

Informe N° 0503-2019-GRT

**Gerencia de Regulación de Tarifas
División de Distribución Eléctrica**

Fijación del Valor Agregado de Distribución (VAD) 2019-2023

Proyecto de Resolución

Expediente N° 0540-2018-GRT

Octubre 2019

Contenido

1. Introducción	4
1.1 Objetivo	4
1.2 Antecedentes	4
1.3 Marco Legal	5
1.3.1 Determinación del VAD	5
1.3.2 Fijación del VAD	9
1.3.3 Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (PIDE)	10
1.4 Procedimiento de Fijación	11
1.5 Resultados	12
2. Propuestas del VAD	14
2.1 Propuestas del VAD de Osinergmin	14
3. VAD para las Zonas de la Amazonía	18
3.1 Actividad de Distribución Eléctrica	18
3.2 Actividad de Compra de Energía	19
4. Resultados del VAD	20
4.1 VADMT, VADBT, VADSED y Cargos Fijos	20
4.2 Cargos Adicionales del VAD	21
4.2.1 Proyectos de Innovación Tecnológica y/o Eficiencia Energética	21
4.2.2 Implementación de Sistemas de Medición Inteligente (SMI)	21
4.2.3 Factor de Reajuste por Calidad de Suministro	21
4.3 Cargo por Energía Reactiva	22
4.4 Factores de Economía de Escala	22
4.5 Factores de Expansión de Pérdidas	23
4.6 Factores de Caracterización de la Carga	24
4.7 Factores de Corrección del VAD	24
4.8 Factor de Balance de Potencia	25
5. Fórmulas de Actualización	26
5.1 VAD en Media Tensión (VADMT)	26
5.2 VAD en Baja Tensión (VADBT)	26
5.3 VAD en Subestaciones de Distribución MT/BT (VADSED)	26
5.4 Cargos Fijos	27
5.5 Cargo por Energía Reactiva (CER)	27
5.6 Definición de Parámetros	27

5.7	Coeficientes de las Fórmulas	28
6.	Verificación de la Rentabilidad	29
6.1	Introducción	29
6.2	Proceso de Verificación	29
7.	Impacto del VAD	31
8.	Anexos	32

1. Introducción

1.1 Objetivo

Presentar los antecedentes, procedimiento de fijación desarrollado y resultados que sustentan la Resolución de Fijación del Valor Agregado de Distribución (VAD) 2019-2023, correspondiente al periodo 01 de noviembre de 2019 al 31 de octubre de 2023, de las empresas Electrocentro, Electronoroeste, Electronorte, Hidrandina, Electro Puno, Electro Sur Este, Electrosur, Seal, Adinelsa, Electro Oriente y Electro Ucayali, bajo el ámbito del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE).

1.2 Antecedentes

El Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), su Reglamento aprobado mediante el Decreto Supremo N° 009-93-EM, la Ley N° 28749 (RLCE), Ley General de Electrificación Rural (LGER) y su Reglamento aprobado mediante el Decreto Supremo N° 025-2007-EM, establecen los principios y criterios para la fijación del VAD, que representa la tarifa eléctrica para la prestación del servicio de distribución eléctrica. Asimismo, de conformidad con la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, dicha fijación se realiza siguiendo el “Procedimiento para la Fijación del Valor Agregado de Distribución (VAD)”, contenido en el Anexo B.1.1 de la Norma “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados”, aprobada mediante la Resolución Osinergmin N° 080-2012-OS/CD.

Cabe indicar que, según el Artículo 64 de la LCE, el VAD se basa en una empresa modelo eficiente con un nivel de calidad preestablecido en las normas técnicas de calidad y considera los siguientes componentes: i) costos asociados al usuario, ii) pérdidas estándares de distribución y iii) costos estándares de inversión, operación y mantenimiento. Además, incorpora un cargo asociado a la innovación tecnológica y/o eficiencia energética en los sistemas de distribución eléctrica.

A través de la Resolución Osinergmin N° 203-2013-OS/CD, modificada mediante la Resolución Osinergmin N° 256-2013-OS/CD, Osinergmin fijó el VAD por sector típico para el periodo 01 de noviembre de 2013 al 31 de octubre de 2017. Posteriormente, la Resolución Ministerial N° 530-2016-MEM/DM prorrogó la vigencia del VAD fijado por Osinergmin mediante la Resolución Osinergmin N° 203-2013-OS/CD, de acuerdo a lo siguiente:

Grupo	Empresas	Prórroga del VAD 2013-2017
1	Enel Distribución Perú, Luz del Sur, Electro Dunas, Electro Tocache, Emseusa, Proyecto Especial Chavimochic, Emsemsa, Sersa, Eilhicha, Coelvisac, Egepsa, Electro Pangoa, Esempat y Edelsa	Hasta el 31 de octubre de 2018
2	Hidrandina, Electrocentro, Electro Sur Este, Electronoroeste, Electro Oriente, Seal, Electronorte, Electro Puno, Electrosur, Electro Ucayali y Adinelsa	Hasta el 31 de octubre de 2019

A través de la Resolución Osinermin N° 158-2018-OS/CD, modificada mediante la Resolución Osinermin N° 210-2018-OS/CD, Osinermin fijó el VAD para el periodo 01 de noviembre de 2018 al 31 de octubre de 2022, correspondiente al primer grupo de empresas indicadas. En el presente año 2019, corresponde fijar el VAD para el periodo 01 de noviembre de 2019 al 31 de octubre de 2023 del segundo grupo de empresas señaladas, las cuales se encuentran bajo el ámbito del FONAFE.

Conforme a lo establecido en el Artículo 66 de la LCE, el VAD se calcula individualmente para cada empresa que preste el servicio a más de 50 000 suministros y, en forma agrupada, para las demás empresas. En ese sentido, el Artículo 146 del Reglamento de la LCE establece que cada empresa con más de 50 000 suministros debe desarrollar un estudio de costos que comprenda la totalidad de sus sistemas eléctricos, evaluados tomando en cuenta los sectores de distribución típicos que les correspondan. Para el resto de empresas, se establece que, Osinermin designará para cada sector la empresa que se encargará del estudio de costos, que tomará en cuenta sistemas eléctricos representativos seleccionados por Osinermin.

Al respecto, la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas, mediante la Resolución Directoral N° 0292-2017-MEM/DGE, estableció para las fijaciones del VAD de los años 2018 y 2019, los sectores de distribución típicos, de acuerdo con lo siguiente:

- Sector de Distribución Típico 1: Sector urbano de alta densidad de carga.
- Sector de Distribución Típico 2: Sector urbano de media y baja densidad de carga.
- Sector de Distribución Típico 3: Sector urbano-rural de baja densidad de carga.
- Sector de Distribución Típico 4: Sector rural de baja densidad de carga.
- Sector de Distribución Típico Sistemas Eléctricos Rurales (SER): Sector rural de baja densidad de carga a efectos de la Ley General de Electrificación Rural.

El Artículo 67° de la LCE señala que el VAD se calculará mediante estudios de costos presentados por las empresas, de acuerdo con los términos de referencia elaborados y aprobados por Osinermin. Por ello, Osinermin elaboró y aprobó, mediante Resolución Osinermin N° 225-2017-OS/CD, los Términos de Referencia de los Estudios de Costos del VAD (Términos VAD). Los términos señalados se encuentran publicados en la página web: www.osinermin.gob.pe (seguir la siguiente secuencia: Nosotros, Regulación Tarifaria, Procesos Regulatorios, Electricidad, Valor Agregado de Distribución (VAD), En Proceso, Fijación del VAD 2019-2023).

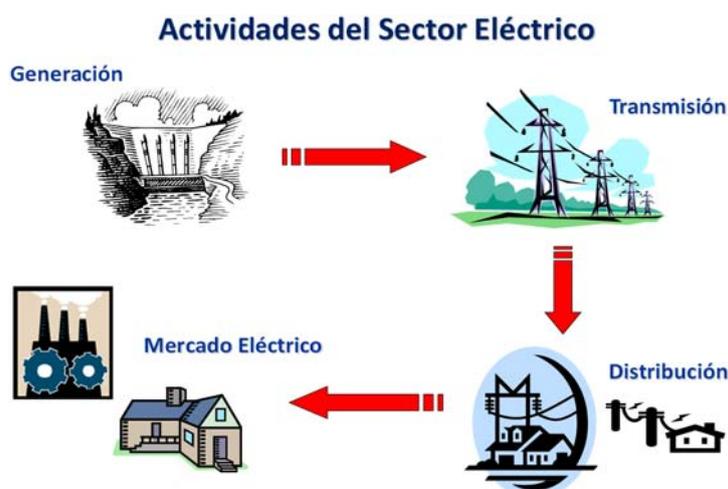
1.3 Marco Legal

1.3.1 Determinación del VAD

El Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), su Reglamento aprobado mediante el Decreto Supremo N° 009-93-EM; la Ley N° 28832 Ley Para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la

Generación Eléctrica, con sus Normas Complementarias; la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural, su Reglamento aprobado mediante el Decreto Supremo N° 025-2007-EM; la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas; la Resolución Osinergmin N° 080-2012-OS/CD, Norma de Procedimientos para Fijación de Precios Regulados; entre otras normas; establecen los principios, criterios y procedimientos mediante los cuales se fijan las tarifas de electricidad.

Las tarifas de electricidad comprenden los costos eficientes en que se incurren para el desarrollo de las actividades de generación, transmisión y distribución eléctrica, las mismas que permiten la prestación del servicio público de electricidad.



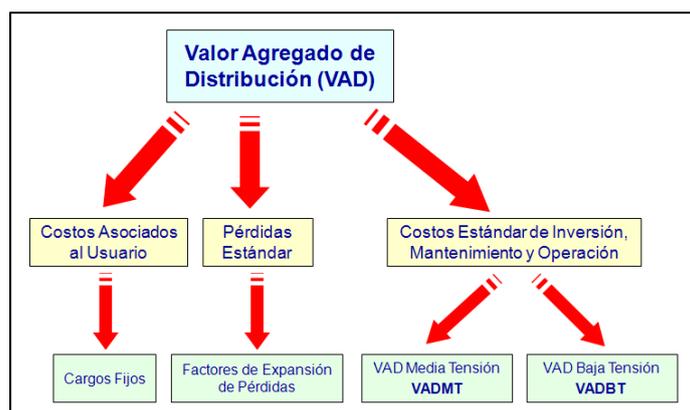
La LCE define que las actividades de generación, transmisión y distribución se desarrollan con un régimen de concesión o autorización a través de operadores independientes, ya sean privados o públicos, reservándose al Estado el rol normativo, regulatorio (fijación de tarifas) y de supervisión y fiscalización de dichas actividades.

El rol regulador es ejercido por Osinergmin que es el organismo responsable de fijar las tarifas de electricidad, en representación del Estado, siguiendo estrictamente criterios técnicos y legales a través de procedimientos que garanticen la transparencia de los procesos de fijación y el acceso a la información utilizada como sustento. En ese sentido, Osinergmin aprobó a través de la Resolución Osinergmin N° 080-2012-OS/CD, la Norma de Procedimientos para Fijación de Precios Regulados.

Para el caso del VAD, el Anexo B.1.1 de la Norma de Procedimientos para Fijación de Precios Regulados establece el “Procedimiento para la Fijación del Valor Agregado de Distribución (VAD)”, que señala las etapas, órganos, facultades, obligaciones y plazos para la fijación.

De acuerdo con el Artículo 64 de la LCE, el VAD se basa en una empresa modelo eficiente con un nivel de calidad preestablecido en las normas técnicas de calidad y considera los siguientes componentes:

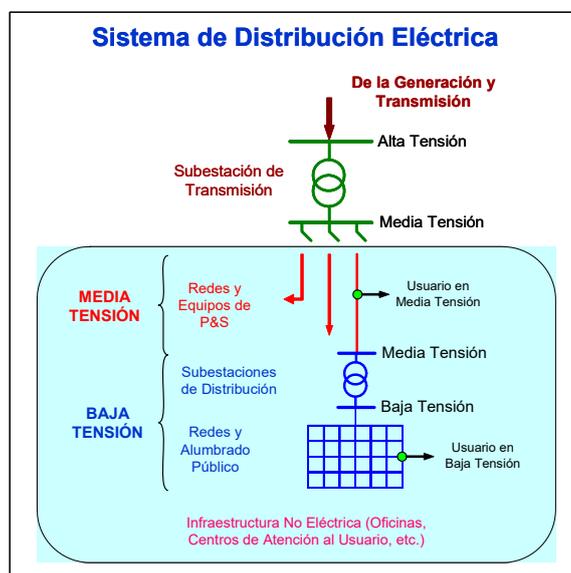
- Costos asociados al usuario, independientes de su demanda de potencia y energía.
- Pérdidas estándar de distribución en potencia y energía.
- Costos estándar de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada.



Los costos asociados al usuario se denominan Cargos Fijos y cubren los costos eficientes para el desarrollo de las actividades de lectura del medidor, procesamiento de la lectura y emisión, reparto y cobranza de la factura o recibo.

Las pérdidas estándar de distribución son las pérdidas inherentes a las instalaciones de distribución eléctrica y que se reconocen a través de factores de expansión de pérdidas aplicables en el cálculo de las tarifas.

Los costos estándar de inversión, mantenimiento y operación se reconocen a través del VAD de media tensión (VADMT) y VAD de baja tensión (VADBT). El VAD es el costo por unidad de potencia necesario para poner a disposición del usuario, la energía eléctrica desde el inicio de la distribución eléctrica (después de la celda de salida del alimentador de media tensión ubicada en la subestación de transmisión) hasta el punto de empalme de la acometida del usuario.



Adicionalmente, el Artículo 64° de la LCE señala que el VAD incorpora un cargo asociado a la innovación tecnológica en los sistemas de distribución equivalente a un porcentaje máximo de los ingresos anuales que tengan como objetivo el desarrollo de proyectos de innovación tecnológica y/o eficiencia energética, los cuales son propuestos y sustentados por las empresas y aprobados por Osinergmin, debiéndose garantizar la rentabilidad de los mismos durante su vida útil considerando la tasa a la que se refiere el Artículo 79 de la LCE. Tratándose de proyectos que reemplacen a instalaciones existentes deberá garantizarse el reconocimiento de los costos remanentes de estos últimos en caso no hayan cumplido su vida útil. Asimismo, indica que RLCE define los límites para este rubro, así como los

criterios técnicos y económicos, oportunidad, compensaciones tarifarias y el plazo de duración de la compensación tarifaria. El cargo resultante será incorporado en el VAD y tendrá como límite máximo el 1% de los ingresos registrados de cada empresa en el año anterior al de la fijación.

Conforme se dispone en el Artículo 72 de la LCE y el Artículo 152-A de su Reglamento, el VAD tomará en cuenta un factor de reajuste que promueve el mejoramiento de la calidad de servicio eléctrico, que no excederá el 5% del VAD en media tensión. El cumplimiento del mejoramiento se revisa anualmente. El factor se aplica como incentivo o penalidad de acuerdo con el cumplimiento y considerará un periodo de adecuación de dos años, en el cual se partirá de valores reales hasta valores objetivos definidos en función de las características de cada empresa.

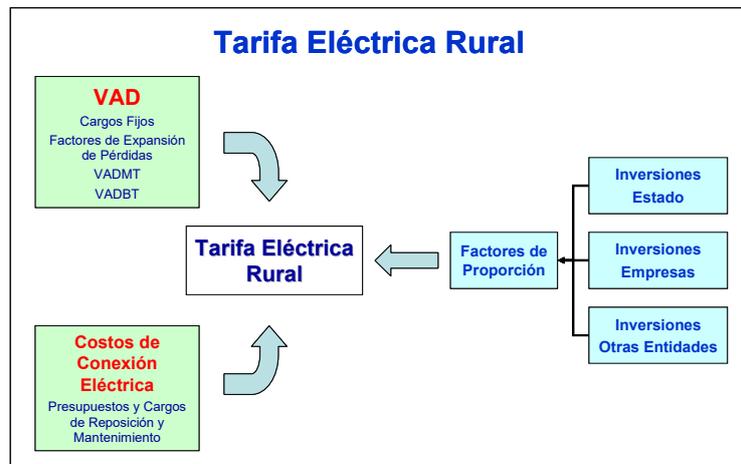
En el caso de la calidad de suministro, esta se evaluará considerando los indicadores globales de desempeño System Average Interruption Frequency Index (SAIFI) y System Average Interruption Duration Index (SAIDI). El incentivo se otorgará al inicio del periodo de fijación que no sobrepasará el porcentaje indicado. En caso de incumplimiento del SAIFI o SAIDI, la penalidad se aplicará en el siguiente proceso de fijación del VAD y corresponde a la devolución del ingreso otorgado, considerando la tasa de actualización establecida por el Artículo 79 de la LCE.

Adicionalmente, las empresas podrán proponer en el Estudio VAD un plan gradual de reemplazo a sistemas de medición inteligente (SMI), considerando un horizonte de implementación de hasta 8 años, de conformidad con la Décima Disposición Complementaria Transitoria del Decreto Supremo N° 018-2016-EM y el Artículo 163 del Reglamento de la LCE.

En el caso de la Tarifa Eléctrica Rural de los Sistemas Eléctricos Rurales (SER), calificados como tales por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) de acuerdo a la LGER, considera los criterios establecidos en el artículo 14° de la LGER, que dispuso que el VAD de los Sistemas Eléctricos Rurales (SER) se fija conforme a lo establecido en la LCE, considerando que dicho VAD incluye los costos de conexión eléctrica y que los costos de operación, mantenimiento y gestión comercial de dicho VAD corresponde a costos reales auditados, sujetos a un valor máximo establecido por Osinergmin sobre la base de mediciones de eficiencia relativa entre los SER de las empresas. Sin embargo, el reglamento, al no haber sido emitido, no ha definido este procedimiento, razón por la cual estos costos se evalúan con criterios de eficiencia vigentes, establecidos por la LCE. Asimismo, el VAD de los SER se determina considerando lo señalado en los Artículos 23, 24 y 25 del Reglamento de la LGER, los mismos que se resumen a continuación:

- El VAD incluye los costos de conexión eléctrica, considerando el número de usuarios de la empresa modelo, los costos de conexión eléctrica regulados, la vida útil de las conexiones eléctricas establecida por el Artículo 163 del Reglamento de la LCE y la tasa de actualización establecida por la LCE. Los costos totales se expresarán por unidad de potencia tomando la demanda máxima establecida para la empresa modelo.
- La tarifa eléctrica rural, es decir, el VAD, considerará factores de proporción que reflejen las inversiones efectuadas por el Estado, las empresas de distribución eléctrica u otras entidades.
- Cuando las inversiones de los SER están constituidas por 100% de los aportes del Estado, la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) se multiplicará por el factor del fondo de reposición.
- Cuando las inversiones de los SER están constituidas por aportes del Estado y de otras entidades, el monto de retribución de la inversión se determinará aplicando a la anualidad del VNR, el factor de proporción (fp) que refleje la proporción de inversiones de otras entidades y el monto de reposición de la inversión se determinará aplicando a la anualidad del VNR, el factor uno

descontado del factor de proporción (1-fp) y luego se aplicará el factor del fondo de reposición. El monto total se determinará de la suma de los montos de retribución y de reposición más los costos de operación.



Según lo dispone el Artículo 24 del Reglamento de la LGER, la Tarifa Eléctrica Rural se fija conforme a lo establecido por la LCE.

1.3.2 Fijación del VAD

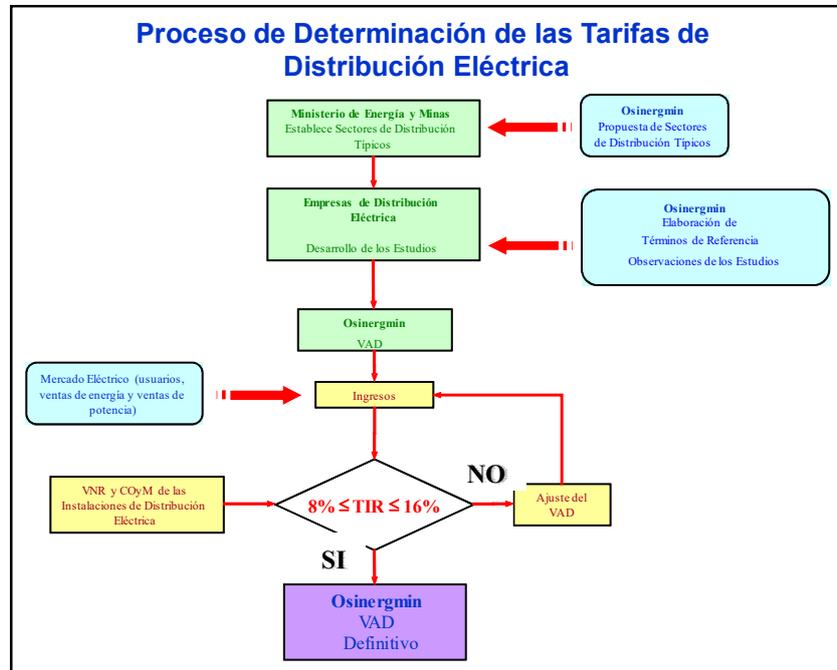
El Artículo 66 de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) establece que el VAD se calcula individualmente para cada concesionario de distribución que preste el servicio a más de cincuenta mil suministros, de acuerdo al procedimiento que fije el RLCE. Para los demás concesionarios de distribución, el VAD se calcula de forma agrupada, conforme le aprobado por el Ministerio de Energía y Minas a propuesta de Osinergmin, de acuerdo al procedimiento que fije el RLCE.

El Artículo 67 de la LCE señala que VAD y sus componentes, se calculan para cada empresa concesionaria de distribución con más de cincuenta mil usuarios y para el resto de concesionarios de distribución conforme se señala en el artículo 66°, mediante estudios de costos presentados por los concesionarios de distribución, de acuerdo con los Términos de Referencia estandarizados elaborados por Osinergmin. Además, se indica que Osinergmin debe realizar la evaluación de los estudios de costos considerando criterios de eficiencia de las inversiones y de la gestión de un concesionario operando en el país, considerando el cumplimiento del ordenamiento jurídico en general, especialmente las normas ambientales, de seguridad y salud en el trabajo, laborales, de transportes y municipales aplicables en su zona de concesión; entre otras. Asimismo, se precisa que Osinergmin puede modificar sólo aquellos aspectos de los estudios de costos presentados que habiendo sido oportunamente observados no hubiesen sido absueltos por los concesionarios de distribución. Para ello acompañará el sustento de la evaluación a cada una de las observaciones realizadas.

De conformidad con el Artículo 68 de la LCE, Osinergmin luego de recibidos los estudios de costos, comunicará sus observaciones si las hubiere, debiendo las empresas absolverlas dentro de un plazo de 10 días. Absueltas las observaciones o vencido el plazo sin que ello se produjera, Osinergmin establecerá los respectivos VAD para cada sector de distribución típico.

Posteriormente, los VAD deben ser validados a través de la verificación de la rentabilidad de cada empresa o conjunto de empresas, según corresponda, de conformidad con los Artículos 69, 70 y 71 de la LCE. Dicha verificación se realiza calculando las tasa interna de retorno (TIR) que considera los ingresos que se hubieran percibido a través de los VAD con el mercado eléctrico (usuarios, ventas de energía y ventas de potencia) del ejercicio inmediato anterior; los costos de operación y

mantenimiento exclusivos de las instalaciones de distribución eléctrica del ejercicio inmediato anterior; y el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de distribución eléctrica con un valor residual igual a cero. Si la TIR resultante no difiere en más de cuatro puntos porcentuales de la Tasa de Actualización establecida en el artículo 79 de la LCE (12%), los VAD serán definitivos, caso contrario se deberán ajustar proporcionalmente hasta alcanzar el límite más próximo inferior o superior.



Finalmente, según los artículos 72 y 73 de la LCE, el VAD y sus fórmulas de actualización entrarán en vigencia a partir del 01 de noviembre del año que corresponda por un periodo de cuatro años.

1.3.3 Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (PIDE)

El 23 de setiembre de 2015, se publicó el Decreto Legislativo N° 1208 (DL 1208) que promueve el desarrollo de planes de inversión de las empresas de distribución eléctrica bajo el ámbito del FONAFE.

El DL 1208 establece que dichas empresas deberán presentar al Osinergrmin, al inicio de cada fijación del VAD, un Estudio de Planeamiento Eléctrico de Largo Plazo que tenga asociado un PIDE, que será aprobado por Osinergrmin e incorporado en la anualidad de inversión reconocida en la fijación del VAD que corresponda.

A través del Decreto Supremo N° 023-2016-EM, publicado el 27 de julio de 2016, se aprobó el Reglamento del DL 1208, el cual establece, entre otros, que para la aprobación del PIDE se seguirá el procedimiento que apruebe Osinergrmin. Asimismo, dispone que Osinergrmin realizará los estudios para determinar los criterios y metodología de elaboración del PIDE, los cuales serán aprobados por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM).

De acuerdo con las disposiciones señaladas, Osinergrmin aprobó el procedimiento con la Resolución Osinergrmin N° 264-2016-OS/CD, publicada el 15 de diciembre de 2016, tomando en cuenta las consideraciones de los procedimientos regulatorios de tarifas, toda vez que la aprobación del PIDE incidirá en el VAD. Además, realizó los estudios para determinar los criterios y metodología de elaboración del PIDE, remitiendo el proyecto de norma al MINEM a través del Oficio N° 344-2017-OS-PRES el 21 de junio de 2017.

Al respecto, en la medida que el MINEM no ha establecido los criterios y la metodología de elaboración del PIDE, no ha sido posible que este sea elaborado cumpliendo con lo dispuesto en el citado DL 1208 y su Reglamento, ni tampoco aprobado siguiendo el procedimiento establecido por el Osinergmin. Asimismo, de acuerdo con los plazos y procesos establecidos en el procedimiento elaborado por Osinergmin para la aprobación del PIDE, el mismo debe presentarse a más tardar el primer día hábil de octubre del segundo año anterior al que le corresponde la fijación del VAD, es decir, para la Fijación del VAD 2019-2023, en curso, en principio, el PIDE debía presentarse el 01 de octubre de 2017, toda vez que dicho PIDE debía aprobarse antes de la fijación del VAD en donde se incorporarían sus resultados, todo lo cual resultó inviable al no contarse, con los criterios y metodología de elaboración del PIDE, aprobados para tal efecto por el MINEM.

En ese sentido, se concluye que para la Fijación del VAD 2019-2023, en curso, no es posible considerar algún PIDE de las empresas bajo el ámbito del FONAFE.

1.4 Procedimiento de Fijación

El Procedimiento de Fijación del VAD 2019-2023 se inició el 01 de marzo de 2019 con la presentación de los Estudios de Costos del VAD por parte de las empresas Electrocentro, Electronoroeste, Electronorte, Hidrandina, Electro Puno, Electro Sur Este, Electrosur, Seal, Adinelsa, Electro Oriente y Electro Ucayali. A partir de dicha fecha, el cronograma seguido para el procedimiento es el siguiente:

Cronograma Procedimiento de Fijación del VAD 2019-2023

Etapa		Fecha Límite
a	Presentación Estudios VAD	1-Mar-2019
b	Publicación Web Estudios VAD	8-Mar-2019
c	Audiencia Empresas	21 y 22/03/2019
d	Observaciones Osinergmin	8-May-2019
e	Absolución Empresas	22-May-2019
f	Publicación Web Absolución	29-May-2019
g	Proyecto de Resolución Fijación	10-Jul-2019
h	Audiencia Osinergmin	16, 19 y 24/07/2019
i	Opiniones Interesados	4-Set-2019
j	Aprobación de Resolución Fijación	16-Oct-2019
k	Recursos Interesados	8-Nov-2019
l	Publicación Web Recursos	15-Nov-2019
m	Audiencia Recursos	29-Nov-2019
n	Opiniones Interesados Legitimados	13-Dic-2019
ñ	Resolución Recursos	20-Dic-2019
o	Publicación Web Recursos	26-Dic-2019

Seguidamente, Osinergmin convocó y organizó la Audiencia Pública para la sustentación de los estudios por parte de las empresas. La audiencia se llevó a cabo los días 21 y 22 de marzo de 2019 en Lima.

Posteriormente, el 08 de mayo de 2019, Osinergmin comunicó las observaciones a los estudios presentados, a través del Oficio N° 0473-2019-GRT (oficio múltiple). En atención a dichas

observaciones, el 22 de mayo de 2019, las empresas presentaron la absolución de las observaciones, así como sus Estudios de Costos del VAD Definitivos, los cuales fueron analizados por Osinergmin.

Los resultados de los análisis de Osinergmin fueron recogidos en la publicación del Proyecto de Resolución de Fijación del VAD 2019-2023, la cual se realizó el 10 de julio de 2019 a través de la Resolución Osinergmin N° 124-2019-OS/CD. El proyecto fue sustentado por Osinergmin en audiencias públicas que se llevaron a cabo el 16, 19 y 24 de julio de 2019 en Arequipa (propuestas de Electro Puno, Electro Sur Este, Electro Sur y Seal), Trujillo (Electrocentro, Electronoroeste, Electronorte e Hidrandina) e Iquitos (Adinelsa, Electro Oriente y Electro Ucayali), respectivamente. Cabe indicar que, las audiencias fueron transmitidas vía streaming mediante un enlace que se habilitó en la página web de Osinergmin: www.osinergmin.gob.pe.

Hasta el 04 de setiembre de 2019, las 11 empresas señaladas presentaron sus observaciones al Proyecto de Resolución de Fijación del VAD 2019-2023.

Las observaciones fueron analizadas por Osinergmin, incorporándose aquellas que fueron aceptadas total o en parte. Los informes de análisis y respuestas a dichas observaciones se encuentran en los anexos correspondientes a cada empresa.

Los resultados de los análisis y respuestas es materia del presente informe a efectos de la fijación del VAD 2019-2023.

Se debe señalar que, toda la información del procedimiento se encuentra publicada en la página web: www.osinergmin.gob.pe (seguir la siguiente secuencia: Nosotros, Regulación Tarifaria, Procesos Regulatorios, Electricidad, Valor Agregado de Distribución (VAD), En Proceso, Fijación del VAD 2019-2023).

1.5 Resultados

Los resultados a efectos de la publicación del Proyecto de Resolución de Fijación del VAD 2019-2023 son los siguientes:

VAD (S//kW-mes)

	Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Electro Puno	Electro Sur Este
VADMT	28,520	15,999	21,051	14,873	29,355	24,112
VADBT	81,585	63,703	49,750	61,483	70,832	78,701
VADSED	12,609	11,035	9,264	6,626	14,353	13,891

	Electrosur	Seal	Adinelsa	Electro Oriente	Electro Ucayali
VADMT	16,336	15,467	116,480	24,642	17,998
VADBT	64,287	57,548	134,266	66,577	62,433
VADSED	9,648	13,219	35,322	11,915	11,609

Cargos Fijos (S//mes)

	Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Electro Puno	Electro Sur Este
CFE	3,700	3,562	3,393	3,401	3,882	3,606
CFS	11,442	9,276	10,417	9,562	11,212	10,201
CFH	10,867	11,216	10,013	11,593	11,887	11,128
CFEAP	4,986	4,474	5,529	5,203	4,001	4,275
CCSP	2,893	2,893	2,893	2,893	2,893	2,893
CFHCO	2,267	2,267	2,267	2,267	2,267	2,267

	Electrosur	Seal	Adinelsa	Electro Oriente	Electro Ucayali
CFE	3,214	3,382	5,565	3,692	3,539
CFS	7,607	8,041	17,965	10,468	7,136
CFH	7,505	7,974	18,760	12,022	7,725
CFEAP	3,683	3,616	5,639	4,283	4,308
CCSP	2,893	2,893	2,893	2,935	2,912
CFHCO	2,267	2,267	2,267	2,300	2,281

2. Propuestas del VAD

En este punto, se presentan las propuestas del VAD de Osinergmin, a efectos de la Resolución de Fijación del VAD 2019-2023, producto de las observaciones de las empresas al Proyecto de Resolución de Fijación del VAD 2019-2023, publicado con la Resolución Osinergmin N° 124-2019-OS/CD. Las propuestas del VAD se presentan a nivel empresa, es decir, ponderado en función del VAD obtenido en cada sistema eléctrico. La ponderación consideró, de cada sistema eléctrico, las demandas en media y baja tensión, sin incluir las pérdidas, de los balances de cada sistema para el VADMT, VADBT y VADSED, y, la cantidad de clientes para los Cargos Fijos.

2.1 Propuestas del VAD de Osinergmin

Las 11 empresas bajo el ámbito del FONAFE presentaron observaciones al Proyecto de Resolución de Fijación del VAD 2019-2023, publicado con la Resolución Osinergmin N° 124-2019-OS/CD. Osinergmin, luego de la revisión, análisis y respuesta a las observaciones de las empresas, efectuó los siguientes ajustes en las propuestas del VAD:

- Mantener los costos de mano de obra de servicios de terceros obtenidos de la Encuesta de “Demanda de Ocupaciones a Nivel Nacional 2019” del Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo (MTPE), aplicando la ponderación de costos de las categorías Técnico Medio y Profesional Técnico. Asimismo, ajustar el costo del Seguro Complementario de Trabajo de Riesgo (SCTR) que forma parte de los costos de mano de obra de servicios de terceros. El análisis de los argumentos presentados por las empresas sobre este aspecto se adjunta en el [Anexo N° 1](#).
- No incluir como parte de los costos de personal propio de la empresa, la Participación de los Trabajadores en las Utilidades de la Empresa (PTU). Este monto no fue considerado en los análisis de costos de personal propio, ya que de conformidad con lo establecido en el Artículo 64 de la LCE y el Artículo 150 del RLCE, la PTU no es un componente del VAD y no guarda relación de causalidad directa con la prestación del servicio, además, que de acuerdo con el Artículo 29 de la Constitución Política del Perú, la PTU es una obligación que ha sido impuesta a las empresas por lo que no es posible que su pago se traslade a los usuarios del servicio mediante la tarifa. La PTU está implícita en la Tasa de Actualización prevista en el Artículo 79 de la LCE. Asimismo, en el supuesto negado que no estuviera incluida en la Tasa de Actualización, tampoco podría formar parte del cálculo de los costos de operación y mantenimiento del VAD.

Además, debe indicarse que la regulación mediante empresa modelo eficiente es una de las modalidades de regulación por incentivos, por lo que, al contrario que en otras modalidades de regulación, como la regulación por tasa de retorno, las tarifas no se ven afectadas por las utilidades reales que obtiene la empresa ni por las obligaciones que deriven de estas (PTU, impuesto a la renta y otros). En ese sentido, para el cálculo del VAD, de acuerdo al modelo regulatorio vigente, la PTU no se considera como parte de los costos de operación y mantenimiento del VAD. El detalle de los argumentos señalados, se consigna en los Informes N° 047, N° 048, N° 053, N° 060 y N° 062-2018-GPAE, que se adjuntan en el [Anexo N° 2](#) del presente informe, así como en los argumentos legales descritos en los Informes N° 0328 y N° 0502-2019-GRT.

- Ajustar los rendimientos por día y costos de las actividades de lectura, facturación, reparto y cobranza del recibo que comprenden los Cargos Fijos, de acuerdo con una evaluación por zonas urbanas y rurales, considerando la proporción de dichas zonas en cada sector típico para las empresas Electrocentro, Electronoroeste, Electronorte e Hidrandina.
- Reconocer la tecnología de redes subterráneas en zonas históricas o monumentales, que hayan sido identificadas geográficamente, no estén comprendidas en las zonas de muy alta densidad de carga (MAD) (para media y baja tensión) y alta densidad de carga 1 (AD1) (para media tensión), y cuenten con el sustento respectivo.
- Ajustar los rendimientos y tiempos de ejecución de las actividades de operación y mantenimiento, de acuerdo con las exigencias normativas y los requerimientos propios de cada empresa, según las características técnicas de sus instalaciones de distribución eléctrica.
- En el caso de las empresas Electro Oriente y Electro Ucayali, evaluar y actualizar el Factor del VAD para Zonas de la Amazonía, considerando el costo del IGV en las adquisiciones fuera de las Zonas de la Amazonía y la estructura de costos propia de cada empresa.
- Incorporar los costos de conexión eléctrica (costos de instalación y mantenimiento) correspondiente a los sistemas eléctricos rurales (SER) conforme lo establece la normatividad para el cálculo del VAD de los SER.
- Aplicar el Factor del Fondo de Reposición (FFR), que reconoce el costo de reposición de las instalaciones de distribución eléctrica de los SER, en los casos que correspondan a inversiones del Estado que se consideran a título gratuito. Asimismo, en el caso de las instalaciones eléctricas del Sector Típico 4 de las empresas Electro Puno y Electro Sur Este, se consideraron como inversiones del Estado a título gratuito, reconociéndose solo los costos de reposición de las instalaciones eléctricas, toda vez que no se ha validado como propiedad de la empresa y se ha identificado que comprenden SER, de acuerdo con la información presentada a través del Sistema VNR GIS y documentación del Plan Nacional de Electrificación Rural. El análisis de lo indicado se adjunta en el [Anexo N° 21](#).
- Ajustar los costos estándar de inversión de las instalaciones de distribución eléctrica, reconociendo el costo del tablero y el costo de los aisladores según el nivel de tensión en MT, en las subestaciones MT/BT para las zonas rurales. Asimismo, ajustar diversos costos de materiales de acuerdo con los sustentos presentados por las empresas. Los resultados de la evaluación y determinación de los costos de inversión forman parte de la determinación del Valor Nuevo de Reemplazo adaptado de las instalaciones de distribución eléctrica, a efectos de la verificación de la rentabilidad, y están consignados en el Sistema de Información de los Costos Estándar de Inversión de las Instalaciones de Distribución Eléctrica (SICODI) (ver Informe N° 0497-2019-GRT). El detalle del análisis de las observaciones al SICODI, presentadas a las propuestas del VAD, se adjuntan en el [Anexo N° 22](#).
- Revisar y ajustar el dimensionamiento del parque de alumbrado público de diversas empresas, de acuerdo con la normativa, diferenciando dicho dimensionamiento según zonas urbanas (en función del tipo de vía y tipo de alumbrado) y zonas rurales (en función del factor KALP por cliente). Asimismo, ajustar la cantidad de equipos de control de alumbrado público conforme al dimensionamiento señalado.
- En el caso de la empresa Seal, reconocer una proporción de subestaciones MT/BT en las zonas de MAD y AD1 con restricción por inundaciones. Asimismo, reconocer una proporción de

instalaciones de distribución eléctrica con tecnología subterránea en diversas zonas de Arequipa por restricción de ancho de vereda.

- Incrementar el equipamiento de protección y seccionamiento de las redes en media tensión a efectos de la mejora de la calidad de suministro y cumplimiento de la normativa.
- En el caso de Adinelsa, retirar la demanda del cliente libre en media tensión que no usa las instalaciones de distribución eléctrica y reformular el balance de energía y potencia; considerar las subestaciones MT/BT con redes en baja tensión de acuerdo con la nueva información alcanzada; y reformular la estructura organizacional, incrementando la cantidad de personal y retirando la supervisión externa que se había considerado.
- Ajustar la estructura organizacional, en diversas empresas, considerando los alcances, funciones y responsabilidades de las áreas de la empresa modelo, según las actividades que desarrollan.
- Con relación a los proyectos de innovación tecnológica y/o eficiencia energética, solo se incorpora el proyecto de la empresa Seal, vinculado con la reducción de pérdidas en subestaciones de distribución MT/BT a través de transformadores de núcleo amorfo, debido a la estimación de los beneficios económicos obtenibles por la disminución de los costos de pérdidas de energía frente a los mayores costos de los transformadores mencionados. Con respecto al proyecto de telegestión del alumbrado público, presentado por la mayoría de las empresas, de la evaluación se observa que los beneficios económicos estimados por ahorro en los costos de operación y mantenimiento no superan los costos del proyecto. Se requiere que las empresas amplíen la evaluación de los ahorros de los costos de operación y mantenimiento, así como, considerar mayor pluralidad en las referencias de costos del proyecto. La misma situación se presenta en el proyecto de Oficinas Móviles de Adinelsa. Por ello, no se está considerando la aprobación de estos proyectos. Otros proyectos presentados no están vinculados con innovación tecnológica y/o eficiencia energética, exclusivamente en la distribución eléctrica, por lo cual no se considera su aprobación. El detalle del análisis se incluye en el **Anexo N° 3**.
- Con relación al Plan de Reemplazo a Sistemas de Medición Inteligente (SMI), de acuerdo con las nuevas propuestas de las empresas e información técnica y de costos alcanzada, se está considerando la aprobación de proyectos pilotos para todas las empresas, bajo el criterio de brindar una señal económica a las empresas que les permita optar por la tecnología o sistema que les sea más conveniente, acotada a una cantidad de medidores igual al 1,11% de sus suministros. El detalle del análisis se incluye en el **Anexo N° 4**.
- Respecto a las propuestas de mejora de la calidad de suministro, luego de la evaluación de los proyectos y la información de sustento presentada, se considera la aprobación de los proyectos de las empresas Electrocentro, Electronoroeste, Electronorte e Hidrandina, verificando que el costo por energía evitada de interrumpir no supere el valor de 1,00 US\$/kW.h, los costos de inversión, operación y mantenimiento cuenten con el sustento respectivo, y la justificación de la incidencia del proyecto en los indicadores SAIFI y SAIDI y los resultados obtenibles en el periodo de regulación. El detalle del análisis se incluye en el **Anexo N° 5** del presente informe.

De acuerdo con lo mencionado, las propuestas del VAD de Osinergmin para las empresas bajo el ámbito del FONAFE es la siguiente:

VAD (S//kW-mes)

	Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Electro Puno	Electro Sur Este
VADMT	28,520	15,999	21,051	14,873	29,355	24,112
VADBT	81,585	63,703	49,750	61,483	70,832	78,701
VADSED	12,609	11,035	9,264	6,626	14,353	13,891

	Electrosur	Seal	Adinelsa	Electro Oriente	Electro Ucayali
VADMT	16,336	15,467	116,480	23,215	17,085
VADBT	64,287	57,548	134,266	62,759	59,105
VADSED	9,648	13,219	35,322	10,861	10,828

Cargos Fijos (S//mes)

	Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Electro Puno	Electro Sur Este
CFE	3,700	3,562	3,393	3,401	3,882	3,606
CFS	11,442	9,276	10,417	9,562	11,212	10,201
CFH	10,867	11,216	10,013	11,593	11,887	11,128
CFEAP	4,986	4,474	5,529	5,203	4,001	4,275
CCSP	2,893	2,893	2,893	2,893	2,893	2,893
CFHCO	2,267	2,267	2,267	2,267	2,267	2,267

	Electrosur	Seal	Adinelsa	Electro Oriente	Electro Ucayali
CFE	3,214	3,382	5,565	3,639	3,516
CFS	7,607	8,041	17,965	10,344	7,056
CFH	7,505	7,974	18,760	11,880	7,636
CFEAP	3,683	3,616	5,639	4,221	4,246
CCSP	2,893	2,893	2,893	2,893	2,893
CFHCO	2,267	2,267	2,267	2,267	2,267

Cabe indicar que, en el caso de las empresas Electro Oriente y Electro Ucayali los valores no consideran el ajuste del costo del IGV por operar en las Zonas de la Amazonía, lo cual se trata en el siguiente numeral.

En cumplimiento del Artículo 68 de la LCE que establece que el Osinergmin debe fijar el VAD, se propone al Consejo Directivo tomar los resultados del VAD producto de los ajustes efectuados por Osinergmin según el análisis de las observaciones de las empresas al proyecto de resolución de fijación del VAD 2019-2023. Los resultados para cada empresa se detallan y sustentan en los documentos que se incluyen del **Anexo N° 6** al **Anexo N° 16**.

3. VAD para las Zonas de la Amazonía

Dado que las empresas Electro Oriente y Electro Ucayali operan en las Zonas de la Amazonía, bajo el ámbito de la Ley N° 27037, Ley de Promoción de la Inversión en la Amazonía, corresponde ajustar los VAD resultantes de dichas empresas, incorporando en los costos de inversión, operación y mantenimiento, el IGV por la adquisición de materiales y equipos fuera de las Zonas de la Amazonía que son gravados con IGV.

3.1 Actividad de Distribución Eléctrica

Para la realización de las actividades de distribución eléctrica, se adquieren materiales y equipos en la construcción y mantenimiento de las instalaciones de distribución eléctrica (postes, conductores eléctricos, cables eléctricos, transformadores, seccionadores, aisladores, ferretería y otros elementos), los cuales son vendidos por proveedores que operan fuera de las Zonas de la Amazonía. Esta operación de adquisición genera para las empresas que operan en las Zonas de la Amazonía, un sobre costo (costo del IGV) que se debe incorporar como un costo dentro del VAD.

En ese sentido, para las empresas que operan en las Zonas de la Amazonía y se ven imposibilitadas de transferir el IGV, gravado a los bienes adquiridos fuera de dichas zonas, el VAD y Cargos Fijos deben considerar lo siguiente:

VNR

- Un costo adicional en el rubro de costos de los materiales, igual al porcentaje de IGV de los costos de los materiales.
- Un costo adicional en el rubro de costos de transporte y equipos, que tome en cuenta la incidencia del IGV en los costos de transporte y equipos por la adquisición de vehículos y equipos.

OyM y Cargos Fijos

- Un costo adicional en el rubro de costos de los materiales, igual al porcentaje de IGV de los costos de los materiales.
- Un costo adicional en el rubro de costos de transporte y equipos de servicios de terceros (directos e indirectos), que tome en cuenta la incidencia del IGV en los costos de transporte y equipos por la adquisición de vehículos y equipos.

Según los criterios señalados, se evaluó el Factor del VAD para Zonas de la Amazonía, considerando el costo del IGV en las adquisiciones fuera de las Zonas de la Amazonía y la estructura de costos propia de cada empresa. Los resultados son los siguientes:

Factor IGV

	Electro Oriente	Electro Ucayali
VADMT	1,061	1,053
VADBT	1,061	1,056
VADSED	1,097	1,072

VAD Amazonía (S//kW-mes)

	Electro Oriente	Electro Ucayali
VADMT	24,642	17,998
VADBT	66,577	62,433
VADSED	11,915	11,609

Factor IGV

	Electro Oriente	Electro Ucayali
CFE	1,015	1,007
CFS	1,012	1,011
CFH	1,012	1,012
CFEAP	1,015	1,015
CCSP	1,015	1,007
CFHCO	1,015	1,007

Cargos Fijos Amazonía (S//mes)

	Electro Oriente	Electro Ucayali
CFE	3,692	3,539
CFS	10,468	7,136
CFH	12,022	7,725
CFEAP	4,283	4,308
CCSP	2,935	2,912
CFHCO	2,300	2,281

El sustento de la evaluación de los factores se adjunta en el **Anexo N° 15** (Electro Oriente) y **Anexo N° 16** (Electro Ucayali), como parte de las propuestas del VAD de Electro Oriente y Electro Ucayali.

3.2 Actividad de Compra de Energía

Para la realización de la actividad de compra de energía, las empresas que operan en las Zonas de la Amazonía adquieren energía eléctrica a las empresas suministradoras, ubicadas fuera de las Zonas de la Amazonía, que aplican, de acuerdo a las disposiciones tributarias el IGV.

A su vez la empresa comercializa la energía eléctrica sin trasladar dicho IGV a los usuarios del servicio público de electricidad, debido a las disposiciones de la Ley N° 27037, Ley de Promoción de la Inversión en la Amazonía. De esta forma el costo del IGV que paga la empresa distribuidora por la compra de energía eléctrica, se constituye en un sobre costo en su estructura de costos que pone en riesgo sus operaciones.

En consecuencia, corresponde la aplicación de un factor en las tarifas de electricidad de los clientes finales debido al costo del IGV en la compra de energía que efectúan las empresas de las Zonas de la Amazonía a empresas suministradoras fuera de las Zonas de la Amazonía.

El factor, denominado Factor del Costo del IGV (FIGV), igual a 1 más el porcentaje del IGV ($1 + \%IGV$) se aplicará a los precios de compra de energía y potencia de aquellos sistemas de distribución eléctrica ubicados en las Zonas de la Amazonía bajo el ámbito de la Ley N° 27037, operados por empresas que adquieren energía eléctrica para dichos sistemas a empresas suministradoras domiciliadas fuera de las Zonas de la Amazonía.

4. Resultados del VAD

De acuerdo con los resultados del numeral anterior, la propuesta del VAD para cada empresa es la siguiente:

4.1 VADMT, VADBT, VADSED y Cargos Fijos

Para determinar el VAD a nivel empresa, el parámetro de ponderación del VADMT es la demanda máxima de cada sistema eléctrico a nivel de media tensión sin considerar pérdidas, y el parámetro del VADBT y VADSED es la demanda máxima de cada sistema eléctrico a nivel de baja tensión sin considerar pérdidas.

Para todas las empresas, el parámetro de los Cargos Fijos es la cantidad de clientes para cada tipo de cargo fijo.

VAD (S//kW-mes)

	Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Electro Puno	Electro Sur Este
VADMT	28,520	15,999	21,051	14,873	29,355	24,112
VADBT	81,585	63,703	49,750	61,483	70,832	78,701
VADSED	12,609	11,035	9,264	6,626	14,353	13,891

	Electrosur	Seal	Adinelsa	Electro Oriente	Electro Ucayali
VADMT	16,336	15,467	116,480	24,642	17,998
VADBT	64,287	57,548	134,266	66,577	62,433
VADSED	9,648	13,219	35,322	11,915	11,609

Cargos Fijos (S//mes)

	Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Electro Puno	Electro Sur Este
CFE	3,700	3,562	3,393	3,401	3,882	3,606
CFS	11,442	9,276	10,417	9,562	11,212	10,201
CFH	10,867	11,216	10,013	11,593	11,887	11,128
CFEAP	4,986	4,474	5,529	5,203	4,001	4,275
CCSP	2,893	2,893	2,893	2,893	2,893	2,893
CFHCO	2,267	2,267	2,267	2,267	2,267	2,267

	Electrosur	Seal	Adinelsa	Electro Oriente	Electro Ucayali
CFE	3,214	3,382	5,565	3,692	3,539
CFS	7,607	8,041	17,965	10,468	7,136
CFH	7,505	7,974	18,760	12,022	7,725
CFEAP	3,683	3,616	5,639	4,283	4,308
CCSP	2,893	2,893	2,893	2,935	2,912
CFHCO	2,267	2,267	2,267	2,300	2,281

4.2 Cargos Adicionales del VAD

Los Cargos Adicionales del VAD a incorporar en el VADMT o VADBT según corresponda a nivel empresa son:

4.2.1 Proyectos de Innovación Tecnológica y/o Eficiencia Energética

Los Cargos por Proyectos de Innovación Tecnológica y/o Eficiencia Energética (S//kW-mes) a incorporar son:

	Seal
VADBT	0,275

Los cargos se actualizarán con la fórmula de actualización del VADBT.

4.2.2 Implementación de Sistemas de Medición Inteligente (SMI)

Los Cargos por Implementación de SMI (S//kW-mes) a incorporar son:

	Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Electro Puno	Electro Sur Este
VADBT	0,347	0,276	0,259	0,218	0,443	0,338

	Electrosur	Seal	Adinelsa	Electro Oriente	Electro Ucayali
VADBT	0,295	0,225	0,913	0,292	0,294

Los cargos se actualizarán con la fórmula de actualización del VADBT.

4.2.3 Factor de Reajuste por Calidad de Suministro

El factor de reajuste por calidad de suministro se aplicará al VADMT de acuerdo con lo siguiente:

	Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina
VADMT	1,0175	1,0060	1,0061	1,0118

Los valores de SAIFI y SAIDI asociados a los factores señalados, a efectos de su cumplimiento en el periodo de cuatro años son:

Electrocentro

	Actual	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
SAIFI	9,30	8,66	8,03	7,39	6,75
SAIDI	17,79	16,58	15,38	14,17	12,96

Electronoroeste

	Actual	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
SAIFI	8,56	8,34	8,11	7,89	7,66
SAIDI	20,52	19,58	18,64	17,69	16,75

Electronorte

	Actual	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
SAIFI	8,34	8,19	8,03	7,87	7,71
SAIDI	14,66	14,42	14,18	13,94	13,70

Hidrandina

	Actual	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
SAIFI	6,94	6,73	6,53	6,32	6,11
SAIDI	15,20	14,83	14,47	14,10	13,73

4.3 Cargo por Energía Reactiva

Para el cargo por energía reactiva se propone aplicar el cargo vigente a diciembre de 2018 igual a 0,0420 S//kVAR.h aplicable a todas las empresas.

4.4 Factores de Economía de Escala

Los factores de economía de escala a nivel empresa son:

Factores de Economía de Escala (FEE)

		Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Electro Puno	Electro Sur Este
Nov-2019 a Oct-2020	VADMT	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
	VADBT	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
	VADSED	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
	Cargos Fijos	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Nov-2020 a Oct-2021	VADMT	0,9965	0,9963	0,9969	0,9958	0,9913	0,9941
	VADBT	0,9966	0,9964	0,9972	0,9956	0,9911	0,9941
	VADSED	0,9936	0,9934	0,9938	0,9929	0,9911	0,9941
	Cargos Fijos	0,9981	0,9978	0,9994	0,9962	0,9989	0,9937
Nov-2021 a Oct-2022	VADMT	0,9931	0,9927	0,9938	0,9916	0,9827	0,9883
	VADBT	0,9934	0,9929	0,9944	0,9913	0,9823	0,9883
	VADSED	0,9872	0,9868	0,9877	0,9860	0,9823	0,9882
	Cargos Fijos	0,9963	0,9956	0,9988	0,9924	0,9979	0,9874
Nov-2022 a Oct-2023	VADMT	0,9897	0,9891	0,9908	0,9875	0,9742	0,9825
	VADBT	0,9901	0,9894	0,9916	0,9871	0,9736	0,9825
	VADSED	0,9810	0,9804	0,9816	0,9792	0,9736	0,9824
	Cargos Fijos	0,9945	0,9934	0,9982	0,9887	0,9968	0,9811

		Electrosur	Seal	Adinelsa	Electro Oriente	Electro Ucayali
Nov-2019 a Oct-2020	VADMT	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
	VADBT	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
	VADSED	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
	Cargos Fijos	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Nov-2020 a Oct-2021	VADMT	0,9912	0,9911	0,9996	0,9989	0,9983
	VADBT	0,9913	0,9910	0,9988	0,9979	0,9974
	VADSED	0,9910	0,9910	0,9988	0,9982	0,9975
	Cargos Fijos	0,9981	0,9986	1,0000	1,0000	0,9995
Nov-2021 a Oct-2022	VADMT	0,9824	0,9823	0,9992	0,9979	0,9965
	VADBT	0,9827	0,9821	0,9975	0,9958	0,9947
	VADSED	0,9822	0,9821	0,9976	0,9963	0,9951
	Cargos Fijos	0,9962	0,9972	0,9999	0,9999	0,9990
Nov-2022 a Oct-2023	VADMT	0,9737	0,9735	0,9988	0,9968	0,9948
	VADBT	0,9741	0,9733	0,9963	0,9937	0,9921
	VADSED	0,9734	0,9733	0,9964	0,9945	0,9926
	Cargos Fijos	0,9942	0,9958	0,9999	0,9999	0,9986

4.5 Factores de Expansión de Pérdidas

Los factores de expansión de pérdidas a nivel empresa son los siguientes:

Factores de Expansión de Pérdidas

		Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Electro Puno	Electro Sur Este
Media Tensión	PEMT	1,0111	1,0152	1,0216	1,0192	1,0228	1,0340
	PPMT	1,0180	1,0215	1,0301	1,0313	1,0348	1,0519
SED MT/BT	PESED	1,0181	1,0230	1,0224	1,0217	1,0218	1,0204
	PPSED	1,0178	1,0200	1,0194	1,0213	1,0335	1,0315
Baja Tensión	PEBT	1,0873	1,0819	1,0856	1,0741	1,0904	1,0851
	PPBT	1,1013	1,0937	1,1010	1,0939	1,1201	1,1109
Medición Centralizada	PEBTCO	1,0852	1,0798	1,0836	1,0702	1,0901	1,0848
	PPBTCO	1,0947	1,0903	1,0976	1,0806	1,1195	1,1103

		Electrosur	Seal	Adinelsa	Electro Oriente	Electro Ucayali
Media Tensión	PEMT	1,0219	1,0192	1,0348	1,0227	1,0260
	PPMT	1,0359	1,0275	1,0471	1,0246	1,0267
SED MT/BT	PESED	1,0192	1,0202	1,0400	1,0152	1,0117
	PPSED	1,0284	1,0296	1,0278	1,0166	1,0158
Baja Tensión	PEBT	1,0912	1,1115	1,0853	1,0556	1,0486
	PPBT	1,1234	1,1529	1,0750	1,0656	1,0592
Medición Centralizada	PEBTCO	1,0908	1,1110	1,0849	1,0552	1,0484
	PPBTCO	1,1229	1,1523	1,0743	1,0649	1,0587

Cabe indicar que, para determinar los factores de expansión de pérdidas, en cada nivel de tensión, a nivel empresa, para los factores de potencia el parámetro de ponderación es la demanda máxima de cada sistema eléctrico, en cada nivel de tensión sin considerar pérdidas, y para los factores de energía

el parámetro de ponderación es la energía de cada sistema eléctrico, en cada nivel de tensión sin considerar pérdidas.

4.6 Factores de Caracterización de la Carga

Los factores de caracterización de la carga adoptados corresponden a los de la fijación vigente, toda vez que los estudios presentados por las empresas muestran resultados incompletos.

Los factores obtenidos son los siguientes:

Factores de Caracterización de la Carga

		Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Electro Puno	Electro Sur Este
Factores de Coincidencia	FCPPMT	0,9181	0,9240	0,9241	0,9216	0,9023	0,9184
	FCFPMT	0,8183	0,7931	0,7951	0,7989	0,8540	0,8168
	FCPPBT	0,8554	0,8566	0,8577	0,8578	0,8590	0,8553
	FCFPBT	0,7886	0,7880	0,7876	0,7875	0,7870	0,7886
Factores de Contribución a la Punta	CMTPPg	0,8432	0,8141	0,8171	0,8148	0,8457	0,8385
	CMTFPg	0,5370	0,5099	0,5142	0,5120	0,5477	0,5354
	CBTTPPg	0,6028	0,6271	0,6308	0,6304	0,6005	0,6026
	CBTFPg	0,5800	0,5800	0,5800	0,5800	0,5800	0,5800
	CMTPPd	0,7345	0,6909	0,6931	0,6896	0,7254	0,7233
	CMTFPd	0,4494	0,4339	0,4364	0,4352	0,4555	0,4485
	CBTTPd	0,5439	0,5697	0,5737	0,5733	0,5415	0,5436
	CBTFPd	0,4810	0,4810	0,4810	0,4810	0,4810	0,4810
Número de Horas de Uso	NHUBT	342	334	359	338	355	378
	NHUBTPPA	105	105	105	105	105	105
	NHUBTFPA	482	482	482	482	482	482
	NHUBTPPB	86	86	86	86	86	86
	NHUBTFPB	382	382	382	382	382	382
	NHUBTAP	360	360	360	360	360	360
	NHUBTPRE	342	334	359	338	355	378

		Electrosur	Seal	Adinelsa	Electro Oriente	Electro Ucayali
Factores de Coincidencia	FCPPMT	0,9217	0,9254	0,8810	0,9245	0,9226
	FCFPMT	0,7949	0,7890	0,9220	0,8028	0,7928
	FCPPBT	0,8586	0,8572	0,8590	0,8552	0,8580
	FCFPBT	0,7872	0,7878	0,7870	0,7887	0,7874
Factores de Contribución a la Punta	CMTPPg	0,8051	0,8091	0,9441	0,8362	0,8066
	CMTFPg	0,5048	0,5069	0,6010	0,5307	0,5038
	CBTTPPg	0,6390	0,6359	0,5410	0,6119	0,6359
	CBTFPg	0,5800	0,5800	0,5800	0,5800	0,5800
	CMTPPd	0,6722	0,6809	0,9304	0,7241	0,6779
	CMTFPd	0,4310	0,4322	0,4860	0,4458	0,4305
	CBTTPd	0,5825	0,5792	0,4780	0,5536	0,5792
	CBTFPd	0,4810	0,4810	0,4810	0,4810	0,4810
Número de Horas de Uso	NHUBT	386	374	211	302	334
	NHUBTPPA	105	105	105	105	105
	NHUBTFPA	482	482	482	482	482
	NHUBTPPB	86	86	86	86	86
	NHUBTFPB	382	382	382	382	382
	NHUBTAP	360	360	360	360	360
	NHUBTPRE	386	374	211	302	334

Cabe indicar que, para determinar los factores, en cada nivel de tensión, a nivel empresa, el parámetro de ponderación es la demanda máxima de cada sistema eléctrico, en cada nivel de tensión sin considerar pérdidas.

4.7 Factores de Corrección del VAD

Los factores de corrección del VAD ajustan el VADMT, VADBT y VADSED por las ventas de potencia en horas fuera de punta de las empresas. Los factores de corrección determinados a nivel empresa que se proponen son los siguientes:

Factor de Corrección del VAD

	Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Electro Puno	Electro Sur Este
PTPMT	0,9241	0,6698	0,8058	0,8074	0,8342	0,8691
PTPBT	0,9835	0,9613	0,9592	0,9825	0,9935	0,9742

	Electrosur	Seal	Adinelsa	Electro Oriente	Electro Ucayali
PTPMT	0,7891	0,8404	0,9654	0,8097	0,7910
PTPBT	0,9838	0,9653	0,9991	0,9799	0,9735

En el **Anexo N° 17** se adjunta la metodología empleada en la determinación de los factores de corrección, la información y los resultados obtenidos.

4.8 Factor de Balance de Potencia

Se propone actualizar los valores FBP establecidos mediante la Resolución Osinergmin N° 067-2018-OS/CD con los nuevos factores de expansión de pérdidas, factores de coincidencia, factores contribución y número de horas de uso en baja tensión. Los valores resultantes son los siguientes:

Factor de Balance de Potencia

	Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Electro Puno	Electro Sur Este
FBP	0,9312	1,0004	0,8324	0,8705	1,0000	---
FBP MT	---	---	---	---	---	0,9364
FBP BT	---	---	---	---	---	0,9259

	Electrosur	Seal	Adinelsa	Electro Oriente	Electro Ucayali
FBP	---	---	1,0000	0,8664	0,8632
FBP MT	0,9063	0,8489	---	---	---
FBP BT	0,9188	0,8341	---	---	---

Cabe indicar que, para determinar los factores a nivel empresa, el parámetro de ponderación es la demanda máxima de cada sistema eléctrico, en cada nivel de tensión sin considerar pérdidas, ya que el factor se aplica al VAD, debiendo seguir el mismo criterio de ponderación del VAD a nivel empresa, según el Artículo 147 del RLCE.

En el **Anexo N° 18** se adjunta la información y los resultados obtenidos para el FBP.

5. Fórmulas de Actualización

Según los criterios y procedimientos de la LCE, las tarifas deben conservar su valor real por lo cual se debe establecer las fórmulas de actualización para los periodos comprendidos entre fijaciones. Las fórmulas consideran la incidencia del IPM, tipo de cambio, precio del cobre y del aluminio, en los costos de la prestación del servicio de distribución eléctrica.

Las fórmulas de actualización que se proponen son las siguientes:

5.1 VAD en Media Tensión (VADMT)

$$FAVADMT = AMT \times \frac{IPM}{IPM_0} + BMT \times \frac{TC}{TC_0} + CMT \times \frac{IPCu}{IPCu_0} \times \frac{TC}{TC_0} + DMT \times \frac{IPAl}{IPAl_0} \times \frac{TC}{TC_0}$$

Siendo:

- AMT : Coeficiente de participación de la mano de obra y productos nacionales en el VADMT
- BMT : Coeficiente de participación de los productos importados en el VADMT
- CMT : Coeficiente de participación del conductor de cobre en el VADMT
- DMT : Coeficiente de participación del conductor de aluminio en el VADMT

5.2 VAD en Baja Tensión (VADBT)

$$FAVADBT = ABT \times \frac{IPM}{IPM_0} + BBT \times \frac{TC}{TC_0} + CBT \times \frac{IPCu}{IPCu_0} \times \frac{TC}{TC_0} + DBT \times \frac{IPAl}{IPAl_0} \times \frac{TC}{TC_0}$$

Siendo:

- ABT : Coeficiente de participación de la mano de obra y productos nacionales en el VADBT
- BBT : Coeficiente de participación de los productos importados en el VADBT
- CBT : Coeficiente de participación del conductor de cobre en el VADBT
- DBT : Coeficiente de participación del conductor de aluminio en el VADBT

5.3 VAD en Subestaciones de Distribución MT/BT (VADSED)

$$FAVADSED = ASED \times \frac{IPM}{IPM_0} + BSED \times \frac{TC}{TC_0} + CSED \times \frac{IPCu}{IPCu_0} \times \frac{TC}{TC_0} + DSED \times \frac{IPAl}{IPAl_0} \times \frac{TC}{TC_0}$$

Siendo:

ASED :	Coficiente de participación de la mano de obra y productos nacionales en el VADSED
BSED :	Coficiente de participación de los productos importados en el VADSED
CSED :	Coficiente de participación del conductor de cobre en el VADSED
DSED :	Coficiente de participación del conductor de aluminio en el VADSED

5.4 Cargos Fijos

$$FACF = \frac{IPM}{IPM_0}$$

5.5 Cargo por Energía Reactiva (CER)

$$FACER = \frac{TC}{TC_0}$$

5.6 Definición de Parámetros

- TC: Valor referencial para el Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica: Dólar promedio para cobertura de importaciones (valor venta) publicado por la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, cotización de Oferta y Demanda - Tipo de Cambio Promedio Ponderado o el que lo reemplace.
Se utilizará el último valor venta publicado al último día hábil del mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes serán aplicadas.
- IPM: Índice de precios al por mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática. Se tomará el valor del mes de la última publicación oficial disponible al último día hábil del mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes serán aplicadas.
- IPCu: Índice del precio del cobre calculado como el promedio del precio medio mensual de los últimos 12 meses de la libra de cobre en la Bolsa de Metales de Londres.
Para estos efectos se considerarán los doce meses que terminan con el segundo mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes serán aplicadas.
Para la obtención de este indicador se tomarán en cuenta la cotización de la libra de cobre Londres en ctv. US\$/lb, publicado en la Nota Semanal del Banco Central de Reserva del Perú "Cotizaciones CIF de Productos (Datos promedio del periodo)".
- IPAI: Índice del precio del aluminio calculado como el promedio del precio semanal de la tonelada de aluminio de las últimas cincuenta y dos (52) semanas en la Bolsa de Metales de Londres.
Para estos efectos se considerará las últimas 52 semanas que terminan con la cuarta semana del segundo mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes serán aplicadas.
Para la obtención de este indicador se tomará en cuenta el valor promedio semanal (week avg.) de la tonelada de aluminio del London Metal Exchange (LME HG Cash) publicado por la revista Platt's Metals Daily.

Los valores base que se utilizarán en las fórmulas de actualización son:

TC ₀ (S//US\$)	:	3,379
IPM ₀	:	109,011678
IPCu ₀ (ctv. US\$/lb)	:	301,00
IPAl ₀ (US\$/tn)	:	2137,57

- El valor base del tipo de cambio del Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica (TC₀) corresponde al último día hábil de diciembre de 2018 (31/12/2018).
- El valor base del índice de precios al por mayor (IPM₀) corresponde al mes de diciembre de 2018.
- El valor base del precio del cobre corresponde al promedio de los precios promedios mensuales de los 12 últimos meses que terminan en diciembre de 2018.
- El valor base del precio del aluminio corresponde al promedio de los precios promedios semanales (week avg.) de las 52 últimas semanas que terminan en la cuarta semana del mes de diciembre de 2018.

5.7 Coeficientes de las Fórmulas

Coeficientes de las Fórmulas de Actualización

		Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Electro Puno	Electro Sur Este
Media Tensión	AMT	0,8731	0,8565	0,8660	0,8676	0,7658	0,7000
	BMT	0,0554	0,0610	0,0578	0,0588	0,1671	0,2000
	CMT	0,0000	0,0124	0,0152	0,0132	0,0336	0,0500
	DMT	0,0715	0,0701	0,0610	0,0604	0,0335	0,0500
Baja Tensión	ABT	0,8223	0,8098	0,8107	0,8177	0,8272	0,8000
	BBT	0,0896	0,0919	0,0924	0,0912	0,1000	0,1000
	CBT	0,0004	0,0005	0,0004	0,0004	0,0364	0,0500
	DBT	0,0877	0,0978	0,0965	0,0907	0,0364	0,0500
SED MT/BT	ASED	0,8023	0,7986	0,7899	0,8091	0,6109	0,5000
	BSED	0,1340	0,1346	0,1407	0,1289	0,2723	0,3000
	CSED	0,0637	0,0668	0,0694	0,0620	0,0584	0,1000
	DSED	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0584	0,1000

		Electrosur	Seal	Adinelsa	Electro Oriente	Electro Ucayali
Media Tensión	AMT	0,7359	0,7368	0,7906	0,7653	0,7827
	BMT	0,1821	0,1816	0,1821	0,1989	0,1933
	CMT	0,0410	0,0408	0,0109	0,0111	0,0077
	DMT	0,0410	0,0408	0,0164	0,0247	0,0163
Baja Tensión	ABT	0,8210	0,8154	0,7496	0,7642	0,7431
	BBT	0,1000	0,1000	0,2136	0,1700	0,1878
	CBT	0,0395	0,0423	0,0120	0,0082	0,0100
	DBT	0,0395	0,0423	0,0248	0,0576	0,0591
SED MT/BT	ASED	0,5612	0,5738	0,6102	0,7165	0,6401
	BSED	0,2847	0,2816	0,3651	0,1742	0,3319
	CSED	0,0771	0,0723	0,0202	0,0108	0,0226
	DSED	0,0770	0,0723	0,0045	0,0985	0,0054

6. Verificación de la Rentabilidad

6.1 Introducción

Para la determinación final del VAD, el Artículo 69 de la LCE establece que con las tarifas obtenidas y los precios a nivel de generación que correspondan, Osinergmin estructurará un conjunto de precios básicos para efectos de la verificación de la rentabilidad a que se refiere el Artículo 70 de la LCE.

El Artículo 70 señala que Osinergmin calculará la Tasa Interna de Retorno (TIR) para cada concesionario con estudio individual y en los demás casos se realiza para el conjunto de concesionarios, considerando un período de análisis de 25 años y evaluando:

- Los ingresos que habrían percibido si se hubiesen aplicado los Precios Básicos a la totalidad de los suministros en el ejercicio inmediato anterior.
- Los costos de operación y mantenimiento exclusivamente del sistema de distribución, para el ejercicio inmediato anterior, incluyendo las pérdidas.
- El Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de cada empresa, con un valor residual igual a cero.

El Artículo 71 de la LCE señala que si las tasas calculadas no difieren en más de cuatro puntos porcentuales de la Tasa de Actualización señalada en el Artículo 79 de la LCE (12%), esto es que se encuentre entre 8% y 16%, los Valores Agregados de Distribución, que les dan origen, serán definitivos. En caso contrario, estos valores deberán ser ajustados proporcionalmente, de modo de alcanzar el límite más próximo superior o inferior.

6.2 Proceso de Verificación

El procedimiento de verificación se ha realizado en conformidad a lo señalado en el Artículo 149° del Reglamento de la LCE que establece que Osinergmin obtendrá valores totales de ingresos, de costos y valores nuevos de reemplazo de cada concesionario o grupo de concesionario según corresponda.

Asimismo, señala para efectos del cálculo de la TIR, los ingresos y costos de compra de electricidad no sujetos a regulación de precios, se determinarán con las tarifas aplicables a los usuarios regulados.

Los ingresos por empresa o grupo se obtuvieron a partir de las nuevas tarifas propuestas, sus factores respectivos y, las ventas de energía y potencia de las empresas correspondiente al año 2018. Las tarifas de generación y transmisión para determinar los pliegos tarifarios, corresponden al mes de diciembre de 2018.

Los costos (compra de energía y costos de operación y mantenimiento), se determinaron tomando como referencia los costos incurridos por las empresas y costos estándar de operación y

mantenimiento. En el **Anexo N° 19** se adjunta el informe de determinación de los costos estándar de operación y mantenimiento de las instalaciones de distribución eléctrica.

Se consideró el VNR de las instalaciones de distribución eléctrica con metrados adaptados al 31 de diciembre de 2018, resultante del proceso de determinación llevado a cabo por Osinergmin con información de las empresas. Cabe indicar que, en el caso de los SER solo se considera las instalaciones de los SER con inversiones de la empresa. Por ello, se consideran sus ventas de energía, así como sus costos estándar de operación y mantenimiento. Se obtuvieron los siguientes resultados:

Empresa	Valor Nuevo de Reemplazo Miles S/	Ingresos Miles S/	Compra de Energía Miles S/	Costos de Operación y Mantenimiento Miles S/	Flujo Operativo Miles S/	TIR
Electrocentro	871 278	540 860	307 247	146 812	86 802	8,7%
Electronoroeste	600 894	530 544	366 085	80 259	84 200	13,4%
Electronorte	453 495	371 169	256 623	71 247	43 299	8,2%
Hidrandina	953 009	845 019	588 305	154 609	102 105	9,6%
Electro Puno	525 038	213 300	120 307	42 544	50 448	8,3%
Electro Sur Este	690 730	380 613	222 661	91 768	66 185	8,3%
Electrosur	233 794	182 407	126 494	32 121	23 793	9,0%
Seal	581 405	474 797	347 323	66 281	61 193	9,4%
Adinelsa	4 213	978	186	366	426	8,9%
Electro Oriente	530 374	458 902	336 364	70 330	52 209	8,6%
Electro Ucayali	118 091	159 538	126 680	21 373	11 484	8,4%

En el **Anexo N° 20** se adjunta el informe de verificación de la TIR que contiene el procedimiento seguido y la información utilizada.

7. Impacto del VAD

El impacto de la propuesta de las tarifas se muestra a continuación:

Empresa	Facturación Mensual (MM S/)		Variación a Usuario Final
	Dic-18	Fijación Osinergmin	
Electrocentro	50,94	49,48	-2,86%
Electronoroeste	41,58	40,32	-3,03%
Electronorte	28,42	27,82	-2,10%
Hidrandina	68,43	66,63	-2,63%
Electro Puno	16,66	16,76	0,62%
Electro Sur Este	32,51	31,92	-1,80%
Electrosur	15,21	15,14	-0,43%
Seal	38,23	37,58	-1,70%
Adinelsa	3,08	3,02	-1,92%
Electro Oriente	39,62	38,55	-2,71%
Electro Ucayali	13,94	13,49	-3,22%
Total	348,60	340,71	-2,26%

Lima, 09 de octubre de 2019.

FI



Luis Grajeda Puelles
Gerente
División de Distribución Eléctrica

8. Anexos

Anexo N° 1: Análisis de los Costos de Mano de Obra

Anexo N° 2: Informes de Sustento de la PTU

- Informes N° 047-2018-GPAE, N° 048-2018-GPAE, N° 053-2018-GPAE, N° 060-2018-GPAE y N° 062-2018-GPAE de la Gerencia de Políticas y Análisis Económico (GPAE) de Osinergmin.

Anexo N° 3: Análisis de los Proyectos de Innovación y/o Eficiencia Energética

Anexo N° 4: Análisis de las Propuestas de Sistemas de Medición Inteligente (SMI)

Anexo N° 5: Análisis de las Propuestas de Mejora de la Calidad de Suministro

Anexo N° 6: Electrocentro

- Estudios de Costos del VAD de la Empresa (Inicial y Definitivo).
- Informe de Análisis de la Absolución de Observaciones.
- Informe de Evaluación Final del Estudio de Costos del VAD Definitivo.
- Informe de Análisis y Respuestas a las Observaciones al Proyecto VAD 2019-2023.
- Propuesta del VAD.
- Archivos de Cálculo del VAD.

Anexo N° 7: Electronoroeste

- Estudios de Costos del VAD de la Empresa (Inicial y Definitivo).
- Informe de Análisis de la Absolución de Observaciones.
- Informe de Evaluación Final del Estudio de Costos del VAD Definitivo.
- Informe de Análisis y Respuestas a las Observaciones al Proyecto VAD 2019-2023.
- Propuesta del VAD.
- Archivos de Cálculo del VAD.

Anexo N° 8: Electronorte

- Estudios de Costos del VAD de la Empresa (Inicial y Definitivo).
- Informe de Análisis de la Absolución de Observaciones.
- Informe de Evaluación Final del Estudio de Costos del VAD Definitivo.
- Informe de Análisis y Respuestas a las Observaciones al Proyecto VAD 2019-2023.
- Propuesta del VAD.
- Archivos de Cálculo del VAD.

Anexo N° 9: Hidrandina

- Estudios de Costos del VAD de la Empresa (Inicial y Definitivo).
- Informe de Análisis de la Absolución de Observaciones.
- Informe de Evaluación Final del Estudio de Costos del VAD Definitivo.
- Informe de Análisis y Respuestas a las Observaciones al Proyecto VAD 2019-2023.

- Propuesta del VAD.
- Archivos de Cálculo del VAD.

Anexo N° 10: Electro Puno

- Estudios de Costos del VAD de la Empresa (Inicial y Definitivo).
- Informe de Análisis de la Absolución de Observaciones.
- Informe de Evaluación Final del Estudio de Costos del VAD Definitivo.
- Informe de Análisis y Respuestas a las Observaciones al Proyecto VAD 2019-2023.
- Propuesta del VAD.
- Archivos de Cálculo del VAD.

Anexo N° 11: Electro Sur Este

- Estudios de Costos del VAD de la Empresa (Inicial y Definitivo).
- Informe de Análisis de la Absolución de Observaciones.
- Informe de Evaluación Final del Estudio de Costos del VAD Definitivo.
- Informe de Análisis y Respuestas a las Observaciones al Proyecto VAD 2019-2023.
- Propuesta del VAD.
- Archivos de Cálculo del VAD.

Anexo N° 12: Electrosur

- Estudios de Costos del VAD de la Empresa (Inicial y Definitivo).
- Informe de Análisis de la Absolución de Observaciones.
- Informe de Evaluación Final del Estudio de Costos del VAD Definitivo.
- Informe de Análisis y Respuestas a las Observaciones al Proyecto VAD 2019-2023.
- Propuesta del VAD.
- Archivos de Cálculo del VAD.

Anexo N° 13: Seal

- Estudios de Costos del VAD de la Empresa (Inicial y Definitivo).
- Informe de Análisis de la Absolución de Observaciones.
- Informe de Evaluación Final del Estudio de Costos del VAD Definitivo.
- Informe de Análisis y Respuestas a las Observaciones al Proyecto VAD 2019-2023.
- Propuesta del VAD.
- Archivos de Cálculo del VAD.

Anexo N° 14: Adinelsa

- Estudios de Costos del VAD de la Empresa (Inicial y Definitivo).
- Informe de Análisis de la Absolución de Observaciones.
- Informe de Evaluación Final del Estudio de Costos del VAD Definitivo.
- Informe de Análisis y Respuestas a las Observaciones al Proyecto VAD 2019-2023.
- Propuesta del VAD.
- Archivos de Cálculo del VAD.

Anexo N° 15: Electro Oriente

- Estudios de Costos del VAD de la Empresa (Inicial y Definitivo).
- Informe de Análisis de la Absolución de Observaciones.

- Informe de Evaluación Final del Estudio de Costos del VAD Definitivo.
- Informe de Análisis y Respuestas a las Observaciones al Proyecto VAD 2019-2023.
- Propuesta del VAD.
- Archivos de Cálculo del VAD.

Anexo N° 16: Electro Ucayali

- Estudios de Costos del VAD de la Empresa (Inicial y Definitivo).
- Informe de Análisis de la Absolución de Observaciones.
- Informe de Evaluación Final del Estudio de Costos del VAD Definitivo.
- Informe de Análisis y Respuestas a las Observaciones al Proyecto VAD 2019-2023.
- Propuesta del VAD.
- Archivos de Cálculo del VAD.

Anexo N° 17: Factores de Corrección del VAD

Anexo N° 18: Factor de Balance de Potencia Coincidente en Horas de Punta (FBP)

Anexo N° 19: Informe de Costos Estándar de Operación y Mantenimiento de las Instalaciones de Distribución Eléctrica

Anexo N° 20: Informe de Verificación de la Rentabilidad

Anexo N° 21: Análisis de las Observaciones de Electro Puno y Electro Sur Este sobre la Aplicación del Factor del Fondo de Reposición (FFR) en el Sector Típico 4

Anexo N° 22: Análisis de las Observaciones sobre los Costos Estándar de Inversión de las Instalaciones de Distribución Eléctrica