformadores
    - Cambio de Conectores
    - Accionar Termomagnético
    - Cambio de Transformadores
    - Reparación de Líneas
    - Reparación de Acometidas
    - Cambio de Conductores
    - Mantenimiento de Acometidas por falso contacto

En ningún caso se deben incluir dentro de las labores de operación y mantenimiento, aquellas actividades que correspondan a la reposición de activos por cumplimiento de su vida útil, toda vez que estas actividades se encuentran contempladas a través del costo de capital calculado a partir de la Base de Activos Regulatorios eléctricos.

3.3.6.2.3 Costos Comerciales

Dentro de los costos comerciales de la empresa se pueden identificar dos componentes:

- Costo comercial directo, el cual surge de las actividades comerciales desarrolladas por las unidades operativas descentralizadas (Sectores o Regiones) en su relación directa con el cliente y de aquellas actividades que se encuentran vinculadas a los clientes, pero que por razones de eficiencia se encuentran centralizadas en la gerencia comercial central.
- Costo comercial indirecto, el cual surge de asignar los costos de planificación, coordinación, control y apoyo de la gerencia comercial central.

Característica de la actividad	Gerencia	Actividades
Actividades Descentralizadas	Sectores	Atención al cliente (incluye cobranza) Lectura Distribución de facturas

		Conexiones Nuevas Corte y Rehabilitaciones Control de Pérdidas No Técnicas
Actividades Centralizadas	Gerencia Comercial Central	Call center Sistemas de Información Comercial Facturación (impresión de facturas) Transporte de facturas a las oficinas comerciales (Correo) Comisiones por cobranza
		Gerenciamiento comercial Normativa y sistemas comerciales Gestión de pequeña y mediana demanda Gestión de grandes clientes Gestión del ciclo comercial Coordinación de facturación Coordinación de cobranzas Laboratorio de medidas Coordinación de instalaciones Coordinación de pérdidas no técnicas Supervisión de oficina 24 Hs.

3.3.6.2.4 Costos de Dirección, Administración y Generales

Los costos de administración y generales incluyen los costos generados por los procesos de apoyo y aquellas actividades principales que no pueden imputarse en forma directa a MT, BT o COM:

- Procesos Principales
    - Asuntos Regulatorios
- Procesos de Apoyo
    - Presidencia
    - Asesoría Jurídica
    - Relaciones Institucionales y Comunicaciones
    - Auditoria Interna
    - Dirección Administrativa
        - Gerencia de Finanzas
        - Gerencia de Compras, Logística y Servicios Generales

- Gerencia de RRHH
- Gerencia de Telecomunicaciones y Sistemas

3.3.6.2.5 Costeo de procesos y actividades

Costo en mano de obra: La principal componente de los costos de explotación es el costo laboral. Los valores eficientes que se reconocerán para la mano de obra, corresponderán a valores de mercado que una Empresa Eficiente de Referencia debería pagar. A tal fin, las Distribuidoras deberán utilizar encuestas salariales nacionales de firmas especializadas de primera línea.

Con el fin de evitar distorsiones en los cálculos, a partir de las encuestas deberán quedar establecidas las remuneraciones base para cada perfil de la mano de obra sobre los cuales serán luego agregadas las cargas sociales y demás costos a considerar para alcanzar el costo empresa. La parametrización deberá guardar relación con lo que esté indicado en el convenio colectivo de trabajo vigente a la fecha de estudio.

De la misma manera, los valores eficientes que se reconocerán para remuneraciones de los puestos corporativos y operativos de la empresa (Áreas y actividades de apoyo), corresponderán a valores de mercado que una Empresa Eficiente de Referencia debería pagar. Las remuneraciones deberán provenir de encuestas salariales nacionales de firmas especializadas de primera línea.

Costo en materiales: los materiales y sus precios deberán provenir del mismo banco de precios utilizado en la valorización de las UUCC.

Costo en vehículos: el costo en movilidad deberá derivar de un análisis de los vehículos requeridos para cada actividad. Deberán considerarse los vehículos utilitarios (camionetas tipo pick-up, camiones, grúas móviles). El costo horario de cada tipo de vehículo deberá contemplar los siguientes conceptos:

- Costo de combustible a fecha del año base.
- Costo de mantenimiento.
- Costos varios (seguro, impuestos de circulación, etc.).

No debe incluirse el costo de capital de los vehículos en virtud de que el mismo estará considerándose a partir de la Base de Activos Regulatorios No eléctricos.

Servicios de terceros y otros costos: dentro de este grupo costos estarán consideradas actividades tales como Seguridad, Limpieza, Publicidad, Soporte informático, Mantenimiento de edificios, Correos Fletes y Acarreos, etc. Las empresas deberán acreditar los contratos que respaldan los servicios recibidos.

3.3.7 Cálculo del VAD Unitario Máximo Permitido del Período Tarifario

A partir de la determinación de la Base de Activos Regulatorios Inicial, el plan de inversiones aprobado por la SIE para el período tarifario, los costos de explotación, las depreciaciones, la proyección de energía distribuida, la tasa de costo de capital en términos reales después de impuestos y la alícuota de Impuesto sobre la Renta, se calculará el VAD Unitario Máximo Permitido a través de la siguiente fórmula:

$$VAD_{Di0} = \frac{BARN_0 - \frac{BARN_4}{(1+TCCdi)^4} + \sum_{t=1}^{4}\frac{Inv_t}{(1+TCCdi)^4} - \sum_{t=1}^{4}\frac{T \times D_t}{(1+TCCdi)^4} + \sum_{t=1}^{4}\frac{(1-T)\times CE_t}{(1+TCCdi)^4}}{\sum_{t=1}^{4}\frac{(1-T)\times ED_t}{(1+TCCdi)^t}}$$

Donde:

VAD_{Di0}: VAD Unitario Máximo Permitido para la distribuidora i para el período tarifario.

$BARN_0$: Base Activos Regulatorios Neta a inicio del ciclo tarifario.

$BARN_4$: Base Activos Regulatorios Neta al final del período tarifario, partiendo de la $BARN_0$, agregando las inversiones aprobadas por la SIE durante el período tarifario y deduciendo las depreciaciones.

Inv_t: inversiones proyectadas a ser realizadas en cada año *t* del período tarifario; aprobadas por la SIE.

$TCCdi$: Tasa de Costo de capital en términos reales después de impuestos.

D_t: Depreciación lineal del año t.

T; Alícuota de Impuesto sobre la Renta.

CE_t: los costos de explotación del año t, compuestos por los costos de operación y mantenimiento de redes, costos comerciales y costos de administración, incluyendo los costos reconocidos de deudores incobrables proyectados para cada año del período tarifario.

3.3.8 Fórmula de Indexación del VAD

Dentro de cada período tarifario cuatrianual, los VAD de cada nivel de tensión y comerciales serán indexados anualmente con la siguiente fórmula:

$$FA = \alpha \times \frac{IPC_{t-2}}{IPC_0} + \beta \times \frac{TC_{t-2}}{TC_0} \times \frac{PPI_{t-2}}{PPI_0}$$

FA: Factor de ajuste del VAD de cada nivel tensión o comercial.

α: Coeficiente de participación de los insumos domésticos.

β: Coeficiente de participación de los insumos importados.

Subíndice "t": indica el mes inicial del año para el que se quiere actualizar el cargo.

Subíndice "t-2": indica el segundo mes anterior alinicial del año para el que se quiere actualizar el cargo.

Subíndice "0": indica el mes base de referencia para la actualización (segundo mes anterior al de la fecha de referencia del estudio).

IPC: Índice de precios al consumidor, publicado por la Oficina Nacional de Estadística (ONE).

TC: Tipo de cambio publicado por el Banco Central de la República Dominicana.

PPI_t: Índice anual de Precios al Productor –PPI– para bienes Industriales sin combustibles (Annual Producer Price Index Industrial commodities less fuels –WPU03T15M05) de Estados Unidos de América, publicado por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics".

Superintendencia de Electricidad

CELEBRACIÓN DE AUDIENCIA PÚBLICA PARA CONOCER PROPUESTA DE:

"METODOLOGÍA E IMPLEMENTACIÓN DEL PROCEDIMIENTO GENERAL DE CÁLCULO DE LA TARIFA TÉCNICA PARA LOS USUARIOS REGULADOS DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS: (I) EDESUR DOMINICANA, S. A. (EDESUR); (II) EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DEL ESTE, S. A. (EDEESTE); Y, (III) EDENORTE DOMINICANA, S. A. (EDENORTE)"

En cumplimiento de las disposiciones establecidas en la RESOLUCIÓN SIE-004-2022-REG, dictada por el Consejo de la SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD (SIE), en fecha veintiocho (28) del mes de enero del año dos mil veintidós (2022), y de conformidad con lo contemplado en las siguientes normativas:

(i) Artículos 138 y 147 de la CONSTITUCIÓN DE LA REPÚBLICA, proclamada en fecha 13 de mayo de 2015.

(ii) Artículos 4, 5, 24, 33, 108, 111 y 118 de la LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD 125-01 de fecha 26 de julio de 2001, y sus modificaciones;

(iii) Artículos 2, 3, 31 y 466, del REGLAMENTO PARA LA APLICACIÓN DE LA LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD, de fecha 25 de julio de 2002, y sus modificaciones;

(iv) Artículo 31 de la Ley No. 107-13, sobre los DERECHOS DE LAS PERSONAS EN SUS RELACIONES CON LA ADMINISTRACIÓN Y DE PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO, de fecha 08 de septiembre de 2013;

(v) Artículos 23 y 24 de la LEY GENERAL DE LIBRE ACCESO A LA INFORMACIÓN PÚBLICA No. 200-04, de fecha 28 de julio de 2004;

(vi) Artículos 45 y siguientes del REGLAMENTO PARA LA APLICACIÓN DE LA LEY GENERAL DE LIBRE ACCESO A LA INFORMACIÓN PÚBLICA No. 200-04, de fecha 25 de febrero de 2005;

(vii) Resolución SIE-81-2005, de fecha 10 de octubre de 2005, por medio del cual se dicta el "REGLAMENTO PARA LA CELEBRACIÓN DE AUDIENCIAS PÚBLICAS".

(viii) Resolución No. SIE-106-2019-MEMI, de fecha 14 de noviembre de 2019, mediante la cual esta SUPERINTENDENCIA estableció el Reglamento Fijación Valor Agregado de Distribución de Referencia para las Empresas Distribuidoras: (i) EDESUR DOMINICANA, S. A. (EDESUR); (ii) EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DEL ESTE, S. A. (EDEESTE); y, (iii) EDENORTE DOMINICANA, S. A. (EDENORTE).

(ix) La RESOLUCIÓN NO. SIE-087-2021-TF, de fecha 29/09/2021, que modifica la RESOLUCIÓN NO. SIE-075-2021-TF, de fecha 03/09/2021, mediante la cual esta SUPERINTENDENCIA dispuso la entrada en vigencia de la "METODOLOGÍA E IMPLEMENTACIÓN TARIFA DE TRANSICIÓN USUARIOS REGULADOS DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS: (I) EDESUR DOMINICANA, S.A. (EDESUR); (II) EMPRESA DISTIRBUIDORA DE ELECTRICIDAD DEL ESTE, S.A. (EDEESTE); Y, (III) EDENORTE DOMINICANA, S.A. (EDENORTE), SEGÚN ESTABLECE EL PACTO NACIONAL PARA LA REFORMA DEL SECTOR ELÉCTRICO EN LA REPÚBLICA DOMINICANA", emitida por esta SUPERINTENDENCIA mediante RESOLUCIÓN SIE-075-2021-TF, a partir del primero (01) de noviembre de 2021, conforme al esquema establecido en su Anexo Único.

(x) LA RESOLUCIÓN NO. SIE-088-2021-TF de fecha 30/09/2021, mediante la cual esta SUPERINTENDENCIA estableció el CUADRO TARIFARIO correspondiente a las EMPRESAS DISTRIBUIDORAS EDESUR, EDEESTE y EDENORTE para los USUARIOS DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD, servidos desde circuitos interconectados al SENI; en este cuadro se establecen: (i) Las Tarifas de Referencia para el trimestre de Octubre - Diciembre 2021, y (ii) Las Tarifas a aplicar para el mes de Octubre 2021.

(xi) El DECRETO NO.655-21 que establece el REGLAMENTO PARA EL PACTO NACIONAL PARA LA REFORMA DEL SECTOR ELÉCTRICO (PACTO ELÉCTRICO).

La SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD (SIE), convoca a las entidades, empresas e instituciones del subsector eléctrico del país, gremios de profesionales, asociaciones de consumidores, representantes de prensa, comunicadores sociales y al público en general, a participar en la AUDIENCIA PÚBLICA para conocer la propuesta de **"METODOLOGÍA E IMPLEMENTACIÓN DEL PROCEDIMIENTO GENERAL DE CÁLCULO DE LA TARIFA TÉCNICA PARA LOS USUARIOS REGULADOS DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS: (i) EDESUR DOMINICANA, S. A. (EDESUR); (ii) EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DEL ESTE, S. A. (EDEESTE); y, (iii) EDENORTE DOMINICANA, S. A. (EDENORTE)".**

Dicha audiencia será efectuada el miércoles **nueve (09) de marzo de 2022**, a las 09:00 a.m., en el Gran Salón BC, piso 6, del Hotel Catalonia, ubicado en la Avenida George Washington 500, Santo Domingo, Distrito Nacional, Capital de la República Dominicana.

La propuesta de **"METODOLOGÍA E IMPLEMENTACIÓN DEL PROCEDIMIENTO GENERAL DE CÁLCULO DE LA TARIFA TÉCNICA PARA LOS USUARIOS REGULADOS DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS: (I) EDESUR DOMINICANA, S. A. (EDESUR); (II) EMPRESA DISTRIBUIDORA**

DE ELECTRICIDAD DEL ESTE, S. A. (EDEESTE); Y, (III) EDENORTE DOMINICANA, S. A. (EDENORTE)", estará a disposición del público para fines de consulta pública por los siguientes medios: (i) En la Página Web de la SIE (http://www.sie.gob.do); y, (ii) En el Departamento de Secretaría General de la institución, ubicado en la Av. John F. Kennedy No. 3, Esq. Calle Erik Leonard Ekman, Arroyo Hondo, Santo Domingo, Distrito Nacional, República Dominicana, pudiendo ser retirado físicamente de lunes a viernes en horario de 09:00 a.m. a 04:30 p.m.

La Audiencia Pública estará abierta al público en general, y los interesados podrán participar en calidad de expositores o de espectadores, para lo cual deberán registrarse a través del formulario correspondiente, que está a disposición por los medios y dentro de los plazos dispuestos a continuación:

I.- Formas y horarios para registro de participantes para Audiencia Pública:

a) Vía Internet, previo al día del evento: Todo interesado deberá completar el formulario disponible en la sección correspondiente a "REGISTRO DE PARTICIPANTES PARA LA AUDIENCIA PÚBLICA" en la Página Web de la SIE (http://www.sie.gob.do) y seguir las instrucciones señaladas al efecto;

b) De forma personal, previo al día del evento: Todo interesado podrá presentarse en la Secretaría General de la SIE, a los fines de completar y firmar el formulario de registro, en horario de lunes a viernes de 09:00 a.m. a 04:30 p.m.; la fecha y hora límite para registro de participantes bajo esta modalidad será el día martes ocho **(08) de marzo de 2022, a las 04:30 p.m.**

c) De forma personal, previo al inicio del evento: Todo interesado en participar en el evento el día mismo de su celebración, tendrá oportunidad de hacerlo presentándose en el lugar del evento previo a su inicio; a tales efectos, deberá completar y firmar el formulario de registro el miércoles nueve **(09) de marzo de 2022, en horario de 08:00 a.m. a 09:00 a.m.**

II.- Requisitos expositores registrados:

a) Todo participante que se registre como expositor vía Internet, previo al día del evento, o de forma personal previo al día del evento, deberá entregar en la Secretaría General de la SIE, a más tardar el martes **ocho (08) de marzo de 2022,** en horario de 09:00 a.m. a 04:30 p.m., una copia escrita de sus observaciones; y de ser posible, también una copia de las mismas en soporte físico en formato digital o magnético.

b) Todo participante que se registre como expositor de forma personal, previo al inicio del evento, deberá entregar conjuntamente con su registro, una copia escrita de sus observaciones; y de ser posible, también una copia de las mismas en soporte físico en formato digital o magnético.

c) En el caso de expositores que representen empresas, asociaciones o instituciones, deberán depositar la correspondiente acreditación (poder, autorización, acta, etc.), conjuntamente con sus observaciones.

III.-Requisitos para remisión de observaciones:

Toda persona interesada en remitir observaciones en relación al tema a tratar en la audiencia pública, podrá hacerlo con independencia de si decide registrarse como expositor o no, o de si decide acudir a la audiencia o no. La dirección para remisión de observaciones es:

Para remisión en formato físico: Av. John F. Kennedy No. 3, Esq. Erik Leonard Ekman, Arroyo Hondo I, Santo Domingo, Distrito Nacional, República Dominicana, en horario de 09:00 a.m. a 04:30 p.m.

Para remisión en formato digital: audienciaspublicas@sie.gov.do, las 24 horas.

La fecha límite para presentación de observaciones previo a la audiencia pública es: el martes ocho **(08) de marzo de 2022, a las 04:30 p.m.**

IV.- Remisión de observaciones con posterioridad a la celebración de la audiencia pública:

Toda persona interesada en remitir observaciones en relación al tema tratado en la audiencia pública celebrada, podrá hacerlo con posterioridad **hasta un plazo máximo de cinco (05) días hábiles** contados a partir del día de celebración de la audiencia pública (09/03/2022), a través de las vías siguientes:

Para remisión en formato físico: Av. John F. Kennedy No. 3, Esq. Calle Erik Leonard Ekman, Arroyo Hondo I, Santo Domingo, Distrito Nacional, República Dominicana, en horario de 09:00 a.m. a 04:30 p.m.

Para remisión en formato digital: audienciaspublicas@sie.gov.do, las 24 horas.

La fecha límite para presentación de observaciones con posterioridad a la celebración de la audiencia pública es: el miércoles dieciséis **(16) de marzo de 2022, a las 04:30 p.m.**

V.- Agenda de la Audiencia Pública:

1) Control de asistencia de participantes y entrega de distintivo (09:00 - 09:30 a.m.)
2) Palabras de Apertura a cargo del Presidente del Consejo (09:30 - 09:35 a.m.)
3) Reglas y Orden de Exposiciones a cargo del (de la) Moderador(a) (09:35 - 09:45 a.m.)
4) Exposición del Consultor (09:45 a.m. - 10:15 a.m.)
5) Exposiciones Participantes Según el Orden del Registro (10:15-12:30 p.m.)
6) Clausura a cargo del Presidente del Consejo (12:30 p.m.)

Superintendencia de Electricidad

AGENDA

AUDIENCIA PÚBLICA

PARA CONOCER PROPUESTA DE:

"METODOLOGÍA E IMPLEMENTACIÓN DEL PROCEDIMIENTO GENERAL DE CÁLCULO DE LA TARIFA TÉCNICA PARA LOS USUARIOS REGULADOS DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS: (I) EDESUR DOMINICANA, S.A. (EDESUR); (II) EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DEL ESTE, S.A., (EDEESTE); Y (III) EDENORTE DOMINICANA, S.A., (EDENORTE)".

ACTIVIDAD	HORA
1) CONTROL DE ASISTENCIA DE PARTICIPANTES Y ENTREGA DE DISTINTIVOS	09:00 - 09:30 A.M.
2) PALABRAS DE APERTURA A CARGO DEL PRESIDENTE DEL CONSEJO	09:30 - 09:35 A.M.
3) REGLAS Y ORDEN DE EXPOSICIONES A CARGO DEL MODERADOR	09:35 - 09:45 A.M.
4) EXPOSICIÓN DEL CONSULTOR	09:45 A.M. – 10:15 P.M.
5) EXPOSICIONES PARTICIPANTES SEGÚN EL ORDEN DE REGISTRO	10:15 A.M. - 12:30 P.M.
6) CLAUSURA A CARGO DEL PRESIDENTE DEL CONSEJO	12:30 P.M.

Superintendencia de Electricidad

FORMULARIO DE INSCRIPCIÓN AUDIENCIA PÚBLICA PARA CONOCER PROPUESTA DE:

"METODOLOGÍA E IMPLEMENTACIÓN DEL PROCEDIMIENTO GENERAL DE CÁLCULO DE LA TARIFA TÉCNICA PARA LOS USUARIOS REGULADOS DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS: (I) EDESUR DOMINICANA, S. A. (EDESUR); (II) EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DEL ESTE, S. A. (EDEESTE); Y, (III) EDENORTE DOMINICANA, S. A. (EDENORTE)"

LUGAR:

GRAN SALÓN BC, PISO 6, DEL HOTEL CATALONIA, AV. GEORGE WASHINGTON 500, SANTO DOMINGO, DISTRITO NACIONAL, CAPITAL DE LA REPÚBLICA DOMINICANA.

09 DE MARZO DE 2022
09:00 A. M.

Nombre:		
Cédula:		
Dirección:		
Tel.:	**Fax:**	**E-mail:**
Condición en la que desea participar en la audiencia pública:	**Expositor** ☐ **Espectador** ☐	
Interés :	**Personal** ☐ **En representación de entidad o empresa** ☐	
En caso de representación		
Nombre entidad o empresa representada (si aplica):		
Dirección:		
Cargo:		

Fecha:_____	**Hora:** _____
Firma:_____	

Para uso exclusivo de la SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD (SIE)

Documento(s) Depositado(s)	**Si** ☐ **No** ☐
Cantidad de Documento(s)	
Detalle de Documento(s) :	

Remitir el presente formulario al correo electrónico: audienciaspublicas@sie.gov.do.