

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 225-2017-OS/CD**

Lima, 27 de noviembre de 2017

**CONSIDERANDO:**

Que, conforme a lo dispuesto por el artículo 64 del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante "LCE"), el Valor Agregado de Distribución (en adelante "VAD") se basa en una empresa modelo eficiente con un nivel de calidad preestablecido en las normas técnicas de calidad y considera como componentes: (i) Costos asociados al usuario, independientes de su demanda de potencia y energía; (ii) Pérdidas estándares de distribución en potencia y energía, y; (iii) Costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Adicionalmente al VAD, se 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, dentro de los límites establecidos en el artículo 144-A del Reglamento de la LCE (en adelante "RLCE");

Que, los VAD fijados mediante Resolución Osinergmin N° 203-2013-OS/CD, se establecieron inicialmente para el período 01 de noviembre de 2013 al 31 de octubre de 2017 y, posteriormente, como consecuencia del Decreto Legislativo N° 1221 fueron prorrogados mediante Resolución Ministerial N° 530-2016-MEM-DM, para un grupo de empresas hasta el 31 de octubre de 2018 y para otro grupo hasta el 31 de octubre de 2019;

Que, el artículo 67 de la LCE dispone que los componentes del VAD se calculan para cada empresa concesionaria de distribución con más de cincuenta mil usuarios y para el resto de concesionarios de distribución se calcula en forma agrupada, mediante estudios de costos presentados por los concesionarios de distribución, de acuerdo con los Términos de Referencia estandarizados que son elaborados por Osinergmin. Dichos Términos de Referencia deben ser publicados para recibir comentarios u opiniones de los interesados por un plazo de hasta cuarenta y cinco (45) días hábiles, debiendo ser aprobados a los noventa (90) días hábiles desde su publicación, acompañándose la matriz de comentarios recibidos y la evaluación de cada uno de los mismos;

Que, en cumplimiento de lo previsto en el citado artículo 67 de la LCE, mediante la Resolución Osinergmin N° 168-2017-OS/CD, publicada el 26 de julio de 2017, sustentada en los informes N° 401-2017-GRT y N° 402-2017-GRT, Osinergmin dispuso la publicación en su página web del proyecto de Términos de Referencia para la Elaboración del Estudio de Costos del VAD, indicando en dicha resolución el plazo máximo de cuarenta y cinco (45) días hábiles que tenían los interesados para que remitan sus comentarios y sugerencias sobre el mismo, el cual venció, el 02 de octubre de 2017;

Que, hasta el 02 de octubre de 2017, se recibieron los comentarios y sugerencias por parte de los interesados al proyecto de Términos de Referencia para la elaboración del Estudio de Costos del VAD, los cuales han sido analizados en el [Informe Técnico N° 578-2017-GRT](#) y en el [Informe Legal N° 580-2017-GRT](#), acogiéndose aquellos que son acordes con el marco regulatorio vigente, conforme se consigna en la matriz de comentarios que forma parte integrante del citado informe técnico;

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 225-2017-OS/CD**

Que, teniendo en cuenta que, el 08 de noviembre de 2017, mediante la Resolución Directoral N° 292-2017-MEM/DGE el Ministerio de Energía y Minas estableció los Sectores de Distribución Típicos para efectos de la fijación del VAD de los años 2018 y 2019, se ha considerado aceptar las prórrogas solicitadas por las empresas interesadas para la presentación de los Estudios de Costos correspondientes;

Que, habiéndose cumplido con las etapas previstas en el artículo 67 de la LCE, corresponde que se apruebe, mediante una resolución expedida por el Consejo Directivo de Osinergmin, los Términos de Referencia para la elaboración del Estudio de Costos del VAD, resultando procedente su publicación en el Diario Oficial “El Peruano”;

Que, finalmente se han emitido el [Informe Técnico N° 578-2017-GRT](#) elaborado por la División de Distribución Eléctrica y el [Informe Legal N° 580-2017-GRT](#) de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, los cuales complementan la motivación que sustenta la decisión de Osinergmin, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el numeral 4 del Artículo 3°, del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado mediante el Decreto Supremo N° 006-2017-JUS;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-2005-PCM; en el Reglamento General del Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en el Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 010-2016-PCM; en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas; en la Ley N° 27849, Ley General de Electrificación Rural, y en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado mediante el Decreto Supremo N° 006-2017-JUS; así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas; y,

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° 36-2017.

**SE RESUELVE:**

**Artículo 1.-** Aprobar los Términos de Referencia para la elaboración del Estudio de Costos del Valor Agregado de Distribución, a que se refiere el artículo 67 de la Ley de Concesiones Eléctricas que, en Anexo forma parte de la presente resolución.

**Artículo 2.-** Incorporar el [Informe Técnico N° 578-2017-GRT](#), que incluye la Matriz de Evaluación de Comentarios y el [Informe Legal N° 580-2017-GRT](#) como parte integrante de la presente resolución.

**Artículo 3.-** Establecer que el plazo para la presentación de los Estudios de Costos del Valor Agregado de Distribución, previsto en el ítem a) del Anexo B.1.1 de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 080-2012-OS/CD, correspondiente a la fijación del Valor Agregado de Distribución para el periodo 2018 – 2022, respecto de las empresas Enel Distribución Perú, Luz del Sur, Electro Dunas, Electro Tocache, Emseusa, Proyecto Especial Chavimochic, Emsemsa, Sersa, Eilhicha, Coelvisac, Egepsa, Electro Pangoa, Esemplat y Edelsa, será a más tardar, el primer día útil del mes de mayo de 2018.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 225-2017-OS/CD**

**Artículo 4.-** Disponer la publicación, en el portal de internet de Osinergmin, <http://www2.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones2017.aspx>, de los Términos de Referencia para la elaboración del Estudio de Costos del Valor Agregado de Distribución, conjuntamente con el [Informe Técnico N° 578-2017-GRT](#), que incluye la Matriz de Evaluación de Comentarios, y el [Informe Legal N° 580-2017- GRT](#), que forman parte integrante de la presente resolución.

**Artículo 5.-** La presente resolución deberá ser publicada en el Diario Oficial El Peruano.

**Daniel Schmerler Vainstein  
Presidente del Consejo Directivo  
Osinergmin**

# ANEXO



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

---

**Términos de Referencia para la  
Elaboración del Estudio de Costos del Valor  
Agregado de Distribución (VAD)**

**Periodos de Fijación de Tarifas 2018-2022 y 2019-2023**

---

**Noviembre 2017**

# Contenido

<b>1</b>	<b>Objetivo</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Antecedentes</b>	<b>4</b>
<b>3</b>	<b>Disposiciones Generales</b>	<b>6</b>
<b>4</b>	<b>Alcance del Estudio</b>	<b>10</b>
<b>4.1</b>	<b>Etapas del Estudio</b>	<b>11</b>
4.1.1	Etapa I: Recopilación de la Información	11
4.1.2	Etapa II: Creación de la Empresa Modelo Eficiente	13
4.1.3	Etapa III: Evaluación de Cargos Adicionales al VAD	13
4.1.4	Etapa IV: Determinación del VAD	15
4.1.5	Obligaciones de la Empresa para con Osinergmin	15
<b>5</b>	<b>Etapa I: Recopilación de la Información</b>	<b>16</b>
<b>6</b>	<b>Etapa II: Creación de la Empresa Modelo Eficiente</b>	<b>22</b>
<b>6.1</b>	<b>Estructuración de la Empresa Modelo Eficiente</b>	<b>24</b>
6.1.1	Caracterización del Mercado Eléctrico y Diseño Preliminar del Tipo de Red	24
6.1.2	Definición de la Tecnología Adaptada	25
6.1.3	Costos unitarios de las instalaciones eléctricas para la valorización del Valor Nuevo de Reemplazo	26
6.1.4	Optimización técnico económica	27
6.1.5	Cálculo de las pérdidas estándar de un sistema eléctrico	31
6.1.6	Estándar de calidad de servicio	32
6.1.7	Balance de Potencia y Energía	34
6.1.8	Optimización de los costos de operación y mantenimiento técnico	36
6.1.9	Optimización de los costos de operación comercial y gestión de la reducción de pérdidas comerciales	38
6.1.10	Optimización de los costos indirectos	40
6.1.11	Optimización de los costos adicionales de explotación	40
6.1.12	Resultados de costos de operación y mantenimiento totales	41
6.1.13	Presentación de los resultados comparativos	43
<b>7</b>	<b>Etapa III: Evaluación de Cargos Adicionales</b>	<b>43</b>
7.1	Proyectos de Innovación Tecnológica y/o Eficiencia Energética	43
7.2	Plan de Reemplazo Gradual a Sistemas de Medición Inteligente	44
7.3	Mejora de la calidad de suministro	47
7.4	Incorporación de los costos del PIDE	48
<b>8</b>	<b>Determinación del VAD</b>	<b>48</b>
8.1	Cargos Fijos	49
8.2	Valor Agregado de Distribución MT (VADMT)	50
8.2.1	Valor Agregado de Distribución MT (VADMT)	50
8.2.2	Valor Agregado de Distribución MT SER (VADMT_SER)	50
8.3	Valor Agregado de Distribución SED (VADSED)	51
8.3.1	Valor Agregado de Distribución SED (VADSED)	51
8.3.2	Valor Agregado de Distribución SED SER (VADSED_SER)	52
8.4	Valor Agregado de Distribución BT	52

8.4.1	Valor Agregado de Distribución BT (VADBT)	53
8.4.2	Valor Agregado de Distribución BT SER (VADBT_SER)	53
<b>8.5</b>	<b>Pérdidas estándar de distribución en potencia y energía.</b>	<b>54</b>
<b>8.6</b>	<b>Factores de economía de escala</b>	<b>55</b>
<b>8.7</b>	<b>Formula de reajuste</b>	<b>56</b>
<b>8.8</b>	<b>Cargos Adicionales del VAD</b>	<b>56</b>
<b>9</b>	<b><i>Informes del Estudio</i></b>	<b>59</b>
9.1	Informe de Recopilación de Información del Estudio de Costos del VAD	59
9.2	Informe del Estudio de Costos del VAD	59
9.3	Informe del Estudio de Costos del VAD Definitivo	61
<b>10</b>	<b><i>Plazos de Entrega de los Informes del Estudio</i></b>	<b>61</b>
<b>11</b>	<b><i>Anexos</i></b>	<b>63</b>
11.1	ANEXO N° 1 Formatos de la Información Técnica, Comercial y Económica	63
11.2	Anexo N° 2 Informe de los Resultados Relevantes del Estudio de Costos del VAD	87

# **Términos de Referencia para la Elaboración del Estudio de Costos del Valor Agregado de Distribución (VAD)**

## **Periodos de Fijación de Tarifas 2018-2022 y 2019-2023**

### **1 Objetivo**

---

Establecer los Términos de Referencia para la elaboración del Estudio de Costos del Valor Agregado de Distribución (VAD) por parte de las empresas de distribución eléctrica, de acuerdo con lo establecido en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), y la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural (LGER), así como en sus respectivos Reglamentos, para los periodos de fijación del VAD 01 de noviembre de 2018 al 31 de octubre de 2022 (2018-2022) y 01 de noviembre de 2019 al 31 de octubre de 2023 (2019-2023).

### **2 Antecedentes**

---

De acuerdo con el Artículo 63 de la LCE, las tarifas máximas a los usuarios regulados comprenden los precios a nivel generación, los peajes unitarios de los sistemas de transmisión correspondientes y el VAD.

El Artículo 15 de la LCE dispone que, es función del Consejo Directivo de Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) fijar, revisar y modificar las tarifas de ventas de energía eléctrica con estricta sujeción a las disposiciones de la LCE.

En el Artículo 8 de la LCE, se establece un sistema de precios regulados en aquellos suministros que por su naturaleza no puedan efectuarse en condiciones de competencia, reconociéndose costos de eficiencia.

En el caso del VAD, según el Artículo 73 de la LCE, su vigencia será por cuatro años, es decir, corresponde a Osinergmin su fijación cada cuatro años.

El 24 de setiembre de 2015, se emitió el Decreto Legislativo N° 1221 (DL 1221), modificando diversos artículos de la LCE, entre ellos, los vinculados a la determinación del VAD.

El Artículo 64 de la LCE establece que, 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.

Conforme a lo establecido en el Artículo 66 de la LCE, el VAD se calcula individualmente para cada empresa de distribución eléctrica que preste el servicio a más de 50 000 suministros y, en forma agrupada, para las demás empresas.

Asimismo, el Artículo 67 de la LCE dispone que los componentes del VAD se calculan mediante estudios de costos presentados por las empresas, de acuerdo con los términos de referencia elaborados y aprobados por Osinergmin.

El Artículo 72 de la LCE dispone que para la promoción de la mejora de la calidad de servicio eléctrico se considerará un factor de reajuste del VAD, aplicable como incentivo o penalidad, buscando alcanzar valores objetivo a partir de valores reales.

Posteriormente, a través del Decreto Supremo N° 018-2016-EM (DS 018-2016-EM), publicado el 24 de julio de 2016, se reglamentó el DL 1221, modificando diversos artículos del Reglamento de la LCE, aprobado con el Decreto Supremo N° 009-93-EM (DS 009-93-EM).

Con relación a la determinación del VAD, el Artículo 146 del Reglamento de la LCE establece que cada concesionario con más de 50 000 suministros desarrollará 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 concesionarios, Osinergmin designará para cada sector, la empresa que se encargará del estudio de costos, que tomará en cuenta sistemas eléctricos representativos seleccionados por Osinergmin.

El Decreto Legislativo N° 1207 (DL 1207), modificó diversos artículos de la LGER, entre ellos, el Artículo 14, el cual dispone 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 son 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.

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 Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE).

El DL 1208 establece que las empresas de distribución eléctrica bajo el ámbito del FONAFE deberán presentar al Osinergmin, al inicio de cada fijación del VAD, un Estudio de Planeamiento Eléctrico de Largo Plazo que tenga asociado un Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (PIDE), que será aprobado por Osinergmin e incorporado en la anualidad de inversión reconocida en la fijación tarifaria del VAD que corresponda.

Adicionalmente a los puntos indicados, la Décima Disposición Complementaria Transitoria del DS 018-2016-EM, establece que las empresas propondrán a Osinergmin, un plan de reemplazo a sistemas de medición inteligente en la fijación del VAD, considerando un horizonte de implementación de hasta 8 años.

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 para el periodo 01 de noviembre de 2013 al 31 de octubre de 2017 (2013-2017), de acuerdo a lo siguiente:

<b>Grupo</b>	<b>Empresas</b>	<b>Prórroga del VAD 2013-2017</b>
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

Mediante la Resolución Directoral N° 0292-2017-MEM/DGE, se establecieron 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.

En consecuencia, se requiere establecer el VAD para el periodo 2018-2022 para el primer grupo de empresas y para el periodo 2019-2023 para el segundo grupo. En ese sentido, se requiere establecer los Términos de Referencia que utilizarán las empresas para la Elaboración del Estudio de Costos del VAD (Estudio VAD).

### **3 Disposiciones Generales**

---

La fijación del VAD 2018-2022 y 2019-2023 se realizará siguiendo el procedimiento establecido en el Anexo B.1.1. “Procedimiento para la Fijación del Valor Agregado de Distribución (VAD)”, contenido en la Norma “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados”, aprobada mediante Resolución Osinergmin N° 080-2012-OS/CD.

Las empresas del primer grupo presentarán su Estudio VAD el primer día útil del mes de mayo del año 2018 y las del segundo grupo el primer día útil del mes de marzo del año 2019.

En concordancia con los Artículos 66 y 67 de la LCE y los Artículos 146 y 147 de su Reglamento, corresponde elaborar un estudio por cada empresa con más de 50 000 suministros y un estudio por cada sector típico para el resto de empresas, de acuerdo con lo siguiente:

			Suministros a Diciembre de 2016			
Grupo	Número	Empresa	Regulados	Libres	Total	Tipo de Estudio
1	1	Enel Distribución Perú	1 378 254	229	1 378 483	Un estudio por cada empresa
	2	Luz del Sur	1 077 628	31	1 077 659	
	3	Electro Dunas	227 922	7	227 929	
	4	Electro Tocache	21 693		21 693	Un estudio por cada sector de distribución típico para el conjunto de empresas
	5	Emseusa	10 140		10 140	
	6	Proyecto Especial Chavimochic	8 971		8 971	
	7	Emsemsa	8 038		8 038	
	8	Sersa	7 085		7 085	
	9	Eilhicha	5 381		5 381	
	10	Coelvisac	3 498	10	3 508	
	11	Egepsa	2 086		2 086	
	12	Electro Pangoa	1 937		1 937	
	13	Esempat	1 480		1 480	
	14	Edelsa	1 320		1 320	
2	15	Hidrandina	797 116	10	797 126	Un estudio por cada empresa
	16	Electrocentro	739 064	2	739 066	
	17	Electro Sur Este	492 031	2	492 033	
	18	Electronoroeste	469 955	40	469 995	
	19	Electro Oriente	419 107	1	419 108	
	20	Seal	400 210	26	400 236	
	21	Electronorte	340 548	6	340 554	
	22	Electro Puno	276 739	1	276 740	
	23	Electrosur	153 135		153 135	
	24	Electro Ucayali	86 278		86 278	
	25	Adinelsa	62 774		62 774	
Total			6 992 390	365	6 992 755	

Las empresas con estudio propio determinarán el VAD evaluando la totalidad de sus sistemas eléctricos agrupándolos de acuerdo con la calificación de sector de distribución típico. Para el resto de empresas, el VAD se determinará con un estudio para cada sector de distribución típico tomando en cuenta sistemas eléctricos representativos, seleccionados por Osinergmin. En este último caso, Osinergmin designará a la empresa que se encargará del estudio de cada sector de distribución típico.

Las empresas evaluarán la totalidad de sus sistemas eléctricos agrupados por sector de distribución típico con la finalidad de determinar los costos estándares de inversión, operación y mantenimiento, así como las instalaciones eléctricas y no eléctricas de una empresa modelo eficiente (empresas con estudio propio) o sistema eléctrico modelo eficiente (empresas con estudios para el conjunto), según corresponda, que presta el servicio de distribución eléctrica al mercado eléctrico que atiende la empresa o sistema real.

Para el caso de las empresas que evaluarán sistemas eléctricos representativos y presten el servicio de distribución eléctrica a otros sistemas eléctricos, deberán tomar en cuenta en la determinación del VAD los menores costos debido a las economías de escala pertinentes.

Asimismo, las empresas que desarrollen otras actividades reguladas (transmisión, conexión eléctrica y, cortes y reconexiones) o no reguladas (diseño, construcción y mantenimiento de instalaciones eléctricas para terceros, servicios de apoyo en postes, inversiones en instrumentos financieros y otros) adicionales a la prestación del servicio de distribución eléctrica, deben considerar dichas actividades en la empresa modelo eficiente o sistema

eléctrico modelo eficiente a efectos de tomar en cuenta las economías de escala respectivas, excluyendo los ingresos y costos, así como asignando los costos indirectos que correspondan, originando menores costos en la prestación del servicio de distribución eléctrica.

Las empresas que atienden con las mismas instalaciones eléctricas a usuarios regulados y libres, siempre y cuando, estos últimos usen o tengan a disposición para uso inmediato instalaciones de distribución eléctrica, sean sus usuarios o de otros suministradores, deben considerar la determinación de un único VAD para ambos tipos de usuarios, efectuando la determinación de los costos estándares de inversión, operación y mantenimiento para el conjunto de usuarios regulados y libres.

Las condiciones de calidad del servicio eléctrico que deberá brindar la empresa modelo eficiente o el sistema eléctrico modelo eficiente serán solo las exigidas por las normas de calidad que correspondan, independientemente de las condiciones de calidad o uso de instalaciones especiales que hayan acordado los usuarios libres con sus suministradores.

La empresa o sistema eléctrico modelo eficiente considerará el concepto de sistema económicamente adaptado, previsto en la Definición 14 de la LCE y de conformidad con el Artículo 65 de la LCE. Las holguras de reserva en las instalaciones eléctricas corresponderán a la capacidad que resulte de la aplicación de factores de uso promedio de dichas instalaciones y del crecimiento vegetativo de la demanda para el periodo de fijación de cuatro años.

Los costos estándares de inversión, operación y mantenimiento, incluidos los costos de pérdidas de energía y potencia en las instalaciones eléctricas, deberán corresponder al mínimo costo total para la prestación del servicio de distribución eléctrica, necesario para abastecer el mercado eléctrico con el nivel de calidad de servicio eléctrico preestablecido en la LCE, LGER y sus Reglamentos, así como en las normas de calidad de servicio eléctrico que correspondan; cumpliendo con las disposiciones de regulación, supervisión, fiscalización, seguridad y otras, vinculadas con la prestación del servicio de distribución eléctrica. Para dicho fin se deberá analizar diversas opciones tecnológicas (la tecnología adaptada será aquella que técnica y económicamente resulte más conveniente para el desarrollo de las instalaciones eléctricas y será escogida dentro de la disponibilidad que ofrece el mercado nacional o internacional solo si es factible su utilización y adaptación a las condiciones locales), de organización y gestión de la empresa, adoptando como costos de la empresa modelo aquellos que sean más eficientes.

Uno de los criterios que debe considerar el Estudio VAD es no incorporar duplicidad de costos. Por ejemplo, en el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones ya se incluye los costos de ingeniería y supervisión, gastos generales e interés intercalario, por lo que estos costos no deben ser considerados en los costos de operación y mantenimiento de la empresa cuando realiza las actividades de ingeniería y supervisión para la construcción de instalaciones eléctricas. En el caso de ser considerados en los costos de operación y mantenimiento, es considerado como una duplicidad de costos. En consecuencia, si las empresas participan en la construcción de obras, los costos indicados no deberán formar parte de los costos de operación y mantenimiento de la empresa o sistema eléctrico modelo eficiente.

Asimismo, el Estudio VAD podrá considerar los costos de proyectos de innovación tecnológica y/o eficiencia energética, de conformidad con el Artículo 64 de la LCE y el Artículo 144-A de su Reglamento. 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, es decir, 2017 para el primer grupo y 2018 para el segundo grupo. Para el caso de las empresas bajo el ámbito del FONAFE, los proyectos de innovación tecnológica y/o eficiencia energética a considerar pueden ser los aprobados en el PIDE, lo cual deberá ser solicitado por la empresa para evaluación de Osinergmin. Se verificará que no se dupliquen los costos, es decir, que no se presenten simultáneamente los mismos proyectos en el PIDE y como parte del cargo de innovación tecnológica.

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. Para el caso de las empresas eléctricas bajo el ámbito del FONAFE, los proyectos de calidad de suministro a considerar pueden ser los aprobados en el PIDE, lo cual deberá ser solicitado por la empresa para evaluación de Osinergmin. Se verificará que no se dupliquen los costos, es decir, que no se presenten simultáneamente los mismos proyectos en el PIDE y como parte del factor de reajuste. En dicho caso, se considerarán como parte del factor de reajuste.

En el caso de la evaluación del VAD de los Sistemas Eléctricos Rurales (SER), Osinergmin informará, junto con los sustentos respectivos, los valores máximos para el reconocimiento de los costos de operación y mantenimiento, evaluados en base a costos reales auditados, de conformidad con la LGER y su Reglamento.

En el caso de las empresas bajo el ámbito del FONAFE, el estudio incorporará la anualidad de inversión, los respectivos costos de operación y mantenimiento; y la demanda asociada del PIDE que corresponda, conforme a la aprobación que previamente haya realizado Osinergmin, según el procedimiento respectivo.

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 DS 018-2016-EM y el Artículo 163 del Reglamento de la LCE. En ese sentido, las empresas deben presentar un plan gradual de reemplazo a SMI de ocho años, que considere en una primera etapa el desarrollo de proyectos pilotos de SMI en el periodo de regulación y en una segunda etapa el reemplazo a SMI. Los proyectos pilotos deberán tener una duración no menor a 18 meses, considerando la instalación y seguimiento de los SMI, a efectos de evaluar los resultados y costos de los diferentes aspectos de los SMI, así como para evaluar los beneficios para los usuarios. Los proyectos que se tomen en cuenta deberán considerar el cumplimiento de las normativas vigentes que sean pertinentes. Para el caso de

las empresas eléctricas bajo el ámbito del FONAFE, los proyectos de sistemas de medición inteligente a considerar pueden ser los aprobados en el PIDE, lo cual deberá ser solicitado por la empresa para evaluación de Osinergmin. Se verificará que no se dupliquen los costos, es decir, que no se presenten simultáneamente los mismos proyectos en el PIDE y como parte del reemplazo a SMI. En dicho caso, se considerarán como parte del reemplazo a SMI.

En el caso de las empresas con hasta 50 000 suministros que no resulten seleccionadas como empresas encargadas para realizar el Estudio VAD del sistema eléctrico representativo, elaborarán y presentarán su propuesta de proyectos de innovación tecnológica y/o eficiencia energética, de factor de reajuste para mejora de la calidad de suministro y de plan gradual de reemplazo a sistemas de medición inteligente, directamente a Osinergmin para su revisión, aprobación e incorporación en el VAD correspondiente. Las empresas que resulten seleccionadas, incluirán en el Estudio VAD sus respectivas propuestas de los rubros indicados.

Para efectos de presentación del estudio se utilizará como unidad monetaria Soles (S/) y dólares (US\$), según corresponda, considerando el tipo de cambio vigente al 31 de diciembre de 2017 (valor venta publicado por la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP) para el primer grupo de empresas y al 31 de diciembre de 2018 para el segundo grupo. Los costos no deberán incluir el Impuesto General a las Ventas (IGV) salvo en el caso de las empresas domiciliadas en Zonas de la Amazonía que efectúan adquisiciones de insumos o contrataciones de servicios fuera de dichas zonas, reconociéndose el IGV de tales adquisiciones o contrataciones.

De requerirse aclaraciones y/o precisiones a los Términos de Referencia, Osinergmin informará sobre las mismas a todas las empresas. Asimismo, las empresas podrán solicitar aclaraciones y/o precisiones a Osinergmin, las cuales serán atendidas e informadas a todas las empresas.

Las empresas deberán remitir a Osinergmin toda aquella información que utilice para la elaboración del estudio, de acuerdo con los plazos, formatos y medios que señale Osinergmin. En el caso que alguna empresa incumpla con la entrega de información en forma completa y oportuna, será sujeta a sanción según las normas correspondientes.

## **4 Alcance del Estudio**

---

El estudio comprende la determinación del VAD de acuerdo con las disposiciones de la LCE, LGER y sus Reglamentos, así como las normas técnicas, de calidad, de regulación, de supervisión, de fiscalización y de seguridad que correspondan, y demás normas aplicables.

La determinación del VAD comprende la evaluación de los siguientes componentes:

- Cargos Fijos.
- Factores de Expansión de Pérdidas Estándares de Distribución de Potencia y Energía.
- Valor Agregado de Distribución a nivel de Media Tensión (VADMT).
- Valor Agregado de Distribución a nivel de Subestaciones de Distribución (VADSED).
- Valor Agregado de Distribución a nivel de Baja Tensión (VADBT).

## 4.1 Etapas del Estudio

Como parte del estudio se desarrollarán las siguientes etapas:

- Etapa I: Recopilación de la información técnica, comercial y económica de la empresa.
- Etapa II: Creación de la empresa modelo eficiente.
- Etapa III: Evaluación de cargos adicionales al VAD.
  - Evaluación de proyectos de innovación tecnológica y/o eficiencia energética
  - Evaluación del plan gradual de reemplazo a sistemas de medición inteligente.
  - Evaluación del factor de reajuste para el mejoramiento de la calidad de suministro.
  - Incorporación de los costos del plan de inversión en distribución eléctrica, aprobado por Osinergmin, de las empresas bajo el ámbito del FONAFE.
- Etapa IV: Determinación del VAD.

En la siguiente figura se muestra, en forma resumida, las etapas y sus alcances, que deben desarrollarse como parte del estudio:



### 4.1.1 Etapa I: Recopilación de la Información

Comprende la recopilación de la siguiente información técnica, comercial y económica:

- a) Metrados y VNR de las instalaciones de distribución en MT y BT (información técnica y gráfica de los metrados de acuerdo con la Guía del VNR y utilizando el Sistema de Información VNRGIS que Osinergmin comunique oportunamente);
- b) Inversión no eléctrica (activo fijo) para la prestación del servicio de distribución;

- c) Recopilación de otras inversiones no eléctricas en bienes muebles e inmuebles;
- d) Demanda máxima registrada en las SETs AT/MT, en los alimentadores de MT y en las subestaciones MT/BT (especificando el día y la hora del evento), por sistema eléctrico;
- e) Balances de energía y potencia para cada nivel de tensión, indicando los criterios y premisas considerados en su elaboración, por sistema eléctrico;
- f) Pérdidas técnicas y comerciales de potencia y energía de las redes de MT y BT, incluyendo acometidas y medidores;
- g) Número de usuarios, ventas de energía y de potencia detalladas por opciones tarifarias y tipo de usuarios (regulados y no regulados), codificados por alimentadores y subestaciones MT/BT;
- h) Estructura y recursos para la gestión de inversiones;
- i) Estructura, recursos y costos de operación y mantenimiento técnico de MT y BT (separadamente), incluyendo la asignación de personal y dedicación por actividades;
- j) Estructura, recursos y costos de gestión comercial, incluyendo la asignación de personal y dedicación por actividades;
- k) Ingresos por ventas de energía y potencia a clientes regulados y no regulados, alumbrado público y cargos fijos;
- l) Ingresos por otros servicios;
- m) Costos asociados a las actividades vinculadas a la prestación de otros servicios;
- n) Costos indirectos de administración, contabilidad y otros servicios funcionales y su asignación a cada una de las actividades de inversión, operación y mantenimiento u otro servicio;
- o) Organigrama, manual de organización y funciones y cuadro de asignación de personal;
- p) Estructura salarial por nivel, categoría y tipo;
- q) Índices de asignación a inversión y explotación de costos indirectos de la gerencia central y supervisión;
- r) Procedimientos de regulación, supervisión y fiscalización, vinculados a la prestación del servicio de distribución eléctrica, aprobados por el Osinergmin;
- s) Información de zonas históricas o monumentales. Se consideran zonas históricas o monumentales aquellos sectores de la ciudad que poseen un número apreciable de ambientes urbanos monumentales, valor histórico y urbanístico de conjunto que requieren de un tratamiento especial en lo que respecta a la instalación, operación y mantenimiento de las instalaciones de distribución eléctrica con el fin de preservar el patrimonio cultural;  
y
- t) Información de otras zonas con restricciones para la construcción y gestión de instalaciones eléctricas y los sustentos respectivos.

Además, se deberá recopilar información de otros organismos tales como INEI, SUNAT, BCR, necesaria para efectuar sus cálculos (información demográfica, PBI, tipo de cambio, tasas arancelarias, índices de precios, etc.).

La información recopilada se consignará en los Formatos respectivos, adjuntos en el Anexo N° 1, con el prefijo A.

La información de costos provenientes del sistema contable de la Empresa de Distribución Eléctrica será la disponible y contendrá los costos directos e indirectos. Se pondrá especial énfasis en los criterios de asignación de los costos indirectos, para lo cual se determinará inductores de costos que representen de la mejor manera la participación de los costos indirectos sobre cada actividad regulada y no regulada.

#### 4.1.2 Etapa II: Creación de la Empresa Modelo Eficiente

Se procederá a la creación de la Empresa Modelo, siguiendo el criterio del sistema económicamente adaptado. En este sentido, se deberá contemplar el desarrollo de las siguientes actividades de análisis y estudios que sustentarán la propuesta tarifaria:

- a) Caracterización del Mercado Eléctrico;
- b) Definición del tipo de sistema;
- c) Determinación de las tecnologías adaptadas;
- d) Definición de los costos unitarios de las instalaciones (inversión, operación y mantenimiento);
- e) Proceso de optimización técnico económica de las redes;
- f) Inversiones del sistema de distribución MT (Técnica y económicamente adaptadas);
- g) Inversiones de subestaciones de distribución (Técnica y económicamente adaptadas);
- h) Inversiones del sistema de redes de distribución BT (Técnica y económicamente adaptadas);
- i) Estándar de calidad de servicio eléctrico;
- j) Pérdidas estándar de potencia y energía (técnicas y comerciales), por nivel de tensión;
- k) Balance de potencia y energía;
- l) Determinación de los costos de operación y mantenimiento en MT;
- m) Determinación de los costos de operación y mantenimiento en BT;
- n) Costos de gestión comercial;
- o) Costos indirectos de administración, contabilidad y otros servicios;
- p) Evaluación y asignación de costos indirectos de gestión; y
- q) Deducción de los costos de las actividades no VAD.

La información pertinente de los análisis y estudios provenientes de la creación de la empresa modelo, se consignarán en los Formatos respectivos, adjuntos en el Anexo N° 1, con el prefijo B.

#### 4.1.3 Etapa III: Evaluación de Cargos Adicionales al VAD

En lo que respecta a la evaluación de los cargos adicionales al VAD, se considerarán los siguientes rubros:

##### a) **Proyectos de innovación tecnológica y/o eficiencia energética**

Comprenderán aquellos proyectos en innovación tecnológica y/o eficiencia energética a implementarse en el periodo de fijación y que contribuyan a la mejora de la eficiencia, la seguridad y/o la calidad del servicio prestado.

Los proyectos deben ser sustentados en función del beneficio para el usuario, debiendo presentarse la evaluación técnica y económica que justifique dicho beneficio.

Los costos de los proyectos se reconocerán en el periodo tarifario y considera los costos de inversión (anualidad de inversión con la tasa establecida en el Artículo 79 de la LCE), costos de operación y mantenimiento y/o costos remanentes de instalaciones reemplazadas.

Los costos a reconocer de los proyectos de innovación tecnológica y/o eficiencia energética están limitados a 1% de los ingresos registrados de la empresa del año anterior al de la fijación.

Para el caso de las empresas bajo el ámbito del FONAFE, los proyectos de innovación tecnológica y/o eficiencia energética a considerar pueden ser los aprobados en el PIDE, lo cual deberá ser solicitado por la empresa para evaluación de Osinergmin. Se verificará que no se dupliquen los costos, es decir, que no se presenten simultáneamente los mismos proyectos en el PIDE y como parte del cargo de innovación tecnológica.

#### **b) Plan gradual de reemplazo a sistemas de medición inteligente (SMI)**

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 DS 018-2016-EM y el Artículo 163 del Reglamento de la LCE. En ese sentido, las empresas deben presentar un plan gradual de reemplazo a SMI de ocho años, que considere en una primera etapa el desarrollo de proyectos pilotos de SMI en el periodo de regulación y en una segunda etapa el reemplazo a SMI. Los proyectos pilotos deberán tener una duración no menor a 18 meses, considerando la instalación y seguimiento de los SMI, a efectos de evaluar los resultados y costos de los diferentes aspectos de los SMI, así como para evaluar los beneficios para los usuarios. Los proyectos que se tomen en cuenta deberán considerar el cumplimiento de las normativas vigentes que sean pertinentes.

Para el caso de las empresas eléctricas bajo el ámbito del FONAFE, los proyectos de sistemas de medición inteligente a considerar pueden ser los aprobados en el PIDE, lo cual deberá ser solicitado por la empresa para evaluación de Osinergmin. Se verificará que no se dupliquen los costos, es decir, que no se presenten simultáneamente los mismos proyectos en el PIDE y como parte del reemplazo a SMI. En dicho caso, se considerarán como parte del reemplazo a SMI.

#### **c) Factor de reajuste para el mejoramiento de la calidad de suministro**

Comprende la estimación de un factor de reajuste del VAD en media tensión para la mejora de la calidad de suministro de la empresa de acuerdo con valores objetivos a partir de valores reales de los indicadores SAIFI y SAIDI por sistema eléctrico.

Los valores reales serán evaluados por la empresa considerando la información del año anterior al de la fijación. Los valores objetivos serán propuestos por las empresas para cada sistema eléctrico, teniendo en cuenta el porcentaje límite establecido (5% del VADMT). Los valores objetivos deberán ser especificados para cada año de periodo de fijación.

Para el caso de las empresas eléctricas bajo el ámbito del FONAFE, los proyectos de calidad de suministro a considerar pueden ser los aprobados en el PIDE, lo cual deberá ser solicitado por la empresa para evaluación de Osinergmin. Se verificará que no se dupliquen los costos, es decir, que no se presenten simultáneamente los mismos proyectos en el PIDE y como parte del factor de reajuste. En dicho caso, se considerarán como parte del factor de reajuste.

#### **d) Incorporación de los costos del plan de inversión en distribución eléctrica, aprobado por Osinergmin, de las empresas bajo el ámbito del FONAFE**

Para las empresas bajo el ámbito del FONAFE, se incorporará en el VAD los costos de inversión, operación y mantenimiento, y su demanda asociada, del Plan de Inversión en Distribución Eléctrica que corresponda, aprobado por Osinergmin.

En el caso de las empresas con hasta 50 000 suministros que no resulten seleccionadas como empresas encargadas para realizar el Estudio VAD del sistema eléctrico representativo, elaborarán y presentarán su propuesta de proyectos de innovación tecnológica y/o eficiencia energética, de factor de reajuste para mejora de la calidad de suministro y de plan gradual de reemplazo a sistemas de medición inteligente, directamente a Osinergmin para su revisión, aprobación e incorporación en el VAD correspondiente. Las empresas que resulten seleccionadas, incluirán en el Estudio VAD sus respectivas propuestas de los rubros indicados.

#### **4.1.4 Etapa IV: Determinación del VAD**

Comprende la determinación del VAD según lo siguiente a nivel de sectores de distribución típicos y a nivel empresa:

- Cargos Fijos por cliente;
- Valor Agregado de Distribución MT;
- Valor Agregado de Subestaciones de Distribución;
- Valor Agregado de Distribución BT;
- Pérdidas estándar de potencia en MT, en la hora punta del sistema de MT;
- Pérdidas estándar de potencia en SED, en la hora punta del sistema de BT;
- Pérdidas estándar de potencia en BT, en la hora punta del sistema de BT;
- Pérdidas estándar de potencia en Acometidas, en la hora punta del sistema de BT;
- Pérdidas estándar de potencia en Medidores, en la hora punta del sistema de BT;
- Pérdidas estándar de energía en MT;
- Pérdidas estándar de energía en SED;
- Pérdidas estándar de energía en BT;
- Pérdidas estándar de energía en Acometidas;
- Pérdidas estándar de energía en Medidores;
- Factores de economía de escala anuales; y
- Fórmula de reajuste de precios.

Los valores aplicables a usuarios finales corresponderán a los resultantes a nivel empresa, para lo cual se utilizará factores de ponderación.

#### **4.1.5 Obligaciones de la Empresa para con Osinergmin**

Las empresas deberán entregar a Osinergmin los estudios completos de costos incluyendo anexos y archivos electrónicos, elaborados de acuerdo a los presentes términos de referencia, en los plazos determinados.

Asimismo, deberá responder a las observaciones formuladas por Osinergmin sobre los referidos estudios en los plazos y formas establecidos.

Las empresas presentarán los resultados de la Etapa I del proceso, de acuerdo a lo señalado en los presentes términos de referencia.

## **5 Etapa I: Recopilación de la Información**

La empresa deberá proporcionar al Osinergmin los antecedentes de los costos e instalaciones eléctricas y no eléctricas haciendo uso de los formatos I al X, señalados en el Anexo N° 1.

La recopilación de datos se realizará para el periodo anual completo del año previo a la realización del estudio. Los datos de inventario serán los correspondientes al 31 de diciembre del año previo a la presentación del estudio.

Cabe precisar que, Osinergmin puede solicitar directamente la información que requiera para el cumplimiento de sus funciones, en virtud del Artículo 58 del Reglamento de la LCE.

- a) Antecedentes contables de la empresa, se recopilarán según los Formatos que se indican en el Anexo N° 1, Formatos del II al IV para cada una de las actividades que se detallan a continuación:

<b>CÓDIGO</b>	<b>ACTIVIDAD</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
<b>A1</b>	Compra de Energía	Compra de energía y potencia
<b>A2</b>	Generación	Costos de la actividad de generación
<b>A3</b>	Transmisión	Costos de la actividad de transmisión y transformación
<b>A4</b>	Distribución Media Tensión	Operación y Mantenimiento (O&M) del sistema eléctrico de distribución que atiende el suministro de servicio público y clientes libres en MT.
<b>A5</b>	Distribución Baja Tensión	O&M del sistema eléctrico de distribución que atiende el suministro de servicio público y clientes libres en BT
<b>A6</b>	Alumbrado Público	O&M del sistema eléctrico de distribución que atiende el suministro de alumbrado público
<b>A7</b>	Comercialización	Facturación, cobranza y atención de clientes
<b>A8</b>	Conexión a la Red de Distribución Eléctrica	Instalación, mantenimiento y reposición de empalmes y equipos de medición
<b>A9</b>	Corte y Reconexión	Cortes, reconexión, retiros y reinstalaciones del suministro eléctrico a los usuarios
<b>A10</b>	Gestión de Inversión en Distribución	Proyectos de distribución, administración, ejecución de obras y recepción de obras
<b>A11</b>	Gestión de Inversión en Otras Áreas	Proyectos otras actividades
<b>A12</b>	Apoyo en Postes	Servicio uso de postes por otras empresas
<b>A13</b>	Otros Servicios	Otros servicios no regulados que presta la Empresa, por ejemplo: servicio de mantenimiento que se brinde a otras empresas concesionarias, asesoría a terceros.
<b>A14</b>	Negocios Financieros	Bolsa, gestiones en instituciones financieras, etc.
<b>A15</b>	Otras	Actividades distintas a las anteriores (indicar)
<b>A16</b>	TOTAL	Sumatoria de todas las actividades

El periodo considerado para la recolección de información corresponderá al año completo anterior a la fecha del estudio.

- b) Antecedentes de la organización, personal, funciones, costos de personal por cargo y tipo desagregando remuneraciones, beneficios, regalías, sobretiempos y otros.
- c) Antecedentes de los costos de servicios de terceros, los que se efectuarán tomando como referencia la siguiente tabla.

Ítem	Servicios de Terceros	Costo Total Anual (US\$)
1	Mantenimiento de Redes (*)	
	Mantto.Sist. Transmisión	
	Mantto. Sist. Distribución Media Tensión	
	Mantto. Sist. Distribución Baja Tensión	
	Ejecución de trabajos con tensión	
2	Mantenimiento de Alumbrado Público	
3	Transporte (*)	
4	Atención Telefónica a Usuarios (*)	
5	Lectura de Medidores (*)	
6	Procesamiento Facturación (*)	
7	Reparto de Facturas (*)	
8	Cobranza (*)	
	Oficinas Empresas	
	Centro Autorizado de Cobranza	
	Bancos	
	Gestores de cobranza	
9	Recojo de Dinero	
10	Distribución Motorizada de Correspondencia (*)	
11	Vigilancia	
12	Arrendamiento de Oficinas	
13	Mantenimiento de Oficinas	
14	Limpieza de Oficinas	
15	Mensajería	
16	Asesoría Seguridad	
17	Comisión por Cobranza (*)	
18	Apoyo Informática	
19	Servicios de Asesoría Legal	
20	Auditoría Externa	
21	Consultoría de Negocios	
22	Servicios de Higiene y Seguridad	
23	Capacitación al Personal (*)	
24	Consultoría en Sistemas	
25	Asesoría Administrativa-Contable-Financiera	
26	Consultoría de Apoyo en Temas de Ingeniería (*)	
27	Servicio de Control de Calidad Técnica	
28	Inversiones y Proyectos (*)	
29	Atención a usuarios (*)	
30	Control de Pérdidas Comerciales (*)	
31	Consultorías y Asesorías Regulatorias (*)	
	<b>TOTAL ANUAL</b>	

Nota:

(\*) Este ítem se debe desagregar de la manera más extensa posible por nivel de tensión, si corresponde.

- d) Antecedentes de las instalaciones de los sistemas eléctricos:
- Información que se señala en el Anexo N° 1 - Formatos I y II;
  - Diagramas unifilares de los sistemas de transmisión secundaria de la empresa, al 31 de diciembre de 2017 o 2018 (según corresponda);
  - Información de los costos estándar de distribución. Los costos unitarios serán reportados empleando el Sistema de Información de los Costos Estándar de Inversión (SICODI) vigente para el periodo de regulación; e

- Información técnica y gráfica de las instalaciones de distribución eléctrica. La empresa deberá entregar la información utilizando el Sistema de Información VNR GIS, de conformidad con lo establecido en la “Guía de Elaboración del Valor Nuevo de Reemplazo de las Instalaciones de Distribución Eléctrica”, aprobado mediante la Resolución OSINERG N° 324-2004-OS/CD o la que la reemplace. Se considerará la información al 31 de diciembre de 2017 o 2018, según corresponda.

Las instalaciones de distribución eléctrica destinadas a la prestación del servicio de distribución eléctrica, comprenden las instalaciones eléctricas y no eléctricas.

Las instalaciones eléctricas se organizarán de acuerdo a los siguientes rubros:

- Media Tensión (MT): Comprende las redes (aéreas y subterráneas) de media tensión, así como, los correspondientes equipos de protección, seccionamiento y de compensación.
- Subestaciones: Comprende las subestaciones de distribución MT/BT, y las subestaciones de seccionamiento y protección.
- Baja Tensión (BT): Comprende las redes (aéreas y subterráneas) de baja tensión del servicio particular y las instalaciones del alumbrado público (redes aéreas y subterráneas, equipos de alumbrado y equipos de control).
- Las instalaciones no eléctricas son aquellas inversiones en infraestructura y equipamiento que se requieren para la prestación del servicio de distribución eléctrica. Se organizarán de acuerdo a los siguientes rubros:
  - Terrenos;
  - Edificios y Construcciones;
  - Equipos y Vehículos de Transporte y Carga;
  - Equipos de Almacén, Maestranza, Medición y Control;
  - Equipos de Comunicación;
  - Equipos de Oficina;
  - Equipos de Computación; y
  - Otros Equipos.

**Tabla Resumen de la Información del VNR**

Tipo de Información	Instalaciones de Distribución Eléctrica		Información Catastral
	Instalaciones Eléctricas	Instalaciones No Eléctricas (3)	
Técnica (1)	X	X	X
Gráfica (2)	X	X	X

(1) La información técnica involucra toda la información referida a las características técnicas de las instalaciones eléctricas y no eléctricas.

(2) La información gráfica involucra toda la información necesaria para una adecuada representación gráfica de las instalaciones, para lo cual se usará coordenadas UTM (Universal Transverse Mercator) con datum PSAD56 o WGS84, o el que defina el Osinergmin posteriormente, siempre y cuando, toda la información de la Empresa se remita en un mismo datum y zona UTM (17, 18 o 19).

(3) En el caso de la información gráfica de las instalaciones no eléctricas, ésta sólo se refiere a terrenos, edificios y construcciones.

- e) Información técnico-comercial del total empresa y sistema eléctrico. La información magnética deberá ser remitida usando los formatos V-1, V-2 y V-3 del Anexo N° 1.

La información sustentatoria deberá ser entregada en medios magnéticos, según los formatos descritos en la Resolución Directoral N° 011-95 EM/DGE y su modificatoria por Resolución Directoral N° 019-2002-EM/DGE.

Para el mercado no regulado (libre) deberá entregarse la información de acuerdo a lo establecido en la Resolución Osinergmin N° 0026-2012-OS-CD o la que la reemplace, para los mismos periodos según los formatos vigentes.

- f) Información de costos típicos de operación y mantenimiento del total Empresa o Sistema Eléctrico Modelo para los mismos periodos, sustentados con copia de facturas de pago y contratos de los proveedores involucrados:
- Programa para la atención del servicio;
  - Rol de turnos para la atención por emergencias;
  - Programa de Mantenimiento e Informe de Ejecución;
  - Relación de Órdenes de Trabajo ejecutadas que contendrá como mínimo:
    - N° de Orden de Trabajo;
    - Descripción;
    - Fecha;
    - Responsable del área; y
    - Tipo de Instalaciones que comprende.
  - Salida de almacenes de los repuestos para el mantenimiento;
  - Programa anual de repuestos y adquiridos en el año;
  - Recursos utilizados para la atención del servicio;
  - Costos de las actividades realizadas por servicios de terceros; y
  - Otros costos de operación y mantenimiento.
- g) Presupuesto operativo detallado y ejecución de los períodos indicados.
- h) Información sobre los criterios de asignación de los costos de supervisión y costos indirectos de gerenciamiento y administración.
- i) Información sobre la calidad de servicio a nivel de Empresa, por sistema eléctrico y sector típico
- j) Información del Balance de Energía y Potencia que deberá ser suministrado por el Concesionario haciendo uso del Formato VI señalado en el Anexo N° 1.
- k) Información de las características técnicas de las SET AT/MT, alimentadores, subestaciones y demandas máximas y toda información técnica que considere necesaria.
- l) Información de otros costos comerciales relacionados con la atención de nuevos suministros, reposición y mantenimiento de la conexión eléctrica, cortes y reconexiones, control de pérdidas, gestión de la morosidad.
- m) Información de ratios comerciales que se presentan en el siguiente cuadro:

Concepto	Ratio
Análisis de lecturas	Lecturas/persona-hora
Cobranzas	Facturas/cajero-día
Análisis de saldos	Cuentas c/saldo/persona-hora
Resolución de cuentas morosas	Cuentas/empleado-día
Planificación de inspecciones	Cuentas/persona-hora
Inspecciones clientes residenciales	Cuentas/persona-hora
Inspecciones grandes clientes	Cuentas/persona-hora
Consumos recuperados	Cuentas/persona-día
Suspensiones	Suspensiones/persona-hora
Cortes	Cortes/persona-hora
Rehabilitaciones	Rehabilitaciones/persona-hora
Reconexiones	Reconexiones/persona-hora
Llamadas comerciales	Llamadas/persona-hora
Llamadas por problemas de suministro	Llamadas/persona-hora
Nota :	
Se podrán incorporar otros conceptos y ratios para un mejor análisis	

- n) Otros servicios prestados por la Empresa Distribuidora, tales como, apoyo en postes, servicios de comunicaciones de Internet y otros.
- o) Información de modalidad de cobranza, número de centros de atención (de la Empresa, Centros Autorizados de Recaudación, Bancos, etc.) número de ventanillas de atención, tiempo promedio de atención, costos unitarios por transacción, etc.
- p) Información de vías, tipo de vía, tipo de alumbrado y perfiles de vía de la zona.
- q) Información de zonas históricas o monumentales. Se consideran zonas históricas o monumentales aquellos sectores de la ciudad que poseen un número apreciable de ambientes urbanos monumentales, valor histórico y urbanístico de conjunto que requieren de un tratamiento especial en lo que respecta a la instalación, operación y mantenimiento de las instalaciones de distribución eléctrica con el fin de preservar el patrimonio cultural.
- r) Información de otras zonas con restricciones para la construcción y gestión de instalaciones eléctricas y los sustentos respectivos.
- s) Estudio del costo del capital de trabajo.

Definición correspondiente al costo financiero del kW requerido para cubrir el desfase de facturación y recaudación respecto de los pagos de compras de energía y gastos operativos de los primeros meses de operación de la empresa distribuidora.

Se deberá realizar una simulación de la operación típica de la empresa. El estudio que desarrolle la empresa debe considerar, en relación con la gestión de distribución, lo siguiente:

- El período de facturación (mensual) a los usuarios;
- Plazos de pago del distribuidor a la empresa generadora de acuerdo a prácticas habituales del mercado; y
- Plazos de pago de remuneraciones, servicios de terceros y otros gastos.

La empresa deberá preparar toda la información que se señala en el Anexo N° 1 a nivel de Empresa (total) y por sistema. Las cifras monetarias de las inversiones y costos no deberán incluir IGV.

Los costos se desglosarán en costos directos, supervisión directa, y costos indirectos de la Gerencia Central.

Se entiende por costos directos a aquellos que se vinculan con la ejecución de trabajos operativos para la prestación del servicio de distribución y comercialización. Dichos trabajos podrían ser realizados por personal propio o de terceros.

Se entiende por costos de supervisión directa aquellos costos que son originados por el trabajo de supervisión que se efectúa de manera directa para la adecuada ejecución de las actividades de distribución y comercialización.

Los costos indirectos de la gerencia central son aquellos vinculados con la administración y servicios funcionales de la Empresa, comprenden: El directorio, las gerencias, oficina de personal, oficina de contabilidad, y otros costos de apoyo a la gestión.

En esta primera etapa, es labor de la empresa de distribución eléctrica establecer criterios de asignación de costos de supervisión directa y costos indirectos de la gerencia central de la empresa para cada actividad. Para esto debe utilizar criterios generales de mercado, como:

- En el caso del directorio y de los gerentes el margen de contribución de cada actividad a la utilidad de la empresa;
- En el caso de otros profesionales, técnicos o administrativos, el tiempo que dedican a cada actividad.

Los formatos IV-1 y IV-5 “Costos Combinados” deberán agrupar las transacciones contables a nivel de detalle, para lo cual se tendrá en cuenta las equivalencias y/o agrupaciones de cuentas efectuadas entre el Plan de Cuentas establecido en el Manual de Contabilidad Regulatoria de las Empresas Eléctricas y el Nuevo Plan Contable Empresarial.

La información de los formatos del Anexo N° 1 deberán ser entregados en archivos magnéticos al Osinergmin. El diseño del registro de la base de datos que sustenta los formatos indicados deberá ser coordinado con el Osinergmin.

Las cifras de aVNR que se mencionan más adelante corresponden a la anualidad del VNR, calculado con la tasa de actualización establecida en el artículo 79° de la Ley de Concesiones Eléctricas y para un periodo de vida útil de 30 años, es decir, se aplicará el factor igual a 0,124144 considerando la tasa de 12% del mencionado artículo. La cifra relevante para fines tarifarios es la mensual, es decir, debe calcularse la mensualidad de la aVNR multiplicando la anualidad de la inversión por un factor que considere flujos mensuales equivalentes a la anualidad. Así para una tasa de actualización de 12%, el factor es igual a 0,079073.

Asimismo, se consignará, por nivel de tensión y tipo de instalación, la antigüedad media y el valor residual.

La empresa debe informar, en relación con su calidad de servicio (producto, suministro, comercial y alumbrado público), lo siguiente:

a) Estadística de fallas:

La cantidad de fallas reportadas corresponderán a dos años completos. El número y longitud de las instalaciones que se toman en cuenta para el cálculo de los indicadores correspondientes, que comprenden a las instalaciones que se encuentran en servicio al 30 de junio de cada año.

- Fallas en suministro al sistema de media tensión y número de puntos de suministro;
- Fallas en líneas aéreas en media tensión y longitud de circuitos en operación;
- Fallas en líneas subterráneas en media tensión y longitud de circuitos en operación;
- Fallas en subestaciones de distribución y número de subestaciones;
- Fallas en líneas aéreas en baja tensión y longitud de circuitos en operación;
- Fallas en líneas subterráneas en baja tensión y longitud de circuitos en operación;
- Fallas en empalmes y medidores y número de empalmes a clientes;
- Fallas en los componentes de los equipos de alumbrado público y número de lámparas; y
- Fallas en los sistemas de control de encendido del alumbrado público y número de sistema de control.

b) Índices de calidad de suministro de los dos últimos años, por semestre:

- Frecuencia total media de interrupciones ponderada por sistema (SAIFI) por fallas imprevistas más programadas;
- Duración total media de interrupciones ponderada por sistema (SAIDI) por fallas imprevistas más programadas;
- Curva de distribución estadística de la frecuencia total media de interrupción ponderada por cliente, para cada nivel de tensión y área característica de mercado; y
- Curva de distribución estadística de la duración total media de interrupciones por cliente, para cada nivel de tensión y área característica de mercado.

c) Índices anuales de calidad de producto (nivel de tensión y perturbaciones) de los dos últimos años;

d) Índices anuales de calidad de atención comercial de los dos últimos años;

e) Índices anuales de calidad de alumbrado público de los dos últimos años;

f) Factores de utilización o niveles de carga de las instalaciones, (transformadores y redes), por nivel de tensión y área característica de mercado; y

g) Otras estadísticas de falla, índices de calidad, ratios, análisis e información que la empresa considere pertinente.

## **6 Etapa II: Creación de la Empresa Modelo Eficiente**

La Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) señala que el Valor Agregado de Distribución (VAD) se basa en una empresa modelo eficiente con un nivel de calidad preestablecido en las normas técnicas de calidad, la misma que considera los siguientes componentes:

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

El costo estándar de inversión es la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) del Sistema Económicamente Adaptado (SEA), que considera una vida útil de 30 años y la tasa de actualización establecida en el Artículo 79° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

El estudio debe incluir todas las actividades en la secuencia, forma y alcance que se indican a continuación:

- El Concesionario, normalmente presta servicios y realiza negocios adicionales al VAD cuyos costos deben ser excluidos para el cálculo del Valor Agregado de Distribución. En estas actividades se encuentran actividades reguladas tales como: atención de nuevos suministros (conexiones), reposición y mantenimiento de la conexión eléctrica, cortes y reconexiones; y no reguladas como: diseño y construcción de obras de distribución de terceros, prestación de asesoría a terceros, servicio de apoyo en postes, inversiones en instrumentos financieros, etc. El estudio debe considerar las economías de escala correspondientes y asignar una proporción de los costos a la actividad de distribución de electricidad. En cuanto a los costos asociados al diseño y a la construcción de obras de distribución, tanto directos como indirectos, ellos deben ser identificados de modo de evitar duplicidad de costos con los valores que sean incluidos en el VNR adaptado de las instalaciones de distribución;
- Las instalaciones y los costos de la empresa modelo deben corresponder a los resultados de una política de inversiones y de gestión eficientes. Se debe entender como eficiencia en la política de inversiones y de gestión, la elección de la alternativa de mínimo costo presente para prestar el servicio de distribución en un período de 30 años satisfaciendo la demanda, con una calidad de producto y suministro concordante con la normatividad vigente, considerando las opciones técnicas, equipos y materiales disponibles a la fecha y la tasa de actualización prevista en la Ley;
- La Empresa real no tiene necesariamente sus instalaciones adaptadas a la demanda en cuanto a extensión de redes y capacidad; en cambio, para la empresa modelo se deben considerar inversiones adaptadas técnica y económicamente a la demanda. Se entiende por instalaciones de distribución adaptadas a la demanda, aquellas que son el resultado de los sistemas eléctricos optimizados (que incluyen inversiones y costos de operación y mantenimiento y pérdidas) cumpliendo el criterio de costo mínimo, y las exigencias de calidad de producto y suministro, de tal forma que exista equilibrio entre el diseño e instalaciones de distribución y la demanda. Considerando que los tamaños de equipos e instalaciones son discretos, las holguras de reserva corresponderán a la capacidad que se produzca por la aplicación de los factores de uso medios y el crecimiento de la demanda vegetativa correspondiente a un periodo regulatorio.
- La empresa modelo debe diseñarse para que cumpla con los requerimientos señalados en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) o la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales (NTCSER), según corresponda. La empresa debe calcular los valores de los indicadores de calidad de producto y suministro según se indican en las normas señaladas; y
- Para el análisis de la empresa modelo debe considerarse el servicio de distribución de electricidad en la totalidad de la zona de concesión de la empresa real.
- La creación de la empresa modelo tomará en cuenta, de forma referencial, las tecnologías adaptadas y los criterios de optimización, resultantes de las últimas fijaciones tarifarias del VAD.

## **6.1 Estructuración de la Empresa Modelo Eficiente**

Se procederá a estructurar la empresa modelo siguiendo el criterio del Sistema Económicamente Adaptado y entre otros estudios y análisis, se debe contemplar el desarrollo de lo siguiente:

- 1 Caracterización del mercado eléctrico y diseño preliminar del tipo de red;
- 2 Definición de los costos unitarios de las instalaciones (inversión y operación y mantenimiento);
- 3 Determinación de las tecnologías adaptadas;
- 4 Proceso de optimización técnica económica de las redes e instalaciones;
  - a. Inversiones del sistema de distribución MT (Técnica y económicamente adaptadas); e
  - b. Inversiones del sistema de distribución BT (Técnica y económicamente adaptadas).
- 5 Pérdidas de energía estándar;
- 6 Estándar de calidad de servicio;
- 7 Balance de potencia y energía;
- 8 Determinación de los costos estándar de operación y mantenimiento técnico MT;
- 9 Determinación de los costos estándar de operación y mantenimiento técnico BT;
- 10 Costos de gestión comercial;
- 11 Costos indirectos de administración y otros servicios; y
- 12 Evaluación y asignación de costos indirectos de gestión.

### **6.1.1 Caracterización del Mercado Eléctrico y Diseño Preliminar del Tipo de Red**

Se debe realizar un estudio de zonificación y mercado, con la finalidad de determinar las densidades, por zonas y así definir el tipo de redes que se usará durante el proceso de optimización de la empresa modelo.

Respecto a los indicadores de calidad se tomará en cuenta los vigentes, los mismos que están establecidos en la NTCSE o NTCSE.

Para lo cual se debe analizar como mínimo lo siguiente:

- Longitud (km) de red de media tensión aérea y subterránea;
- Longitud (km) de red de baja tensión aéreas y subterránea;
- Capacidad (kVA) instalada, en subestaciones monoposte, biposte, convencionales, compactas pedestal y bóvedas, además de subestaciones elevadoras/reductoras;
- Cantidad de postes de MT compartidos con la red de BT;
- Cantidad de subestaciones monoposte, biposte, convencionales, compactas pedestal y bóvedas y de subestaciones elevadoras/reductoras y de seccionamiento;
- Longitud (km) red de alumbrado público aéreo y subterráneo;
- Parque de alumbrado público;
- Consumo de energía mensual y anual de los usuarios del mercado regulado y libre basados en ubicación geográfica;
- Factores de coincidencia y contribución a la punta del sistema eléctrico modelo, los cuales deben ser evaluados por la empresa en base a la información de mediciones en campo del total o muestras representativas de suministros del sistema en estudio.
- Información de calidad de servicio por zonas de los últimos 2 años

- Frecuencia total media de interrupciones ponderada por sistema (SAIFI) por fallas imprevistas más fallas programadas; (por sistema eléctrico y total empresa).
- Duración total media de interrupciones ponderada por sistema (SAIDI) por fallas imprevistas más fallas programadas; (por sistema eléctrico y total empresa).
- Curva de distribución estadística de la frecuencia total media de interrupción ponderada por cliente, para cada nivel de tensión y área característica de mercado;
- Curva de distribución estadística de la duración total media de interrupciones por cliente, para cada nivel de tensión y área característica de mercado;
- Fallas de averías en media tensión por redes aéreas, redes subterráneas;
- Fallas de averías en baja tensión por redes aéreas, redes subterráneas;
- Fallas de averías en subestaciones monoposte, biposte, convencionales, compactas pedestal y bóvedas y en subestaciones elevadoras/reductoras y de seccionamiento;
- Fallas imprevistas por centros de servicio;
- N: Número de interrupciones por cliente por semestre (en MAT y AT, MT y BT);
- D: Duración total de interrupciones por cliente (en MAT y AT, MT y BT);
- Índices de calidad de producto (nivel de tensión y perturbaciones); y
- Determinación del costo de la energía no suministrada.
- Determinación de la densidad de carga MT por subestación AT/MT;
- Determinación de la densidad de carga MT y BT por distritos;
- Proporción de área urbana por distritos;
- Cuadros de caracterización de redes por sub zona;
- Caracterización de redes por zonas (distritos); y
- Determinación de topología representativa por zona.

Los rangos de densidad que deben adoptarse son los siguientes:

Zona	Rango de Densidad de Carga MW/km <sup>2</sup>	Color
Muy Alta	$\delta \geq 4,00$	Rojo
Alta 1	$4,00 > \delta \geq 2,50$	Anaranjado
Alta 2	$2,50 > \delta \geq 1,50$	Azul
Media	$1,50 > \delta \geq 0,25$	Verde
Baja	$\delta < 0,25$	Amarillo

### 6.1.2 Definición de la Tecnología Adaptada

La tecnología adaptada será aquella que técnica y económicamente resulte más conveniente para el desarrollo de las instalaciones eléctricas de la empresa modelo, la misma que será escogida dentro de la disponibilidad que ofrece el mercado nacional e internacional a la fecha, sólo si es factible su utilización y adaptación a las condiciones locales.

Asimismo, podrán evaluarse aquellas tecnologías implementadas por las Empresas siempre y cuando éstas reporten ventajas de índole técnica y económica.

Por lo tanto, la empresa debe analizar las tecnologías más apropiadas, teniendo como referencia las tecnologías (criterios de adaptación económica) para cada sector típico, de

acuerdo con los resultados de las fijaciones del VAD anteriores, para los siguientes componentes:

- Redes subterráneas de media y baja tensión:
  - Cables (material conductor, aislamiento, pantallas, tipos, etc.); y
  - Empalmes y terminales (termocontráctiles, termocontraíble, etc.).
- Redes aéreas de media y baja tensión:
  - Conductores eléctricos (aleación de aluminio desnudo para MT, conductores forrados para BT, autoportantes, etc.);
  - Ferretería y aislamiento;
  - Empalmes (cintas, etc.); y
  - Soportes (postes de concreto, madera, etc.).
- Subestaciones MT/BT y de seccionamiento:
  - Tipo constructivo apropiado
  - Transformadores (tipo y material de construcción); y
  - Equipamiento de maniobra y protección.
- Alumbrado público
  - Luminaria y tipo de lámparas; y
  - Sistema de control de encendidos.
- Sistemas operación y equipos de protección de la red eléctrica
  - Sistema de operación de la red (Estrella con neutro rígido, con neutro multiterrado, etc.);
  - Equipos de protección (recloser, seccionalizadores, seccionadores-fusible, seccionadores de línea bajo carga, etc.); y.
  - Equipos de compensación del sistema de distribución de media tensión.
  - Otros, como telecontrol y /o telesupervisión

### **6.1.3 Costos unitarios de las instalaciones eléctricas para la valorización del Valor Nuevo de Reemplazo**

Para la determinación de los costos estándar de las instalaciones se realizarán entre otros, los siguientes procesos:

1. Normalización de los armados de construcción;
2. Análisis de los siguientes componentes:
  - 2.1. Materiales y equipos;
  - 2.2. Maño de obra;
  - 2.3. Transporte y equipos;
  - 2.4. Valorización de los armados de construcción, considerando la cantidad de materiales, recursos (rendimientos, horas hombre y horas máquina), costos indirectos del contratista; y
  - 2.5. Costos indirectos de la Empresa (costos stock, ingeniería del proyecto y recepción, costos generales e interés intercalario).
3. Elaboración de los costos unitarios estándar del sistema de distribución (componentes, kilómetros de red, etc.) de acuerdo a lo siguiente:
  - 3.1. Media Tensión
    - 3.1.1. Red aérea para MT;
    - 3.1.2. Red subterránea para MT; y
    - 3.1.3. Equipos de protección, seccionamiento y de compensación de la red de media tensión.

- 3.2. Subestaciones
  - 3.2.1. Monoposte;
  - 3.2.2. Biposte;
  - 3.2.3. Convencional a nivel y subterránea;
  - 3.2.4. Compacta pedestal;
  - 3.2.5. Compacta bóveda; y
  - 3.2.6. De seccionamiento y protección.
- 3.3. Baja Tensión
  - 3.3.1. Red aérea de servicio particular;
  - 3.3.2. Red aérea de alumbrado público sobre postes de servicio particular;
  - 3.3.3. Red aérea de alumbrado público con postes exclusivos de alumbrado público;
  - 3.3.4. Red aérea de servicio particular mixta (que comparte postes de MT en su recorrido);
  - 3.3.5. Red subterránea de servicio particular;
  - 3.3.6. Red subterránea de alumbrado público en zanja de servicio particular;
  - 3.3.7. Red subterránea de alumbrado público en zanja exclusiva; y
  - 3.3.8. Luminarias, pastorales, equipos de control de alumbrado público.

Los costos unitarios deben ser determinados según la tecnología, niveles de tensión, etc., pertinentes para la valorización de las instalaciones del VNR de la empresa modelo.

En el caso del costo de terreno de las SEDs, su determinación tomará en cuenta el criterio indicado en la Resolución Osinergmin N° 189-2010-OS/CD y sus informes de sustento.

#### **6.1.4 Optimización técnico económica**

Se debe tener en cuenta el criterio de optimización, considerando la tasa de actualización real anual prevista en el artículo 79° de la Ley de Concesiones Eléctricas, el valor de la anualidad de los costos de inversión para un periodo de 30 años y los costos de operación y mantenimiento anual.

El trabajo a desarrollar en esta etapa incluye, entre otros aspectos, los siguientes criterios de adaptación económica:

- Revisión del nivel de tensión óptimo;
- Revisión y optimización del tamaño de transformadores MT/BT, nivel de carga;
- Optimización de la sección de los conductores MT y BT;
- Empleo de redes subterráneas en aquellas zonas donde se justifiquen su uso por densidad de carga y por zonas históricas o monumentales;
- Conveniencia de uso de conductor de cobre en baja tensión;
- Conveniencia de uso de conductor de cobre en media tensión;
- Alternativas de uso de postes, con diferentes materiales y distancias entre postes;
- Verificación del estándar de calidad de servicio. Para esto la empresa deberá utilizar un modelo de confiabilidad con representación de la red, del consumo desagregado y de las fallas por tipo de equipo o instalación;
- Distintas alternativas de conformación topológica;
- Distintas alternativas de equipamientos de protección y maniobra;
- Empleo en MT de redes aéreas aisladas en reemplazo de redes aéreas expuestas en aquellas zonas que por distancias de seguridad se justifique; y
- Los criterios de diseño de redes según la normatividad vigente.

- Existencia de generación distribuida.

Asimismo, se tendrá en cuenta las siguientes consideraciones para las redes urbanas y rurales.

#### 6.1.4.1 Optimización de redes urbanas

La optimización técnica y económica de los sistemas eléctricos urbanos, se realizará para cada rango de densidad de carga definido según sector típico, empleando para ello modelos matemáticos para evaluar en conjunto cada uno de los elementos constitutivos del sistema de distribución, que permitan:

- Representar las características de la red;
- Optimizar los costos de inversión y operación y mantenimiento y pérdidas del sistema;
- Evaluar el número de alimentadores y potencia instalada de las subestaciones de distribución y otras (elevadoras/reductoras y de seccionamiento y protección); y
- Alcanzar los niveles de calidad establecidos en la NTCSE o NTCSE-R vigentes, según corresponda.

La evaluación en conjunto corresponde a la optimización conjunta de las distintas etapas de la red (red MT; Transformación MT/BT y red BT), para lo cual, se elaborarán diversas configuraciones (topologías, tecnologías adaptadas, costos de operación y mantenimiento técnico, pérdidas, etc.) cuyos resultados deberán ser presentados en forma de cuadros y gráficos que permitan seleccionar la alternativa de mínimo costo de la prestación.

Para la alternativa seleccionada la empresa deberá elaborar el siguiente cuadro por cada área de densidad de carga o sector típico:

**Cuadro de Secciones y Módulos Adaptados Económicamente por Zona de Densidad**

Concepto	Unidad	Adaptado	
		Cantidad	US\$
Potencia subestación AT/MT			
Cantidad de salidas			
Sección troncal MT y salidas			
Longitud media troncal MT			
Sección derivación MT y salidas			
Longitud media derivación MT			
Potencia subestación MT/BT			
Radio de subestación MT/BT			
Cantidad de salidas BT			
Sección troncal BT			
Sección ramal BT			

Asimismo, en el estudio se debe considerar la incidencia en el VNR de la utilización de postes compartidos de las redes aéreas de MT y BT, para lo cual se definirá un porcentaje sobre la base de las redes existentes, derivado de la siguiente relación:

- Cantidad total de estructuras de MT compartidas con la red de BT, dividida entre la suma total de estas estructuras y la cantidad total de postes de BT. Estos datos corresponden a la red existente.
- Con el cálculo anterior se determinará el número de estructuras que se deben reducir en la red de BT modelada, multiplicando el resultado por el número de postes de BT de la red eléctrica de la empresa modelo.

En la determinación del VNR de las instalaciones eléctricas de la empresa modelo, el estudio debe hacer una descripción explícita de la metodología de cálculo utilizada, así mismo debe alcanzar copia de los modelos utilizados a Osinergmin con la finalidad que se verifique la validez de los datos, lógica del modelo y resultados obtenidos para el estudio en esta etapa. De ser necesario se alcanzará adicionalmente la(s) licencia(s) del software(s) usado(s).

Para el dimensionamiento del sistema eléctrico se deberá suponer que cada uno de los consumidores presenta un factor de potencia igual a 0,95 inductivo. Para alcanzar el factor la empresa podrá considerar compensación reactiva en las opciones tarifarias sin cargo de energía reactiva,

Para la optimización técnico económica del sistema de distribución se debe tener en cuenta las ubicaciones de los centros de transformación AT/MT, que pueden ser las existentes u otras que haga más eficiente el diseño de la red (capacidad, longitud, entre otras características).

Por otro lado, la empresa debe diseñar el parque óptimo de alumbrado público para aquellas vías de acceso libre que cuenten con servicio particular, además de las áreas de recreación de acceso libre y parques de uso público. Las instalaciones de alumbrado público que se reconocerán, serán aquellas que representen el mínimo costo total, para lo cual se deben evaluar diversas tecnologías de iluminación y diseños. El diseño debe tomar en cuenta la NTCSE o NTCSER, según corresponda, y las normas técnicas de alumbrado público vigentes.

Los resultados obtenidos deben ser resumidos de acuerdo a la siguiente tabla:

**Cuadro Resumen de los Módulos de Iluminación Adaptados por Tipo de Vía**

Concepto	Tipo de Vía/Parques	Unidad	Actual		Adaptado	
			Cantidad	US\$	Cantidad	US\$
Pastorales, luminarias y lámparas						
Potencia:						
- .....						
- .....						
- .....						
Torres de iluminación						
- .....						
Equipos de control						
- .....						
Longitud de red de alumbrado público						
- Aéreo						
Red exclusiva						
Compartida con la red de servicio particular						
- Subterráneo						
Zanja exclusiva						
Zanja compartida con la red de servicio particular						
Número de postes exclusivos para A.P.						
Número de postes compartidos con la red de servicio particular						

#### 6.1.4.2 Optimización de redes rurales

Para la optimización técnica económica de los sistemas eléctricos rurales, una vez definidas las tecnologías técnico – económicamente convenientes, se procederá de acuerdo a lo siguiente:

- Se respetarán las trazas de las líneas de acuerdo a la situación existente.

- Se adecuarán las potencias de los transformadores de acuerdo a la demanda en el año base y su crecimiento vegetativo en el periodo de regulación, considerando los factores de carga convenientes,
- Se ajustarán las secciones de los conductores de las líneas de MT y de BT, de acuerdo a la carga real y considerando el costo mínimo a 10 años, del conductor (instalado) y las pérdidas de energía capitalizadas. En este cálculo se considerará el eventual crecimiento de la demanda en cada una de las líneas.

#### 6.1.4.3 Determinación del VNR No Eléctrico óptimo de la empresa

La empresa realizará una descripción de la metodología utilizada para realizar el dimensionamiento de los bienes muebles e inmuebles y la estimación de los costos asociados a éstos, destinados a las actividades de distribución. La metodología a formular corresponderá a un dimensionamiento óptimo, pudiendo la empresa considerar la metodología utilizada en la fijación del Valor Nuevo de Reemplazo de las Instalaciones Eléctricas (VNR)<sup>1</sup>, u otra que considere conveniente.

Se deberá tomar en consideración las directivas que se indican en la Ley N° 29783 Ley de Seguridad y Salud en el Trabajo y su Reglamento.

Se determinará el valor de los bienes muebles e inmuebles que conforman el VNR No Eléctrico a partir del precio de mercado, que deberá ser adecuadamente sustentado. Particularmente, para los terrenos y edificios, la empresa deberá incluir en su estudio el respaldo de los valores empleados, justificando por cada uno de ellos, la ubicación y el tipo de construcción considerados, lo anterior en el marco de un servicio de distribución eficiente en las políticas de inversión y gestión de la empresa modelo. Adicionalmente, se deberá incluir en el estudio, una evaluación que muestre el análisis entre las opciones de compra o alquiler de las instalaciones, cuando corresponda.

Los valores resultantes deben distribuirse en MT y BT, diferenciando la asignación a las SED, de manera proporcional al VNR de las instalaciones físicas de MT y BT.

Los resultados obtenidos deben ser resumidos de acuerdo a la siguiente tabla:

**Cuadro Resumen de VNR No Eléctrico**

Bienes Muebles e Inmuebles	Unidad	Cantidad	Total Miles US\$
Terrenos, edificios y construcciones	m <sup>2</sup>		
Equipos y vehículos de transporte y carga	c/u		
Equipos de almacén y maestranza	c/u		
Equipos de medición y control	c/u		
Equipos de comunicaciones	c/u		
Equipos de oficina	c/u		
Equipos de computación	c/u		
Otros equipos	c/u		
<b>Total Empresa</b>			

<sup>1</sup> Resolución OSINERG N° 329-2004-OS/CD y sus modificatorias.

Adicionalmente se presentará una lista detallada de los ítems que componen el VNR No Eléctrico, indicando descripción, cantidad en las unidades que corresponda, precio unitario y costo total.

### **6.1.5 Cálculo de las pérdidas estándar de un sistema eléctrico**

Las pérdidas de potencia se calcularán para la hora de punta del sistema de distribución y para el sistema de distribución teórico (empresa modelo), cuyas instalaciones estén técnica y económicamente adaptadas a la demanda.

Los resultados se expresarán como porcentajes de la potencia máxima coincidente y de la energía ingresada en cada nivel de tensión. Los porcentajes resultantes se expresarán con aproximación a dos decimales.

Las pérdidas físicas en la red resultantes del cálculo deberán tener en cuenta que la caída de tensión máxima en sus extremos no deberá exceder lo establecido en la LCE, la NTCSE y la NTCSE, según corresponda.

La determinación de las pérdidas técnicas estándar será efectuada sobre circuitos económicamente adaptados según un estudio técnico económico de las configuraciones básicas de cada zona o área de densidad.

Las pérdidas técnicas estándar para cada etapa de transformación o distribución del sistema (MT y BT) deben reconocerse tomando en cuenta estos circuitos, que significan la mejor opción en cuanto a secciones de conductores y módulos de transformación para cada etapa y cada una de las zonas o áreas de densidad, manteniendo las condiciones básicas de tensiones nominales utilizadas y de las tecnologías empleadas.

Se efectuarán los cálculos de las pérdidas por etapa: para cada etapa de cada zona o área de densidad y se determinarán las pérdidas porcentuales de potencia y energía, referida a los correspondientes valores de abastecimiento por etapa.

Las etapas a considerar son las siguientes:

- Pérdidas en los Centros de Transformación AT/MT (sólo indicativo);
- Pérdidas en las redes de MT;
- Pérdidas en las Subestaciones de Distribución MT/BT y otras;
- Pérdidas en las redes de BT;
- Pérdidas en las acometidas; y
- Pérdidas en los medidores.

Como resultado de este análisis se obtendrán las Pérdidas Técnicas Estándar de Energía y Potencia para los Sistemas Económicamente Adaptados a nivel de MT, SED, BT, acometidas y medidores. Se debe tener presente que a nivel BT, dado que la medición del AP se efectúa en las SED, no se incorporan las pérdidas en las redes y equipos de AP. La misma consideración se deberá tener en cuenta en el balance de energía y potencia. Además, el estudio incluirá las ecuaciones, modelos empleados, cálculos y resultados obtenidos.

Las pérdidas no técnicas reales serán estimadas a partir de la diferencia entre las pérdidas totales y las pérdidas técnicas calculadas sobre la red real. La empresa propondrá la

metodología y herramientas de cálculo que resulten las adecuadas para estimar las pérdidas no técnicas eficientes.

No obstante, para la determinación de las pérdidas estándar no técnicas a considerar en la tarifa, el estudio deberá considerar los niveles de pérdidas que correspondan a una eficiente y efectiva actuación por parte de las concesionarias dentro del óptimo obtenible a nivel de las concesionarias existentes en Perú.

#### **6.1.6 Estándar de calidad de servicio**

En el proceso de construcción de la empresa modelo se deberá incorporar en su diseño las instalaciones eléctricas, el equipamiento e infraestructura de red que le permitan cumplir con los indicadores de calidad a que se refiere la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) y Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales (NTCSER), según corresponda.

La verificación que los objetivos de calidad de servicio (producto y suministro) son alcanzables por el diseño de la red adaptada, se efectuará a través de un proceso de análisis y cálculo, que comprenderá como mínimo, los siguientes aspectos:

- Calidad de Producto: Nivel de tensión.
- Calidad de Suministro: Indicadores individuales de frecuencia y duración según la NTCSE y la NTCSER.

Para determinar la calidad de producto, partiendo de los distintos circuitos típicos para zonas urbanas y/o rurales, se debe demostrar que es factible el cumplimiento de las condiciones de nivel de tensión, mediante el uso de tecnologías y medios habituales de regulación de tensión.

Para determinar la calidad de suministro se tendrá como mínimo las siguientes pautas:

1. Representación mediante un modelo de la red eléctrica adaptada de MT y BT;
2. Determinación de las tasas de avería objetivo alcanzables mediante acciones de mantenimiento, incluye prácticas de Trabajo Con Tensión (TCT), revisiones y adecuaciones;
3. Determinación de las tasas objetivo de frecuencia de interrupción para mantenimiento preventivo (no se debe contemplar interrupción en todos aquellos casos donde es factible el uso del TCT);
4. Incorporación de los sistemas de protección que sean convenientes técnica y económicamente (incorporación de recierre automático, seccionamiento, etc.); y
5. Determinación de los tiempos de reposición objetivo a partir de una razonable disposición de implementos y métodos operativos, habituales en empresas que hayan alcanzado un nivel de eficiencia óptimo a nivel latinoamericano.

Cumplidas las pautas indicadas en los numerales 1 a 5 anteriores, se procederá a calcular los índices de frecuencia media de interrupción por sistema (SAIFI), duración media de interrupción por sistema (SAIDI). A partir de los valores medios de estos índices se procederá a determinar las curvas de distribución de frecuencia y duración, utilizando como elemento de base las curvas de distribución reales de la Distribuidora para el sistema en estudio. Asimismo, deberán determinarse los valores de los índices (N) número de interrupciones por

cliente por semestre y (D) duración total de interrupciones por cliente por semestre, y verificar que estén dentro de las tolerancias dispuestas por la NTCSE o NTCSE, según corresponda.

El punto de inicio para la optimización de la red respecto de su calidad de servicio, mediante un modelo de cálculo, serán los circuitos representativos de las redes de distribución vinculados con el Valor Nuevo de Reemplazo del Sistema Económicamente Adaptado de la empresa modelo, considerando que sobre ellos se realizan mantenimientos convenientes y que disponen de los sistemas de protección adecuados, de forma de cumplir con la tasa objetivo de averías.

Los valores de frecuencia y duración media de interrupción por cliente y el resultado de porcentaje (%) de clientes excedidos del límite por área característica de mercado, se indicará en la siguiente tabla:

Tipo de Circuito Representativo de Zona Característica	Sector Típico y Zona	Interrupciones medias por Semestre					
		Cliente MT			Cliente BT		
		Frecuencia (Cantidad)	Duración (Horas)	% excedido de límite	Frecuencia (Cantidad)	Duración (Horas)	% excedido de límite
Urbano Muy Alta Densidad							
Urbano Alta Densidad							
Urbano Densidad Media							
Urbano Densidad Baja							
Urbano Rural							
Rural							
<b>Total Empresa Modelo</b>							

Se procederá a calcular las provisiones adicionales a las contempladas en la red adaptada para el cumplimiento de las tolerancias y reportes de la Calidad de Servicio, para lo cual se deberá calcular las inversiones y los costos de operación y mantenimiento necesarios.

Los resultados de los cálculos deberán ser obligatoriamente especificados, indicando las instalaciones eléctricas, equipos de protección y seccionamiento, redundancia de redes, enlaces, cierres y otros, asociados a la calidad del servicio eléctrico (producto y suministro), y serán presentados haciendo uso de los siguientes cuadros:

### Costos de Inversión

Inversión	US\$
Sistemas de cómputo calidad de suministro (Software, hardware.)	
Equipos de medición y registro de calidad de producto y suministro	
Equipamiento de protección, seccionamiento y maniobra MT.	
Equipamiento para trabajos con tensión en MT.	
Enlaces y cierres asociados a la calidad del servicio eléctrico.	
Otros (especificar)	
...	
<b>Total</b>	

### Costos de Operación y Mantenimiento Anual

<b>Operación y mantenimiento</b>	<b>US\$</b>
Mantenimiento de la documentación técnica AT, MT, BT y la vinculación cliente red.	
Procesamiento y reporte de las interrupciones y mediciones de calidad de suministro.	
Medición y procesamiento de la calidad de producto.	
Mantenimiento de equipamiento de protección, seccionamiento y maniobra MT.	
Operación de equipamiento de protección, seccionamiento y maniobra MT.	
Mantenimiento de enlaces y cierres asociados a la calidad del servicio eléctrico.	
Otros (especificar)	
...	
<b>Total</b>	

### **1.1.1 Balance de Potencia y Energía**

Se deberá determinar la demanda de potencia en Media Tensión y Baja Tensión a partir del Balance de Potencia y Energía considerando compras eficientes, pérdidas estándar y ventas eficientes.

El Balance de Potencia y Energía debe resumirse en el formato siguiente, de manera adicional a la presentada en el formato XI:

## Resumen del Balance de Energía y Potencia - Año XXXX

Día y hora de demanda máxima: .....

	Energía anual MW.h	Factor carga o factor de pérdidas	Potencia kW
Ingreso MT	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Pérdidas estándares MT	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Técnicas	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
No técnicas	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Ventas MT	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
MT1	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
MT2	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
MT3P	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
MT3FP	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
MT4P	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
MT4FP	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Otros (*)	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Ingreso BT	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Pérdidas estándares BT	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Técnicas	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Subestaciones MT/BT	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Redes BT - SP	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Acometidas	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Medidores	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
No técnicas	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Ventas BT	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
BT1	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
BT2	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
BT3P	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
BT3FP	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
BT4P	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
BT4FP	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
BT5A.A	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
BT5A.B	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
BT5B	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
BT5D	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
BT5E	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
BT5C-AP	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
BT6	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
BT7			
Otros (*)	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX

(\*) Pérdidas en exceso no reconocidas en las tarifas

NHUBTPP <sub>A</sub>	horas	XXX XXX
NHUBTPP <sub>B</sub>	horas	XXX XXX
NHUBT	horas	XXX XXX
NHUBTAP	horas	XXX XXX
NHUBTPRE	horas	XXX XXX
Demanda MT	kW	XXX XXX
Demanda BT	kW	XXX XXX

## 6.1.7 Optimización de los costos de operación y mantenimiento técnico

El cálculo de los costos de operación y mantenimiento técnico directos deberá realizarse de acuerdo a las siguientes etapas:

### 6.1.7.1 Optimización de los costos de operación y mantenimiento técnico

En esta etapa del estudio se optimizarán los costos de operación y mantenimiento técnico, luego de la optimización de las instalaciones de los sistemas eléctricos de la empresa, estudiando costos eficientes y adaptando las instalaciones a la demanda real, manteniendo todas las economías de escala y el aprovechamiento de la infraestructura (personal, instalaciones, etc.), en actividades anexas al suministro de electricidad a usuarios del sistema de distribución.

Se debe tener presente que el objetivo fundamental del estudio es establecer los costos para una empresa teórica operando en el país, eficiente en sus costos con instalaciones adaptadas a la demanda, técnico y económicamente óptimas cumpliendo las normas de calidad de servicio y demás normas técnicas vigentes en el país. La Empresa real será sólo un punto de partida o de referencia, del proceso de creación de la empresa modelo y es tarea del estudio establecer las características que tendría esta empresa teórica.

En la determinación de los costos de operación y mantenimiento técnicos se incluirán los costos de operación, mantenimiento preventivo y correctivo.

Los costos de operación de las instalaciones deberán corresponder a actividades y costos estándar de las instalaciones del sistema eléctrico optimizado.

Los costos del mantenimiento preventivo (revisiones, mediciones y adecuaciones) deberán responder a costos estándar, los que serán definidos como consecuencia de una atención adecuada de las instalaciones.

Los costos del mantenimiento correctivo estarán vinculados a la tasa de averías que deberían poseer las instalaciones luego de un proceso de mantenimiento preventivo estándar, aplicable durante su vida útil.

Entre las prácticas deberá considerarse el empleo de TCT (trabajos con tensión) en líneas aéreas de media tensión (MT).

Se deberá contemplar la determinación de las capacidades internas y externas requeridas para el desarrollo de las actividades de operación y mantenimiento, y se evaluará el desarrollo de dichas actividades a través de la tercerización. El trabajo a desarrollar en esta etapa incluye, entre otros aspectos, lo siguiente:

- Alquiler de oficinas en lugares diferentes a los existentes;
- Optimización de esquemas de operación y mantenimiento de redes (no considerando cierres y reservas innecesarias);
- Reemplazo de los servicios de contratistas por personal propio;
- Asignación a contratistas de tareas desempeñadas por personal propio; y
- Aplicación de tecnologías actuales técnica y económicamente eficientes.

En cada uno de los aspectos sometidos a evaluación se desarrollará un informe en un capítulo separado, que muestre y explique en detalle los cálculos y resultados. Así, el estudio deberá desarrollar la evaluación correspondiente y fundamentar cada uno de sus cálculos y conclusiones, explicitando las diferencias entre la empresa modelo y la empresa real.

Los costos unitarios del personal propio (directos e indirectos) surgirán del análisis comparativo de los valores reales, con los obtenidos en otras referencias como encuestas de mercado. Se adoptarán los valores que resulten más eficientes.

Las remuneraciones a utilizar serán totales, y no incluirán los eventuales ingresos por repartos de utilidades a los trabajadores.

En este rubro se considerará los costos de las actividades que correspondan a la Zona de Responsabilidad Técnica (ZRT) que asigne el Ministerio de Energía y Minas a la empresa.

#### 6.1.7.2 Cálculo de los costos unitarios estándar de operación y mantenimiento técnico

Los costos de operación y mantenimiento deberán verificarse a través del cálculo del Costo Unitario Estándar de Operación y Mantenimiento, los mismos que deberán calcularse siguiendo el siguiente proceso, que se llevará a cabo para todas las redes e instalaciones excepto para aquellas que correspondan a los sistemas eléctricos clasificados como SER, para los cuales se utilizarán los costos reales, con un máximo a establecer por el Osinergmin.

#### 6.1.7.3 Revisión y análisis de los siguientes parámetros de cálculo:

- a. Costos de Hora Hombre, en los casos pertinentes se considerarán similar al considerado en el cálculo del VNR;
- b. Costos de Horas Máquina, en los casos pertinentes se considerarán similar al considerado en el cálculo del VNR;
- c. Actividades de mantenimiento clasificadas en mantenimiento correctivo y preventivo;
- d. Tiempos estándar de reparación y mantenimiento de las instalaciones del sistema de distribución;
- e. Frecuencia de Mantenimiento de:
  - Redes de media tensión;
  - Subestaciones de distribución y de seccionamiento;
  - Redes de baja tensión; e
  - Instalaciones de alumbrado público.
- f. Tasa de falla de las instalaciones por tipo y nivel de tensión:
  - Redes de media tensión;
  - Subestaciones de distribución y de seccionamiento;
  - Redes de baja tensión; e
  - Instalaciones de alumbrado público.
- g. Alcance de la actividad de mantenimiento;
- h. Infraestructura óptima para el desarrollo de la actividad de operación:
  - Área geográfica de atención;
  - Cantidad de Guardias de Emergencia; y
  - Equipamiento.
- i. Cálculo del Costo Unitario Estándar por unidad de mantenimiento según lo siguiente:

Componentes del Sistema de Distribución	Costo Unitario Estándar de Mantenimiento
Red de media tensión aérea	S//km
Red de media tensión subterránea	S//km
Subestaciones de distribución tipo y de seccionamiento	S//subestación
Redes de baja tensión aérea	S//km
Redes de baja tensión subterránea	S//km
Transformador MT/BT	S//trafo y S//kVA
Instalaciones de alumbrado público	S//luminaria

- j. Cálculo de los costos de mantenimiento estándar, para lo cual se multiplicará las cantidades globales optimizadas agrupadas por las etapas del sistema de distribución, por los costos unitarios estándar de mantenimiento.
- k. Cálculo del Costo Estándar por Unidad de Operación (por sistema eléctrico o zona geográfica), en función de un eficiente dimensionamiento de la guardia de emergencia y equipamiento para cumplir con la labor. Debe tenerse en cuenta que el sistema de distribución se encuentra adecuadamente gestionada y con un nivel de mantenimiento adecuado.
- l. Cálculo del Costo Estándar de Operación y Mantenimiento Técnico Directo.
- m. Comparación de las tasas de falla, frecuencias de mantenimiento y costos unitarios estándar con valores estándar internacionales de empresas latinoamericanas similares que operen en condiciones de eficiencia.

### 6.1.8 Optimización de los costos de operación comercial y gestión de la reducción de pérdidas comerciales

Se deberá calcular los costos de operación comercial y de gestión eficiente para la reducción de las pérdidas comerciales.

Los costos de operación comercial se refieren a las actividades de gestión comercial y comercialización. La gestión comercial comprende la planificación, seguimiento y control de la ejecución de los procesos comerciales de modo de asegurar que estos se desarrollen dentro del marco de las metas establecidas. La comercialización contempla la ejecución específica de las actividades comerciales que están relacionadas con los costos asociados a la atención del cliente (reclamos, actualización de las condiciones de contrato de suministro, telegestión y atención personalizada), acciones comerciales (atención de nuevos suministros, cortes y reconexiones, reposición y mantenimiento de conexiones), gestión de morosidad, gestión de pérdidas, y cálculo de tarifas; diferenciando los costos asociados al usuario (control, lectura, facturación, reparto y cobranza) que se incluyen en los cargos fijos de facturación.

Al respecto, la empresa determinará indicadores estándar para cada una de las actividades comerciales, mediante los cuales verificará los costos asignables a la empresa modelo. Los indicadores estarán expresado en US\$/usuario y S//usuario (y otros que proponga la empresa) y discriminado por tarifa. Dichos indicadores deberán ser comparables con valores estándar internacionales de empresas latinoamericanas similares, que operen en condiciones de eficiencia.

Los costos asociados al usuario, son aquellos costos que resultan independientes de su demanda de potencia y energía, correspondientes a los costos unitarios de: lectura, procesamiento y emisión de la boleta/factura, su distribución y comisión de cobranza, considerando una gestión empresarial eficiente.

El cargo fijo de alumbrado público BT5C-AP, tomará en cuenta solo las actividades necesarias para la toma de lectura del consumo por alumbrado público, su procesamiento y facturación.

Para el cargo fijo aplicable a la opción tarifaria BT7 del servicio eléctrico prepago, se deberán tener en cuenta los criterios y metodología de la Resolución OSINERG N° 0442-2006-OS/CD, Decreto Supremo N° 007-2006-EM y su modificatoria Decreto Supremo N° 031-2008-EM.

Además, se determinarán cargos por lectura, procesamiento y reparto semestral para los sistemas urbano-rurales y rurales, así como el cargo fijo para el sistema de medición centralizada en BT.

		Cargos Fijos						Costos Totales
		CFE	CFS	CFH	CFEAP	CCSP	CFHCO	
Lectura	(US\$ / año )							
Facturación	(US\$ / año )							
Distribución de Facturas	(US\$ / año )							
Cobranza	(US\$ / año )							
Costos Totales	(US\$ / año )							

El desarrollo de redes de cobranza externa, debe efectuarse tomando como criterio la maximización de la comodidad del cliente como modalidad básica para su diseño, en este sentido se podrá considerar centros de atención que exclusivamente realicen dicha función, ubicados en lugares como supermercados, centros comerciales, oficinas comerciales u otras modalidades donde se asegure que el usuario pueda acceder sin dificultad y ser atendido dentro de tiempos razonables de espera.

Estas cifras se expresarán en dólares y en nuevos soles por mes y por usuario, al tipo de cambio (valor venta de la SBS) del 31 de diciembre del año anterior a la entrada en vigencia del nuevo VAD, con tres decimales.

Se debe determinar la estructura de cobranza óptima de la empresa Modelo, la cual se indicará en el cuadro siguiente (se agregará las modalidades de cobranza que se consideren necesarias).

Modalidad de Cobranza	Unidad	Costo	Número de Transacciones Mensuales Promedio	Participación
Oficinas Comerciales	US\$/mes-talón			
Centro Autorizados de Recaudación	US\$/mes-talón			
Banco por Ventanilla	US\$/mes-talón			
Banco por Internet	US\$/mes-talón			
Débito automático	US\$/mes-talón			
<b>TOTAL</b>				100.00%

### 6.1.9 Optimización de los costos indirectos

Se deberá analizar la estructura de la empresa óptima necesaria para el desarrollo de la actividad de distribución y otras anexas que desarrolla la Empresa, cumpliendo los objetivos de costos eficientes y aprovechando los costos de economía de escala. Es decir, estructurando la empresa modelo, desarrollando para lo cual, los servicios de administración, contabilidad, dirección y otros necesarios para el funcionamiento eficiente de la Empresa.

La asignación de los costos indirectos a las actividades directas se efectuará considerando los criterios señalados anteriormente, así como el margen de contribución de cada actividad regulada distinta al VAD, y las actividades no reguladas.

Se deberá presentar un resumen que contenga los porcentajes de asignación de los costos indirectos dentro de cada actividad de acuerdo a la siguiente tabla:

**Asignación de Costos Indirectos**

Descripción	Miles S/.	%
Distribución MT		
Distribución BT		
Alumbrado Público		
Gestión Comercial		
Operación Comercial		
Costo asociado al Usuario		
Generación Propia		
Transmisión		
Subestaciones		
Redes		
Otras Zonales		
Conexiones y Medidores		
Corte y Reconexión		
Apoyo en Postes		
Terceros y Otros		
Inversiones		
Red de Distribución en MT		
Calidad de Redes MT		
Subestaciones de Distribución		
Red de Distribución en BT		
Alumbrado Público		
Calidad de Redes BT		

Se deberá presentar los formatos VII al IX señalados en el Anexo N° 1.

### 6.1.10 Optimización de los costos adicionales de explotación

Se deberá incorporar como costos de OyM de la empresa modelo, el costo de aportes a los organismos reguladores, costo de capital de trabajo y otros (estudios técnicos y de regulación, entre otros) que sean pertinentes de acuerdo a la normatividad.

Respecto al capital de trabajo, está referido a la determinación del flujo de ingresos y egresos de la empresa modelo desde el primer día (como si se iniciasen las operaciones en ese momento) hasta el último día del periodo regulatorio de cuatro años, y la necesidad de financiamiento que de ello se deriva. Se considera el desfase producido entre la cobranza de las ventas y los desembolsos que la empresa modelo debe realizar en su operación, y se aplica un interés diario a los saldos negativos teniendo en cuenta la tasa anual de 12% prevista en la LCE. Dado que en la tarifa se

reconoce un costo anual, el costo de capital de trabajo a reconocer es el promedio de los cuatro años.

Concepto	Miles de \$/.
<b>Costos Aportes</b>	
MT	
BT	
AP	
Otras zonales	
<b>Total</b>	
<b>Costos del Capital de Trabajo</b>	
MT	
BT	
<b>Total</b>	
<b>Otros Costos</b>	
MT	
BT	
<b>Total</b>	

### 6.1.11 Resultados de costos de operación y mantenimiento totales

En el estudio se presentará el resultado de los costos de operación y mantenimiento directos y la asignación de los costos indirectos, así como los costos fijos asociados al usuario de acuerdo a los siguientes cuadros:

**TABLA DE ASIGNACIÓN DE COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO**  
**TOTAL EMPRESA**  
(En Miles de Nuevos Soles)

	Concepto	TOTAL	Costo de OyM Técnicos				Comercialización				Otros	
			Distribución MT	Distribución BT			Total	Gestión Comercial	Operación Comercial	Costo asociado al Usuario		Total
				SED	Servicio Particular	Alumbrado Público						
<b>Costos Directos</b>												
1	Materiales											
2	Supervisión Directa											
3	Personal Propio											
4	Servicio de Terceros											
5	Cargas Diversas y Otros											
6	Total											
<b>Costos Indirectos (Actividades de Apoyo)</b>												
1	Personal											
2	Materiales											
3	Servicio de Terceros											
4	Aporte Organismo Regulador											
5	Cargas Diversas y Otros											
6	Costo Capital de Trabajo											
7	Total											
<b>Asignación de Costo de Gestión Comercial</b>												
1	Materiales											
2	Supervisión Directa											
3	Personal Propio											
4	Servicio de Terceros											
5	Cargas Diversas y Otros											
6	Total											
<b>Asignación de Costo de Operación Comercial</b>												
1	Materiales											
2	Supervisión Directa											
3	Personal Propio											
4	Servicio de Terceros											
5	Cargas Diversas y Otros											
6	Total											
<b>Costos Totales de OyM</b>												

## Costos Asociados al Usuario

Tipo de Medición	Cargo	Número de Clientes	Costo Anual miles US\$	Costo Unitario US\$/cliente-mes
Simple medición de energía	CFE	XXX XXX	XXX XXX	XXX XXX,XX
Simple medición de potencia y/o simple o doble medición de energía	CFS	XXX XXX	XXX XXX	XXX XXX,XX
Doble medición (horaria) de energía y potencia	CFH	XXX XXX	XXX XXX	XXX XXX,XX
Simple medición de energía del AP	CFEAP	XXX XXX	XXX XXX	XXX XXX,XX
Cargo comercial prepago	CCSP	XXX XXX	XXX XXX	XXX XXX,XX
Simple medición de energía con medición centralizada	CFHCO	XXX XXX	XXX XXX	XXX XXX,XX
<b>Total</b>	<b>XXX XXX</b>	<b>XXX XXX</b>	<b>XXX XXX</b>	<b>XXX XXX,XX</b>

### 6.1.12 Presentación de los resultados comparativos

A partir de los estudios desarrollados, se completará la información de los cuadros pertinentes que se detallan en Anexo N° 1, en las líneas correspondientes a valores anuales y de los cuadros resúmenes con el prefijo “A”, denominándolos “Recopilación de Información”, y, los correspondientes a la Creación de la Empresa Modelo, subtitulando los cuadros con el prefijo “B”.

## 7 Etapa III: Evaluación de Cargos Adicionales

### 7.1 Proyectos de Innovación Tecnológica y/o Eficiencia Energética

Las empresas podrán presentar planes de inversión conteniendo proyectos de innovación tecnológica y/o eficiencia energética.

Los proyectos de innovación tecnológica, deberán comprender la aplicación de nuevas tecnologías nacionales e internacionales no aplicadas en la empresa, pero que tengan comprobada eficiencia.

Los proyectos propuestos estarán sujetos a la aprobación por parte de Osinergmin.

Las empresas podrán presentar proyectos de inversión para la incorporación de nuevas tecnologías en sus sistemas eléctricos, que permitan entre otras ventajas, optimizar la operación del sistema, reducir costos de operación y mantenimiento, mejorar la eficiencia energética, mejorar el aprovechamiento de las redes e instalaciones, obtener la mejora de los sistemas: de gestión y cómputo, telecomunicaciones, sistemas de transporte, investigación (realización de pruebas piloto) para la adaptación e incorporación de nuevas tecnologías para la mejora de la prestación del servicio y atención de los clientes, etc.

Para cada uno de los proyectos de inversión se debe presentar:

1. Memoria técnica con la descripción de cada proyecto de inversión, indicación de los antecedentes de aplicación, indicación de las ventajas obtenibles, costos involucrados de implementación, operación y mantenimiento, cálculo de la rentabilidad del mismo con los indicadores correspondientes (TIR, VAN y período de retorno); y su correspondiente programa de ejecución.
2. En el caso particular de los proyectos de eficiencia energética incluidos, se debe identificar y cuantificar la reducción de los costos de generación esperables para beneficio del sistema en general y de los usuarios en su tarifa, a efectos de la justificación de los proyectos.
3. Todos los proyectos presentados con sus costos y resultados económicos se deben presentar en una hoja de cálculo conteniendo el resumen de los cálculos conjuntos, adecuadamente priorizados en función de los indicadores económicos resultantes.
4. Los proyectos de innovación tecnológica y de eficiencia energética no podrán exceder el monto de 1% de los ingresos registrados de la empresa en el año anterior al de la fijación.

Los proyectos de inversión estarán sujetos a la evaluación y aprobación por parte del Osinergmin, quién revisara toda la documentación presentada, considerando especialmente las ventajas obtenibles y los beneficios para los usuarios.

Solo serán considerados para la inclusión en el VAD aquellos proyectos de inversión que resulten aprobados por el Osinergmin.

Los costos de los proyectos se reconocerán en el periodo tarifario y considera los costos de inversión (anualidad de inversión con una tasa de 12%), costos de operación y mantenimiento y/o costos remanentes de instalaciones reemplazadas.

Los costos a reconocer de los proyectos de innovación tecnológica y/o eficiencia energética están limitados a 1% de los ingresos de la empresa del año anterior al de la fijación.

Para el caso de las empresas eléctricas bajo el ámbito del FONAFE, los proyectos de innovación tecnológica y/o eficiencia energética a considerar pueden ser los aprobados en el PIDE, lo cual deberá ser solicitado por la empresa para evaluación de Osinergmin. Se verificará que no se dupliquen los costos.

## **7.2 Plan de Reemplazo Gradual a Sistemas de Medición Inteligente**

Todas las empresas concesionarias, deberán presentar un Plan de Adecuación y/o Cambio de los sistemas de medición actuales, por medidores o sistemas de medición inteligentes.

El plan de adecuación y/o cambio deberá contemplar todas las opciones tarifarias. Las empresas podrán proponer opciones de simplificación de las opciones y sistemas de medición, que se justifiquen técnica y económicamente.

Las empresas podrán proponer en el estudio un plan gradual de reemplazo a sistemas de medición inteligente (SMI), según las disposiciones del Artículo 163 del Reglamento de la LCE y considerando un horizonte de implementación de hasta 8 años, de conformidad con la décima disposición complementaria transitoria del DS 018-2016-EM. En ese sentido, las empresas deben presentar un plan gradual de reemplazo a SMI de ocho años, que considere en una primera etapa el desarrollo de proyectos pilotos de SMI en el periodo de regulación y en una segunda etapa el reemplazo a SMI. Los proyectos y planes deben detallar los costos y sus sustentos, el mercado objetivo, el esquema del sistema de medición inteligente y su justificación y sustento, las características de los medidores, concentradores y sistemas de comunicación, el programa de ejecución, etc. Los proyectos pilotos deberán tener una duración no menor a 18 meses, considerando la instalación y seguimiento de los SMI, a efectos de evaluar los resultados y costos de los diferentes aspectos de los SMI, así como para evaluar los beneficios para los usuarios. Los proyectos que se tomen en cuenta deberán considerar el cumplimiento de las normativas vigentes que sean pertinentes. Para el caso de las empresas eléctricas bajo el ámbito del FONAFE, los proyectos de sistemas de medición inteligente a considerar pueden ser los aprobados en el PIDE, lo cual deberá ser solicitado por la empresa para evaluación de Osinergmin. Se verificará que no se dupliquen los costos.

La empresa deberá presentar una memoria indicando las características y especificaciones técnicas de los equipamientos de medición propuestos a instalar en cada una de las opciones tarifarias. En la memoria se deberán incluir las referencias de uso de los sistemas de medición propuestos, en otros países y/o sistemas eléctricos.

Deberá indicarse y cuantificarse las ventajas y las ganancias de eficiencia y beneficios para los usuarios obtenibles. El plan propuesto dentro del periodo tarifario deberá contemplar el desarrollo de un plan de cambio total de los sistemas de medición, el cual no debe exceder el término de 8 años para su implementación total.

La empresa deberá presentar un resumen del plan propuesto indicando la cantidad de medidores a cambiar por año en cada opción tarifaria y los costos involucrados.

El plan propuesto estará sujeto a la aprobación de Osinergmin. En caso corresponda, los proyectos de reemplazo a sistemas de medición inteligente a considerar son los aprobado en el PIDE y aplicando el criterio de no duplicidad.

Siendo que las tecnologías de medidores inteligentes cubren una amplia gama de funcionalidades y características, a continuación, se indican algunos criterios sobre las características y funcionalidades mínimas que deben tener dichos equipos, considerando siempre que no existe una única solución a aplicable a toda la realidad de Perú. Las condiciones geográficas y de densidad de clientes serán relevantes al momento de seleccionar las tecnologías.

1. Registros de energía y potencia en períodos que no superen el lapso de 15 minutos, adecuándose a las condiciones de intervalos de medida utilizados por el COES-SINAC.
2. Medición bidireccional, positivo aditivo. Posibilidad de medir tanto los retiros de electricidad que el usuario efectúe de la red como eventuales inyecciones que el usuario efectúe al sistema. La componente reactiva deberá ser considerada en ambas direcciones.
3. El canal de comunicación debe permitir a la empresa, obtener lectura de la demanda y eventualmente emitir órdenes al medidor para realizar tareas específicas.
4. El medidor debe estar conectado a un sistema que permita informar al cliente en tiempo real sobre su uso actual u otra información que ayude al cliente a gestionar el costo y uso de la electricidad.
5. Corte-reposición remoto. Posibilidad de efectuar el corte y reposición del suministro, de manera remota sin necesidad de apersonarse al punto de suministro.
6. Posibilidad de limitación de potencia consumida por el usuario, para gestión de planes de control de la demanda.
7. Opciones multi-tarifas / Tiempo de Uso y precios flexibles. Posibilidad que el usuario pueda optar en línea por distintas opciones tarifarias.
8. Alerta de ausencia de tensión: Capacidad de comunicar a la central que el equipo no tiene tensión lo que puede estar asociado a una falla del sistema.

En este sentido, considerando siempre que las diversas tecnologías de medidores inteligentes presentan ventajas y desventajas dependiendo de las particularidades de la empresa que seleccione una tecnología, para la evaluación respectiva se analizarán los siguientes aspectos.

1. Arquitectura e infraestructura tecnológica.
2. Adaptabilidad a la topografía del terreno.
3. Adaptabilidad a las condiciones operativas de las conexiones de los clientes.
4. Adaptabilidad a las condiciones ambientales.
5. Adaptabilidad al estado operativo de la red eléctrica.
6. Adaptabilidad a la longitud de la red.
7. Adaptabilidad al tipo de transformadores de distribución.
8. Capacidad de transmisión de información y confiabilidad operativa
9. Complejidad de mantenimiento.
10. Seguridad de la información / Sistemas de recuperación.
11. Capacidad para identificar fallas en el sistema de comunicación.
12. Instalación.
13. Compatibilidad con la mayoría de los medidores del mercado.
14. Costo por unidad instalada.
15. Costos de mantenimiento.
16. Experiencia en la aplicación de la tecnología.

### 7.3 Mejora de la calidad de suministro

De acuerdo a lo definido en el D.L. 1221, se debe considerar la aplicación de incentivos para mejorar la calidad de suministro, según los proyectos de inversión que se propongan para mejorar la calidad de suministro.

En este sentido, se considerará como punto de partida, la calidad media real de la empresa en el año base, a partir del cual se establecerá una situación objetivo definida en función de las características de cada empresa a la finalización del período tarifario incluyendo una hoja de ruta para alcanzar ese objetivo, mediante la inclusión de incentivos y penalizaciones simétricas en la tarifa.

Así, se establecerá un régimen de incentivos para mejora de la calidad de suministro media por empresa. Este mecanismo actuará como un incentivo a la inversión para la mejora de la calidad de suministro incorporando en las tarifas un cargo adicional para el desarrollo de estos proyectos de inversión, limitado a un porcentaje igual al 5% del VADMT.

Por otro lado, teniendo en cuenta que actualmente existe un mecanismo de seguimiento de la calidad a través de indicadores de desempeño, de acuerdo a la Resolución Ministerial N° 163-2011MEM/DM, y lo establecido en el D.L. 1221 se han adoptado los mismos indicadores para el reporte y control de la calidad de suministro (SAIFI y SAIDI).

Los valores objetivo de Desempeño Esperado (DE) deberán ser definidos para cada empresa sobre la base de la calidad que se espera obtener para las redes reales, mantenidas y operadas en condiciones de eficiencia, con los sistemas de protección funcionando de manera eficiente y considerando las inversiones y acciones adicionales de explotación aplicables. Dichos valores objetivos serán propuestos por las empresas concesionarias para el periodo de fijación.

Los valores propuestos estarán sujetos a la aprobación del Osinergmin, quien efectuará la supervisión del cumplimiento de la propuesta aprobada.

A efectos de evaluar el factor de reajustes, podrán tomarse como referencia proyectos de inversión para mejora de la calidad de suministro, entre otros los siguientes conceptos:

- Conexión a tierra del neutro MT.
- Instalación de equipamiento de recierre y seccionalización automáticos.
- Análisis de la coordinación de los sistemas de protección existentes y/o ajuste o adecuación de los mismos.
- Aplicación de sistemas de indicación de la ubicación de las fallas.
- Aplicación de Técnicas de Trabajo con tensión en MT.
- Análisis y adecuación de los sistemas de protección contra sobretensiones.

Los proyectos de inversión tomados a manera referencial deberán contar con una memoria descriptiva de los mismos, la indicación de las mejoras, ganancias de eficiencia y beneficios de los usuarios obtenibles en la calidad de suministro y su justificación técnico-económica.

El incentivo que se otorgará al inicio del periodo tarifario corresponderá a la estimación del factor de reajuste para alcanzar los valores objetivos al término del periodo tarifario, desde los valores reales. La evaluación se efectuará por sistema eléctrico. En caso de incumplimiento, la penalización corresponderá a la devolución de los costos otorgados considerando la tasa de 12%.

Se efectuará el seguimiento de los indicadores para el periodo de adecuación de dos años y la verificación del cumplimiento a partir del tercer año del periodo de fijación.

Los valores de Desempeño Esperado (DE) (Objetivo) deben ser definidos para cada empresa sobre la base de calidad esperable en las redes reales, mantenidas y operadas en condiciones de eficiencia y con adecuados sistemas de protección.

En el caso de las empresas bajo el ámbito del FONAFE, deberán considerar los proyectos de mejora de calidad de suministro de sus sistemas, aprobados en el PIDE, como parte del factor de reajuste. En dicha situación, se retiran de la anualidad a incorporar en el VAD por el PIDE. En caso corresponda, los proyectos de mejora de la calidad del servicio a considerar son los aprobado en el PIDE y aplicando el criterio de no duplicidad.

#### **7.4 Incorporación de los costos del PIDE**

Para las empresas bajo el ámbito del FONAFE, se incorporará los costos de inversión, operación y mantenimiento, y su demanda asociada, del Plan de Inversión en Distribución Eléctrica que corresponda, aprobado por Osinergmin.

### **8 Determinación del VAD**

---

El cálculo del valor agregado de distribución corresponde a la determinación de los siguientes valores con base a los costos y VNR adaptado de la empresa modelo.

En el caso de los sectores de distribución típicos en el ámbito de la LCE:

- CF Cargo Fijo de operación comercial en S/. por cliente año
- VADMT Valor Agregado de Distribución MT en S/. por kW.año
- VADSED Valor Agregado de Distribución SED en S/. por kW.año
- VADBT Valor Agregado de Distribución BT en S/. por kW.año

En el caso de los sectores de distribución típicos en el ámbito de la LGER:

- CF Cargo Fijo de operación comercial en S/. por cliente año
- VADMT\_SER Valor Agregado de Distribución MT en S/. por kW.año
- VADSED\_SER Valor Agregado de Distribución SED en S/. por kW.año
- VADBT\_SER Valor Agregado de Distribución BT en S/. por kW.año

El estudio debe contemplar el reconocimiento en el VAD de los planes de innovación tecnológica, eficiencia energética y cambio de sistemas de medición.

Adicionalmente, para las empresas comprendidas en el ámbito administrativo del FONAFE, se incluirá el reconocimiento de los respectivos planes de inversión aprobados.

Además, el Estudio comprende el cálculo de las pérdidas estándar técnicas y comerciales (energía y potencia) a nivel de MT, SED y BT con respecto a los valores demandados de cada etapa, la determinación de los factores de economía de escala y la determinación de las fórmulas de reajuste del VAD y del CF.

Los valores correspondientes se calcularán según se indica a continuación.

## 8.1 Cargos Fijos

Los cargos fijos de atención al cliente se calcularán de acuerdo a la siguiente relación:

$$CF = \frac{CCCL}{NCL}$$

Donde:

- CCCL = Costo comercial de atención al cliente, representa los costos directos en que debe incurrir la empresa modelo para realizar toma de lectura, procesamiento, emisión, distribución y cobranza a toda la clientela según opciones tarifarias. No incluye la gestión de cobranza de morosos (costos y reconexiones).
- NCL = Número total de usuarios servidos.

Luego de calcular el cargo fijo de atención al cliente total, estos cargos serán desagregados por segmentos de clientes de acuerdo al tipo de medición:

Parámetro	Descripción	Tipo de Medición
CFE	Cargo fijo mensual para medición simple de energía (S./mes).	Simple medición de energía
CFS	Cargo fijo mensual para opción tarifaria de potencia (contratada y/o variable) y simple medición de energía o doble medición de energía (S./mes).	Simple medición de potencia y/o simple o doble medición de energía
CFH	Cargo fijo mensual para opción tarifaria horaria (S./mes).	Doble medición (horaria) de potencia y energía
CFEAP	Cargo fijo mensual para el alumbrado público (S./mes)	Simple medición de energía del AP
CCSP	Cargo comercial del servicio prepago	Cargo comercial prepago
CFHCO	Cargo fijo para el sistema de medición centralizado en BT	Simple medición de energía con medición centralizada BT

		Cargos Fijos Mensuales						Total Promedio
		CFE	CFS	CFH	CFEAP	CCSP	CFHCO	
CCCL (Costo Comercial de Atención al Cliente)	(US\$ / año)							
NCL (Número de Clientes)	(clientes)							
<b>CARGO FIJO MENSUAL</b>	(US\$ / cliente)							

Con los cálculos realizados por opciones tarifarias, se determinará un valor promedio ponderado que será de aplicación para todos los clientes de cada una de las concesionarias, clasificando las mediciones en dos grupos:

- Mediciones de simple lectura
- Mediciones con relevamiento de registros

## 8.2 Valor Agregado de Distribución MT (VADMT)

Para la aplicación del VADMT se obtendrá un valor mensual, para lo cual se debe seguir el siguiente procedimiento: aplicar a la aVNR un factor que considere flujos mensuales equivalentes a la anualidad; así, para una tasa de actualización de 12%, el factor es igual a 0,079073. El costo de operación y mantenimiento mensual se obtiene dividiendo el costo anual respectivo por 12.

### 8.2.1 Valor Agregado de Distribución MT (VADMT)

La expresión a aplicar para obtener el VAD anual es:

$$VADMT = \frac{(aVNRMT + OyMMT)}{(MWMT)}$$

Donde:

aVNRMT = Anualidad correspondiente a las inversiones de media tensión (MT) económicamente adaptadas (VNRMT adaptado) de la empresa modelo.

OyMMT = Costos de operación y mantenimiento anual de la red de MT económicamente adaptada establecidos para la empresa modelo.

MWMT = Potencia máxima demandada a nivel de MT para las horas de punta excluyendo las pérdidas técnicas estándar de la red de MT.

### 8.2.2 Valor Agregado de Distribución MT SER (VADMT\_SER)

Se calcula solo para el sector típico de los SER.

El VAD a nivel de MT se determinará conforme a lo especificado en el Título VII del D.S. N° 025-2007-EM Reglamento de la Ley General de Electrificación Rural.

La expresión a aplicar para obtener el VAD anual es:

Para inversiones 100% de propiedad del Estado:

$$VADMT\_SER = \frac{(aVNRMT \times FFR + OyMMT)}{(MWMT)}$$

Para inversiones 100% de propiedad de la Concesionaria y Otras Entidades:

$$VADMT\_SER = \frac{(aVNRMT + OyMMT)}{(MWMT)}$$

Donde:

aVNRMT = Anualidad correspondiente a las inversiones de media tensión (MT) económicamente adaptadas (VNRMT adaptado) de la empresa modelo.

OyMMT = Costos de operación y mantenimiento anual de la red de MT económicamente adaptada establecidos para la empresa modelo.

MWMT = Potencia máxima demandada a nivel de MT para las horas de punta, excluyendo las pérdidas técnicas estándar de la red de MT.

FFR = Factor del Fondo de Reposición. Se determinará de acuerdo a lo establecido en la Décimo Primera Disposición Transitoria del RLGER.

### **8.3 Valor Agregado de Distribución SED (VADSED)**

Para la aplicación del VADSED se obtendrá un valor mensual, para lo cual se debe seguir el siguiente procedimiento: aplicar a la aVNR un factor que considere flujos mensuales equivalentes a la anualidad; así, para una tasa de actualización de 12%, el factor es igual a 0,079073. El OyM mensual se obtiene dividiendo el OyM anual entre 12.

Considera sólo las subestaciones de distribución, para este efecto se deben considerar las inversiones (VNR) y costos de operación y mantenimiento (OyM) a nivel de las subestaciones de distribución MT/BT.

#### **8.3.1 Valor Agregado de Distribución SED (VADSED)**

La expresión a aplicar para obtener el VAD anual es:

$$VADSED = \frac{(aVNRSED + OyMSED)}{(MWBT)}$$

Donde:

aVNRSED = Anualidad correspondiente a las inversiones de las subestaciones de distribución MT/BT económicamente adaptadas (VNRSED adaptado) de la empresa modelo.

OyMSED = Costos de operación y mantenimiento anual de las subestaciones de distribución MT/BT económicamente adaptada establecidos para la empresa modelo.

MWBT = Potencia máxima demandada a nivel de BT (lado primario de la subestación MT/BT) para las horas punta, excluyendo las pérdidas estándar (técnicas y comerciales).

### 8.3.2 Valor Agregado de Distribución SED SER (VADSED\_SER)

Se calcula solo para el sector típico de los SER.

El VAD a nivel de SED se determinará conforme a lo especificado en el Título VII del D.S. N° 025-2007-EM - Reglamento de la Ley General de Electrificación Rural.

La expresión a aplicar para obtener el VAD anual es:

Para inversiones 100% de propiedad del Estado:

$$VADSED\_SER = \frac{(aVNRSED \times FFR + OyMSED)}{(MWBT)}$$

Para inversiones 100% de propiedad de la Concesionaria y Otras Entidades:

$$VADSED\_SER = \frac{(aVNRSED + OyMSED)}{(MWBT)}$$

Donde:

aVNRSED = Anualidad correspondiente a las inversiones de las subestaciones de distribución MT/BT económicamente adaptadas (VNRSED adaptado) de la empresa modelo.

OyMSED = Costos de operación y mantenimiento anual de las subestaciones de distribución MT/BT económicamente adaptada establecidos para la empresa modelo.

MWBT = Potencia máxima demandada a nivel de BT (lado primario de la subestación MT/BT) para las horas punta, excluyendo las pérdidas estándar (técnicas y comerciales).

FFR = Factor del Fondo de Reposición. Se determina de acuerdo a lo establecido en la Décimo Primera Disposición Transitoria del RLGER.

### 8.4 Valor Agregado de Distribución BT

Para la aplicación del VAD se obtendrá un valor mensual, para lo cual se debe seguir el siguiente procedimiento: aplicar a la aVNR un factor que considere flujos mensuales equivalentes a la anualidad; así para una tasa de actualización de 12%, el factor es igual a 0,079073. El OyM mensual se obtiene dividiendo el OyM anual entre 12.

#### 8.4.1 Valor Agregado de Distribución BT (VADBT)

La expresión a aplicar para obtener el VAD anual de todo el sector típico (SED más Redes) es:

$$VADBT = \frac{(aVNRBT + OyMBT)}{MWBT}$$

Donde:

aVNRBT = Anualidad correspondiente a las inversiones asignados al mercado en redes de baja tensión BT (SE MT/BT + Red BT+ Instalaciones de Alumbrado Público) económicamente adaptadas (VNRBT adaptado) de la empresa modelo y otros activos fijos requeridos para el desarrollo de la actividad de distribución de la empresa modelo.

OyMBT = Costos de operación y mantenimiento anual asignados al mercado de la red de BT (SE MT/BT + Red BT + Instalaciones de Alumbrado Público) económicamente adaptada establecidos para la empresa modelo.

MWBT = Potencia máxima demandada a nivel de BT (lado primario de la subestación MT/BT) para las horas punta, excluyendo las pérdidas estándar (técnicas y comerciales).

#### 8.4.2 Valor Agregado de Distribución BT SER (VADBT\_SER)

Se calcula solo para el sector típico de los SER.

El VAD a nivel de BT se determinará conforme a lo especificado en el Título VII del D.S. N° 025-2007-EM - Reglamento de la Ley General de Electrificación Rural. 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 Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) y la tasa de actualización señalada en la LCE. Los costos totales se expresarán por unidad de potencia tomando la demanda máxima establecida para la empresa modelo.

La expresión a aplicar para obtener el VAD anual es:

Para inversiones 100% de propiedad del Estado:

$$VADBT\_SER = \frac{(aVNRBT \times FFR + OyMBT)}{(MWBT)}$$

Para inversiones 100% de propiedad de la Concesionaria y Otras Entidades:

$$VADBT\_SER = \frac{(aVNRBT + OyMBT)}{(MWBT)}$$

Donde:

aVNRBT = Anualidad correspondiente a las inversiones que atienden el mercado en BT (SE MT/BT + Red BT + Instalaciones de Alumbrado Público + Conexiones) económicamente adaptadas (VNRBT adaptado) de la empresa modelo y otros activos fijos requeridos para el desarrollo de la actividad de distribución de la empresa modelo.

OyMBT = Costos de operación y mantenimiento anual de las instalaciones que atienden el mercado en BT (SE MT/BT + Red BT + Instalaciones de Alumbrado Público + Conexiones) económicamente adaptada establecidos para la empresa modelo.

MWBT = Potencia máxima demandada a nivel de BT (lado primario de la subestación MT/BT) para las horas punta, excluyendo las pérdidas estándar (técnicas y comerciales) de la red de BT.

FFR = Factor del Fondo de Reposición. Se determinará de acuerdo a lo establecido en la Décimo Primera Disposición Transitoria del RLGGER.

Finalmente, se determinará un VAD a nivel empresa para media tensión, SED y baja tensión, los cuales serán ponderados utilizando la máxima demanda por sistema eléctrico, de conformidad con el Artículo 147 del Reglamento de la LCE.

## 8.5 Pérdidas estándar de distribución en potencia y energía.

A partir de los resultados obtenidos en los estudios de la empresa modelo se calcularán las Pérdidas Técnicas Estándar de Energía y Potencia para los Sistemas Económicamente Adaptados.

Asimismo, los valores resultantes serán incluidos dentro del balance de energía y potencia del sistema eléctrico, conforme se indica en el Formato VI para el año indicado.

Las pérdidas estándar de distribución estarán desagregadas en:

- Pérdidas en las redes de MT;
- Pérdidas en las Subestaciones de Distribución MT/BT y otras;
- Pérdidas en las redes de BT;
- Pérdidas en las acometidas; y
- Pérdidas en los medidores.

Se debe tener presente que en las pérdidas en BT, dado que la medición del AP se efectúa a nivel de las SED, no contienen las pérdidas de las redes y equipos de AP (lámpara y accesorios de encendido).

Los factores de expansión de pérdidas serán aplicables a nivel empresa, para lo cual se determinarán factores ponderados a través de la máxima demanda por sistema eléctrico.

## 8.6 Factores de economía de escala

Los factores de economía de escala consideran la variación de los costos del Valor Agregado de Distribución básico y de los cargos fijos de los clientes, debido a la variación relativa de las inversiones y costos fijos respecto a las ventas de electricidad por incremento del número de clientes y/o del consumo unitario de los clientes.

Solo se aplica para el ajuste del VAD básico y los Cargos fijos.

Para este fin debe realizarse una simulación que permita efectuar los análisis de sensibilidad de los costos fijos y variables.

La fórmula de cálculo del factor de economía de escala (FEE) es:

$$FEE = \frac{P_{fc} + (1 + t_c) \times P_{vc}}{(1 + t_c)}$$
$$= \frac{(1 + t_c \cdot P_{vc})}{(1 + t_c)}$$

Donde:

$P_{fc}$  = proporción fija del costo.

$P_{vc}$  = proporción variable del costo.

$t_c$  = tasa de crecimiento anual de clientes y/o demanda.

Para el VAD se considerará como proporción fija de las redes, el costo de inversión correspondiente al desarrollo de la red de MT y BT en zonas con crecimiento de demanda vertical, mientras que la proporción variable corresponde al crecimiento horizontal de las redes y al incremento de potencia y acometidas a SET y SED en zonas de crecimiento vertical. Respecto de los costos de OyM solo se considerarán variables los costos directos.

Para los costos fijos comerciales por cliente solo se considerarán como variables los costos directos.

Los factores de economía de escala no serán aplicables para el ajuste del VAD de las empresas del grupo 2 (empresas bajo la administración de FONAFE). Dichos valores se calcularán en forma anual empleando el respectivo plan de inversiones aprobado.

## 8.7 Formula de reajuste

Con los resultados obtenidos para los costos indicados en 8.1, 8.2 y 8.3 se deben obtener las correspondientes estructuras de costos de los valores agregados por concepto de costos de distribución, desglosados en los términos que se señalan más adelante, acompañados de una propuesta de fórmulas de indexación de los principales componentes.

Así, deben calcularse los siguientes factores de actualización según corresponda:

### Sectores Típicos LCE

VADMT : FAVADMT

VADSED : FAVADSED

VADBT : FAVADBT

CF : FACF

### Sectores Típicos LGER

VADMT\_SER : FAVADMT\_SER

VADSED\_SER: FAVADSED\_SER

VADBT\_SER : FAVADBT\_SER

CF : FACF

Para la elaboración de las fórmulas de indexación, la empresa tomará en cuenta la incidencia de la estructura de costos de los siguientes parámetros:

- h) Mano de Obra;
- i) Productos Nacionales;
- j) Productos Importados; y
- k) Precio del Cobre y Aluminio.

Para cada una de estas variables deben proponerse los factores de incidencia por parámetro y sector típico.

Además, se propondrá índices de reajuste aplicables basados en publicaciones de organismos oficiales y revistas especializadas, proporcionando los valores base, al 31 de diciembre del año anterior.

## 8.8 Cargos Adicionales del VAD

Los cargos adicionales del VAD comprenden los rubros de:

## 1. Innovación tecnológica y eficiencia energética, y reemplazo a sistemas de medición inteligente

A los efectos que las empresas dispongan de financiamiento anticipado a partir de la vigencia del nuevo cuadro tarifario para las inversiones al inicio del periodo tarifario, se calculará el valor presente de la remuneración estimada para la realización de los proyectos dentro de los cuatro años del periodo regulatorio.

El valor presente de la remuneración adicional para los proyectos de innovación tecnológica, eficiencia energética y reemplazo a sistemas de medición inteligente, se calculará de la siguiente manera:

$$V_{PRA} = \sum_{n=1}^{n=4} \frac{aVNR_n + OyM_n}{(1+i)^{n-1}}$$

Donde:

$V_{PRA}$  : Valor presente de la remuneración adicional.

$aVNR_n$  : Anualidad del VNR para proyectos en el año n. En el caso de los proyectos de innovación tecnológica y/o eficiencia energética el periodo de recuperación será igual a 4, y, en el caso del plan gradual de reemplazo a SMI, el periodo se aplicará según lo dispuesto en el Artículo 163 del Reglamento de la LCE. La tasa de actualización será la indicada en el Artículo 79 de la LCE.

$OyM_n$  : Costos de operación y mantenimiento directos para los proyectos en el año n.

$i$  : Tasa de interés anual según el Artículo 79 de la LCE.

$n$  : Número de años a considerar, igual a 4.

Se incorporará en el VAD resultante, considerando el valor presente de los proyectos en el nivel de tensión que corresponda.

El cargo para el VAD por innovación tecnológica, eficiencia energética y cambio de sistemas de medición, se calculará mediante la siguiente expresión, considerando el valor presente de los proyectos aprobados:

$$Cargo = \frac{V_{PRA}}{POT_{NT-0}}$$

$POT_{NT-0}$ : Potencia máxima demandada al año 0 en cada nivel de tensión (MT y BT) utilizada para el cálculo del VAD. Corresponde a la potencia máxima en las horas de punta, excluyendo las pérdidas estándar en ese nivel de tensión (MWMT o MWBT).

## 2. Factor de Reajuste del VAD en MT por calidad de suministro

El ajuste por los resultados de calidad de suministro será calculado por el Osinergmin de acuerdo con la propuesta de valores objetivos que se consigne en el estudio y la estimación del factor de reajuste que apruebe Osinergmin.

### 3. Planes de Inversión en Distribución Eléctrica (PIDE)

Para la EDEs, pertenecientes al FONAFE, se considerarán los planes de inversión aprobados para el período tarifario como parte de la remuneración, incluyendo su anualidad al VAD.

Los costos de inversión y los costos de operación y mantenimiento asociados a la inversión aprobada, se incorporarán, considerando para la determinación de la anualidad de esta inversión, la vida útil establecida para el VAD (30 años) y la tasa de actualización establecida en el Artículo 79 de la LCE.

Esta remuneración adicional por la incorporación de inversiones se debe agregar al VAD, del nivel de tensión correspondiente, durante el período tarifario. Solo se incluirán las inversiones aprobadas por el Osinergmin a través del PIDE.

Por lo que el valor ajustado del VAD será:

$$VAD_{NT} = \frac{aVNR_{NT-0} + OyM_{NT-0} + \sum_{n=1}^{n=4} \frac{a\Delta VNR_{NT(n)} + \Delta OyM_{NT(n)}}{(1+i)^{n-1}}}{POT_{NT-0} + \sum_{n=1}^{n=4} \frac{\Delta POT_{NT(n)}}{(1+i)^{n-1}}}$$

Donde:

- $VAD_{NT}$ : es el VAD en el nivel de tensión (NT) que corresponda
- $aVNR_{NT-0}$ : es la anualidad del VNR en el nivel de tensión que corresponda
- $OyM_{NT-0}$ : costo de operación y mantenimiento en el nivel de tensión que corresponda
- $POT_{NT-0}$ : potencia máxima demandada en el nivel de tensión que corresponda
- $a_n$ : anualidad calculada para la tasa de actualización establecida en el artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas (12% real anual) y la vida útil de 30 años
- $a\Delta VNR_{NT(n)}$ : anualidad del VNR adicional del año n en el nivel de tensión que corresponda
- $\Delta OyM_{NT(n)}$ : costo de operación y mantenimiento adicional del año n del nivel de tensión que corresponda
- $\Delta POT_{NT(n)}$ : demanda adicional del año n del nivel de tensión que corresponda
- $i$ : Tasa de interés anual según el Artículo 79 de la LCE.
- $n$ : Número de años a considerar, igual a 4.

## 9 Informes del Estudio

---

Los informes deberán ser presentados a Osinergmin a través de carta suscrita por el representante legal de la empresa de distribución eléctrica. Asimismo, deberán estar debidamente foliados, con el sello y/o la firma del responsable o responsables de su elaboración.

Los informes contendrán la descripción, análisis, metodologías, cálculos, conclusiones, resultados y sustentos de las actividades desarrolladas como parte del Estudio VAD, según corresponda. Se entregarán en medio impreso (un original) y en medio electrónico (formato doc), junto con todos los archivos utilizados en los informes (bases de datos, hojas de cálculo, tablas de datos, programas de cálculo, modelos de cálculo, estudios complementarios, sustentos, etc.). Además, se presentará un archivo en formato pdf, donde se integrarán los textos, tablas, gráficos y anexos del informe, de tal manera que se refleje el presentado en medio impreso.

La redacción de los informes considerarán el Sistema Legal de Unidades de Medida del Perú<sup>2</sup>.

Los informes a presentar son los siguientes:

1. Informe de Recopilación de Información del Estudio de Costos del VAD.
2. Informe del Estudio de Costos del VAD.
3. Informe del Estudio de Costos del VAD Definitivo.

### 9.1 Informe de Recopilación de Información del Estudio de Costos del VAD

Comprende la descripción, análisis, metodologías, cálculos, conclusiones, resultados y sustentos de la Etapa I del Estudio VAD, según las pautas indicadas en el Numeral 5, incluyendo los Formatos del Anexo N° 1 (Formatos A).

### 9.2 Informe del Estudio de Costos del VAD

Comprende la descripción, análisis, metodologías, cálculos, conclusiones, resultados y sustentos de las Etapas I, II, III y IV del Estudio VAD, según las pautas indicadas en los Numerales 5, 6, 7 y 8, incluyendo los Formatos del Anexo N° 1 (Formatos A y Formatos B).

El informe contendrá los siguientes documentos:

1. Resumen Ejecutivo
2. Informe del Estudio de Costos del VAD
3. Informe de los Resultados Relevantes

Los documentos señalados se deberán elaborar según la siguiente estructura:

#### **Resumen Ejecutivo**

---

<sup>2</sup> Ley N° 23560

1. Objetivo
2. Antecedentes
3. Creación de la Empresa Modelo
  - a. Caracterización del Mercado Eléctrico
  - b. Balance de Energía y Potencia
  - c. Tipo de Sistema y Tecnología Adaptada
  - d. Costos Estándar de Inversión
  - e. Optimización de las Instalaciones Eléctricas y No Eléctricas
  - f. Valor Nuevo de Reemplazo
  - g. Costos Estándar de Operación y Mantenimiento
  - h. Pérdidas Estándar de Energía y Potencia
  - i. Calidad de Servicio Eléctrico
4. Factor de Reajuste para la Mejora de la Calidad de Suministro
5. Proyectos de Innovación Tecnológica y/o Eficiencia Energética
6. Sistemas de Medición Inteligente
7. Incorporación de Planes de Inversión en Distribución Eléctrica (solo empresas bajo el ámbito del FONAFE)
8. Resultados

### **Informe del Estudio de Costos del VAD**

1. OBJETIVO
2. ANTECEDENTES
3. RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN
  - a. Recopilación de la Información
  - b. Formatos A
4. CREACIÓN DE LA EMPRESA MODELO
  - a. Caracterización del Mercado Eléctrico
  - b. Balance de Energía y Potencia
  - c. Definición del Tipo de Sistema
  - d. Definición de la Tecnología Adaptada
  - e. Costos Estándar de Inversión (Instalaciones Eléctricas y No Eléctricas)
  - f. Optimización Técnico Económica de las Instalaciones Eléctricas
  - g. Optimización Técnico Económica de las Instalaciones No Eléctricas
  - h. Valor Nuevo de Reemplazo
  - i. Costos Estándar de Operación y Mantenimiento
    - i. Optimización de la Estructura Organizacional
    - ii. Optimización de los Costos de Explotación Técnica
    - iii. Optimización de los Costos de Explotación Comercial
    - iv. Optimización y Asignación de los Costos Indirectos
  - j. Pérdidas Estándar de Energía y Potencia Técnicas y No Técnicas.
  - k. Calidad de Servicio Eléctrico (Producto y Suministro).
  - l. Formatos B
5. FACTOR DE REAJUSTE PARA LA MEJORA DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO
6. PROYECTOS DE INNOVACIÓN TECNOLÓGICA Y/O EFICIENCIA ENERGÉTICA
7. SISTEMAS DE MEDICIÓN INTELIGENTE
8. INCORPORACIÓN DE PLANES DE INVERSIÓN EN DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA (solo empresas bajo el ámbito del FONAFE)
9. RESULTADOS

- a. Cargo Fijo
- b. Valor Agregado de Distribución en MT (VADMT)
- c. Valor Agregado de Distribución en SED (VADSED)
- d. Valor Agregado de Distribución en BT (VADBT)
- e. Factor de Pérdidas Estándar de Energía y Potencia
- f. Factor de Economía de Escala
- g. Fórmula de Reajuste

### **Informe de los Resultados Relevantes**

Según el Formato del Anexo N° 2.

Los documentos del informe serán revisados y analizados por Osinermin. De ser el caso, serán observados de conformidad con el Artículo 68 de la LCE.

### **9.3 Informe del Estudio de Costos del VAD Definitivo**

Comprende la actualización del Informe del Estudio de Costos del VAD, considerando los resultados de las respuestas a las observaciones de Osinermin.

El informe contendrá los siguientes documentos:

1. Resumen Ejecutivo
2. Informe del Estudio de Costos del VAD
3. Informe de los Resultados Relevantes
4. Informe de las Respuestas a las Observaciones de Osinermin

Los tres primeros documentos se estructurarán siguiendo las pautas del numeral anterior.

En el caso del Informe de las Respuestas a las Observaciones de Osinermin, este deberá contener las respuestas a las observaciones de Osinermin junto con su sustento, así como, de ser el caso, la especificación de las modificaciones efectuadas al Estudio VAD.

## **10 Plazos de Entrega de los Informes del Estudio**

---

### **1. Informe de Recopilación de Información del Estudio de Costos del VAD**

El informe se presentará a más tardar el último día útil del mes de febrero del año 2018 para el primer grupo de empresas y el último día útil del mes de enero del año 2019 para el segundo grupo de empresas.

### **2. Informe del Estudio de Costos del VAD**

El informe se presentará a más tardar el primer día útil del mes de mayo del año 2018 para el primer grupo de empresas y el primer día útil del mes de marzo del año 2019 para el segundo grupo de empresas.

### **3. Informe del Estudio de Costos del VAD Definitivo**

El informe se presentará a más tardar el décimo día útil contados a partir de la recepción de las observaciones de Osinergmin, de conformidad con el Artículo 68 de la LCE.

## 11 Anexos

### 11.1 ANEXO N° 1 Formatos de la Información Técnica, Comercial y Económica

La información sobre costos e ingresos a presentar, no debe incluir el IGV. Los formatos a desarrollar en el Estudio son los siguientes:

#### Formatos de la Información Técnica, Comercial y Económica de la Empresa de Distribución Eléctrica

Prefijo (*)	Formato	Descripción	Medio (**)
	I-1	Resumen del Valor Nuevo de Reemplazo de las Instalaciones de Distribución Eléctrica	F
	I-2	Resumen del Valor Nuevo de Reemplazo por Actividad	F
	II	Resumen de Ingresos por Actividad	F
	III-1	Resumen de los Costos de Operación y Mantenimiento por Actividad	F
	III-2	Costos de Operación y Mantenimiento - Total Empresa	E
	III-3	Costos de Operación y Mantenimiento - Sistema Eléctrico Modelo	E
	IV-1	Costos Combinados por Naturaleza y Destino	E
	IV-2	Costos Combinados por Destino y Naturaleza	E
	IV-3	Resumen de Costos Combinados por Naturaleza y Destino	E
	IV-4	Resumen de Costos Combinados por Destino y Naturaleza	E
	IV-5	Resumen de Costos por Actividad y Naturaleza	E
	V-1	Resumen de Información Comercial - Mercado Libre y Regulado	F
	V-2	Resumen de Información Comercial - Generación, Transmisión y Distribución	F
	V-3	Detalle de la Información Comercial	E
	VI	Balance de Energía y Potencia de Punta	F
	VII-1	Asignación de Costos Indirectos a las Actividades - Total Empresa	F
	VII-2	Asignación de Costos Indirectos a las Actividades - Sistema Eléctrico Modelo	F
	VIII-1	Asignación de Costos de Supervisión Directa a las Actividades - Total Empresa	F
	VIII-2	Asignación de Costos de Supervisión Directa a las Actividades - Sistema Eléctrico Modelo	F
	IX-1	Composición de Costos - Total Empresa	F
	IX-2	Composición de Costos - Sistema Eléctrico Modelo	F
	X-1	Tabla de Asignación de Costos Totales - Total Empresa	F
	X-2	Tabla de Asignación de Costos Totales - Sistema Eléctrico Modelo	F

(\*) Identificación de la fuente y elaboración de la información para lo cual se utilizarán las siguientes letras:

A : Cuando los formatos contengan información remitida por la empresa de distribución eléctrica (por ejemplo "A - Formato I-1")

B : Cuando los formatos contengan información que resulta del proceso de creación de la empresa modelo realizada por el Consultor VAD (por ejemplo "B - Formato I-1")

(\*\*) F = Entrega en medio físico (impreso) y medio electrónico (CD o DVD)  
E = Entrega en medio electrónico (CD o DVD)

**A - Formato I-1**

**Resumen del Valor Nuevo de Reemplazo de las Instalaciones de Distribución Eléctrica**

Componente	Metrados			VNR (Miles US\$)		Anualidad del VNR (Miles US\$)	
	Unidad	Total Empresa	Sistema Eléctrico Modelo	Total Empresa	Sistema Eléctrico Modelo	Total Empresa	Sistema Eléctrico Modelo
<b>Media Tensión</b>							
Red Aérea	km						
Red Subterránea	km						
Equipos de Protección y Seccionamiento	unidad						
Sub Total Red Media Tensión							
<b>Subestaciones</b>							
<b>Subestaciones de Distribución MT/BT</b>							
Monoposte	unidad						
Biposte	unidad						
Convencional	unidad						
Compacta Pedestal	unidad						
Compacta Bóveda	unidad						
<b>Otras Subestaciones</b>							
Elevadora/Reductora	unidad						
De Seccionamiento	unidad						
<b>Baja Tensión</b>							
Red Aérea							
Servicio Particular	km						
Número estructuras compartidas BT y MT	unidad						
Alumbrado Público	km						
Luminarias	unidad						
Equipos de Control	unidad						
Red Subterránea							
Servicio Particular	km						
Alumbrado Público	km						
Luminarias	unidad						
Equipos de Control	unidad						
Sub Total Red Baja Tensión							
Servicio Particular	km						
Alumbrado Público	km						
Luminarias	unidad						
Equipos de Control	unidad						
<b>Instalaciones No Eléctricas</b>							
<b>TOTAL</b>							

Nota: La información del sistema eléctrico modelo solo aplica para la empresa con encargo del Estudio VAD por sector típico.

## A - Formato I-2

### Resumen del Valor Nuevo de Reemplazo por Actividad

Código	Actividad	VNR (Miles US\$)		Anualidad del VNR (Miles US\$)		Documento de Respaldo
		Total Empresa	Sistema Eléctrico Modelo	Total Empresa	Sistema Eléctrico Modelo	
A1	Compra de Energía					
A2	Generación					
A3	Transmisión					
A4	Distribución Media Tensión					
A5	Distribución Baja Tensión					
A6	Alumbrado Público					
A7	Comercialización					
A8	Conexión a la Red de Distribución Eléctrica					
A9	Corte y Reconexión					
A10	Gestión de Inversión en Distribución					
A11	Gestión de Inversión en Otras Áreas					
A12	Apoyo en Postes					
A13	Otros Servicios					
A14	Negocios Financieros					
A15	Otras					
<b>A16 = A1 + ... + A15</b>	<b>Total Actividades</b>					
<b>A4 + A5 + A6 + A7</b>	<b>Total Distribución</b>					

Notas:

El VNR debe asignarse a las actividades A1 a A15 en correspondencia al uso compartido que tienen las instalaciones en el desarrollo de actividades.

Los documentos de respaldo son fuente que sirven de base para la elaboración de la información reportada en los formatos.

La información del sistema eléctrico modelo solo aplica para la empresa con encargo del Estudio VAD por sector típico.

## A - Formato II

### Resumen de Ingresos por Actividad

Al .....Trimestre de 201...

Código	Actividad	Miles US\$		Miles S/.		Documento de Respaldo
		Total Empresa	Sistema Eléctrico Modelo	Total Empresa	Sistema Eléctrico Modelo	
A1	Compra de Energía					
A2	Generación					
A3	Transmisión					
A4	Distribución Media Tensión					
A5	Distribución Baja Tensión					
A6	Alumbrado Público					
A7	Comercialización					
A8	Conexión a la Red de Distribución Eléctrica					
A9	Corte y Reconexión					
A10	Gestión de Inversión en Distribución					
A11	Gestión de Inversión en Otras Áreas					
A12	Apoyo en Postes					
A13	Otros Servicios					
A14	Negocios Financieros					
A15	Otras					
<b>A16 = A1 + ... + A15</b>	<b>Total Actividades</b>					
<b>A4 + A5 + A6 + A7</b>	<b>Total Distribución</b>					

Nota:

Los documentos de respaldo son fuente que sirven de base para la elaboración de la información reportada en los formatos.

La información del sistema eléctrico modelo solo aplica para la empresa con encargo del Estudio VAD por sector típico.

## A - Formato III-1

### Resumen de Costos de Operación y Mantenimiento por Actividad Al .....Trimestre de 201...

Código	Actividad	Miles US\$		Miles S/.		Documento de Respaldo
		Total Empresa	Sistema Eléctrico Modelo	Total Empresa	Sistema Eléctrico Modelo	
A1	Compra de Energía					
A2	Generación					
A3	Transmisión					
A4	Distribución Media Tensión					
A5	Distribución Baja Tensión					
A6	Alumbrado Público					
A7	Comercialización					
A8	Conexión a la Red de Distribución Eléctrica					
A9	Corte y Reconexión					
A10	Gestión de Inversión en Distribución					
A11	Gestión de Inversión en Otras Áreas					
A12	Apoyo en Postes					
A13	Otros Servicios					
A14	Negocios Financieros					
A15	Otras					
<b>A16 = A1 + ... + A15</b>	<b>Total Actividades</b>					
<b>A4 + A5 + A6 + A7</b>	<b>Total Distribución</b>					

Nota:

Los documentos de respaldo son fuente que sirven de base para la elaboración de la información reportada en los formatos.

La información del sistema eléctrico modelo solo aplica para la empresa con encargo del Estudio VAD por sector típico.

**A - Formato III-2**

**Resumen de los Costos de Operación y Mantenimiento - Total Empresa**

(Miles de S/.)

Al ..... Trimestre de 201...

De A1 a A15 y Total

Código	Descripción	Total Empresa	Costo Directo	Costo de Supervisión Directa (1)	Costo Indirecto	Criterio de Asignación
<b>SD</b>	<b>Suministros Diversos</b>					
<b>CE</b>	<b>Compra de Energía</b>					
<b>CP</b>	<b>Cargas de Personal</b>					
CP1	Generación					
CP2	Transmisión					
CP3	Distribución					
	Jefatura					
	Media Tensión					
	Subestaciones					
	Baja Tensión					
	Alumbrado Público					
CP4	Comercialización					
	Jefatura					
	Unidad de Apoyo					
	Atención de Clientes					
	Facturación					
	Cobranza					
	Cobranza Dudosa					
	Otros					
CP5	Administración					
	Directorio					
	Gerencia General					
	Gerencia de Operaciones					
	Gerencia de Planeamiento y Control de Gestión					
	Gerencia de Comercialización					
	Gerencia Técnica					
	Gerencia de Administración y Finanzas					
	Gerencia Zonal o Sucursales					
	Otros					
<b>SP</b>	<b>Servicios Prestados por Terceros</b>					
SP1	Generación					
SP2	Transmisión					
SP3	Distribución					
	Jefatura					
	Media Tensión					
	Subestaciones					
	Baja Tensión					
	Alumbrado Público					
	Remanente					
SP4	Comercialización					
SP5	Administración					
<b>TR</b>	<b>Tributos (no incluye IGV)</b>					
<b>CG</b>	<b>Cargas Diversas de Gestión</b>					
<b>PE</b>	<b>Provisiones del Ejercicio</b>					
PE1	Depreciación					
PE2	Cobranza Dudosa					
PE3	Otras provisiones y CTS					
<b>CT</b>	<b>Costo Total</b>					
<b>TS</b>	<b>Costo Total del Servicio</b>					
	CT=SD+CE+CP+SP+TR+CG+PE					
	TS=CT-PE1					
	Nota (1) Considera los gastos de las Sub Gerencias y demás sub dependencias de la Gerencia de Operaciones (Distribución) y de las Jefaturas de las Unidades Operativas y Zonales de la Empresa					
	Nota (2) Asignado en función al costo directo					

**A - Formato III-3**

**Resumen de los Costos de Operación y Mantenimiento - Sistema Eléctrico Modelo**  
(Miles de S/.)

Al ..... Trimestre de 201...

De A1 a A15 y Total

Código	Descripción	Total Empresa	Costo Directo	Costo de Supervisión Directa (1)	Costo Indirecto	Criterio de Asignación
<b>SD</b>	<b>Suministros Diversos</b>					
<b>CE</b>	<b>Compra de Energía</b>					
<b>CP</b>	<b>Cargas de Personal</b>					
CP1	Generación					
CP2	Transmisión					
CP3	Distribución					
	Jefatura					
	Media Tensión					
	Subestaciones					
	Baja Tensión					
	Alumbrado Público					
CP4	Comercialización					
	Jefatura					
	Unidad de Apoyo					
	Atención de Clientes					
	Facturación					
	Cobranza					
	Cobranza Dudosa					
	Otros					
CP5	Administración					
	Directorio					
	Gerencia General					
	Gerencia de Operaciones					
	Gerencia de Planeamiento y Control de Gestión					
	Gerencia de Comercialización					
	Gerencia Técnica					
	Gerencia de Administración y Finanzas					
	Gerencia Zonal o Sucursales					
	Otros					
<b>SP</b>	<b>Servicios Prestados por Terceros</b>					
SP1	Generación					
SP2	Transmisión					
SP3	Distribución					
	Jefatura					
	Media Tensión					
	Subestaciones					
	Baja Tensión					
	Alumbrado Público					
	Remanente					
SP4	Comercialización					
SP5	Administración					
<b>TR</b>	<b>Tributos (no incluye IGV)</b>					
<b>CG</b>	<b>Cargas Diversas de Gestión</b>					
<b>PE</b>	<b>Provisiones del Ejercicio</b>					
PE1	Depreciación					
PE2	Cobranza Dudosa					
PE3	Otras provisiones y CTS					
<b>CT</b>	<b>Costo Total</b>					
<b>TS</b>	<b>Costo Total del Servicio</b>					
	CT=SD+CE+CP+SP+TR+CG+PE					
	TS=CT-PE1					
	Nota (1) Considera los gastos de las Sub Gerencias y demás sub dependencias de la Gerencia de Operaciones (Distribución) y de las Jefaturas de las Unidades Operativas y Zonales de la Empresa					
	Nota (2) Asignado en función al costo directo					

Este formato solo aplica para la empresa con encargo del Estudio VAD por sector típico.

**A - Formato IV-1**

**Costos Combinados por Naturaleza y Destino  
Total Empresa y Sistema Eléctrico Modelo  
(Miles de \$/.)  
Al ..... Trimestre de 201...**

Costos por Naturaleza	Costos por Destino					Total
	Generación	Transmisión	Distribución	Comercialización	Administración	
602. COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES						
606. SUMINISTROS DIVERSOS						
607. COMPRA DE ENERGÍA						
607.01 Compra COES						
607.02 Compra Otros						
607.03 Uso Sistema Transmisión						
62. CARGAS DE PERSONAL						
621. Sueldos						
622. Salarios						
623. Comisiones						
624. Remuneraciones en Especie						
625. Otras Remuneraciones						
626. Vacaciones						
627. Seguridad y Previsión Social						
628. Remuneraciones al Directorio						
629. Otras Cargas al Personal						
63. SERVICIOS PRESTADOS POR TERCEROS						
631. Correos y Telecomunicaciones						
632. Honorarios, Comisiones y Corretajes						
633. Servicios Encargados a Terceros						
634. Mant. y Reparac. de Activos						
635. Alquileres						
636. Electricidad y Agua						
637. Publicidad, Publicac. y Relac. Publicas						
638. Servicios de Personal						
639. Otros Servicios						
64. TRIBUTOS						
641. Impuesto a las Ventas						
643. Canones						
644. Derechos Aduaneros						
645. Impuesto al Patrimonio Empresarial						
646. Tributos a Gobiernos Locales						
647. Cotizac. con caracter de Tributos						
648. Aportes D. Ley 25844						
648.01. Cuota Gastos CTE						
648.02. Cuota Gastos DGE						
648.03. Cuota Gastos COES						
649. Otros						
65. CARGAS DIVERSAS DE GESTIÓN						
651. Seguros						
652. Regalías						
653. Cotizaciones						
654. Donaciones						
655. Gastos Sindicales						
656. Viáticos Gastos de Viaje						
659. Otros						
68. PROVISIONES DEL EJERCICIO						
681. Depreciación						
684. Cobranza Dudosa						
686. Compensación Tiempo de Servicios						
689. Otras Provisiones						
TOTAL COSTO DEL SERVICIO						
670. CARGAS FINANCIERAS						
671. Intereses y Gastos de Préstamos						
672. Intereses y Gastos de Sobregiros						
673. Intereses y Gastos de Bonos y Oblig.						
674. Intereses y Gastos de Doc. Descuento						
675. Descuentos por pronto Pago						
676. Pérdida por Diferencia de Cambio						
677. Egresos Financieros DS 0687 EF						
678. Gastos por Compra Vent. Valores						
679. Otras Cargas Financieras						
COSTO DE SERVICIO + CARGAS FINANCIERAS						

Nota:

Los documentos de respaldo son fuente que sirven de base para la elaboración de la información reportada en los formatos.

La información del sistema eléctrico modelo solo aplica para la empresa con encargo del Estudio VAD por sector típico.

A - Formato IV-2

Costos Combinados por Destino y Naturaleza  
Total Empresa y Sistema Eléctrico Modelo  
(Miles \$.)  
Al .....Trimestre de 201...

Costos por Destino	Costos por Naturaleza									
	Combustibles y Lubricantes	Compra de Energía	Suministros Diversos	Cargas de Personal	Servicios de Terceros	Tributos	Cargas Diversas	Provisiones	Cargas Financieras	Total
<b>911. GENERACIÓN</b>										
911.01. Generación Hidráulica										
911.01.01. Jefatura										
911.01.02. Operación										
911.01.03. Mantenimiento										
911.01.04. Combustibles y Lubricantes										
911.01.05. Protección y Seguridad										
911.01.06. Telecomunicaciones										
911.01.07. Emergencia										
911.01.08. Amortización Intangibles										
911.01.70. Compra Energía COES										
911.01.71. Compra Energía Otros										
911.01.72. Uso Sistema Transmisión										
911.01.98. Otros										
911.01.99. Depreciación										
911.02. Generación Térmica										
911.02.01. Jefatura										
911.02.02. Operación										
911.02.03. Mantenimiento										
911.02.04. Combustibles y Lubricantes										
911.02.05. Protección y Seguridad										
911.02.06. Telecomunicaciones										
911.02.07. Emergencia										
911.02.08. Amortización Intangibles										
911.02.70. Compra Energía COES										
911.02.71. Compra Energía Otros										
911.02.72. Uso Sistema Transmisión										
911.02.98. Otros										
911.02.99. Depreciación										
<b>912. TRANSMISIÓN</b>										
912.01. Línea de Transmisión										
912.01.01. Jefatura										
912.01.02. Operación										
912.01.03. Mantenimiento										
912.01.04. Protección y Seguridad										
912.01.05. Telecomunicaciones										
912.01.06. Emergencia										
912.01.07. Amortización Intangibles										
912.01.98. Otros										
912.01.99. Depreciación										
912.02. Sub-Estac. Transformación										
912.02.01. Jefatura										
912.02.02. Operación										
912.02.03. Mantenimiento										
912.02.04. Protección y Seguridad										
912.02.05. Telecomunicaciones										
912.02.06. Emergencia										
912.02.07. Amortización Intangibles										
912.02.98. Otros										
912.02.99. Depreciación										
<b>913. DISTRIBUCIÓN</b>										
913.01. Jefatura										
913.01.01. Jefatura										
913.01.02. Unidades de Apoyo										
913.03.99. Depreciación										
913.02. Compra de Energía										
913.02.01. Compra COES										
913.02.02. Compra Otros										
913.02.03. Uso Sistema Transmisión										
913.03. Distribución Primaria										
913.03.01. Redes Subterráneas										
913.03.02. Redes Aéreas										
913.03.03. Conex. y Medidores										
913.03.04. Cortes y Reconexión										
913.03.98. Otros										
913.03.99. Depreciación										
913.04. Distribución Secundaria										
913.04.01. Redes Subterráneas										
913.04.02. Redes Aéreas										
913.04.03. Sub-Estación Distribución										
913.04.04. Conex. y Medidores										
913.04.05. Cortes y Reconexión										
913.04.98. Otros										
913.04.99. Depreciación										
913.05. Alumbrado Público										
913.05.01. Redes Subterráneas										
913.05.02. Redes Aéreas										
913.05.03. Conex. y Medidores										
913.05.04. Cortes y Reconexión										
913.05.98. Otros										
913.05.99. Depreciación										
<b>914. COMERCIALIZACIÓN</b>										
914.01. Jefatura										
914.02. Unidades de Apoyo										
914.03. Atención Clientes										
914.04. Facturación										
914.05. Cobranza										
914.06. Cobranza dudosa										
914.98. Otros										
914.99. Depreciación										
<b>915. ADMINISTRACIÓN</b>										
915.01. Directorio										
915.01.01. Directorio										
915.01.02. Unidades de Asesoría y Apoyo										
915.01.99. Depreciación										
915.02. Gerencia General										
915.02.01. Gerencia										
915.02.02. Unidades de Asesoría y Apoyo										
915.02.99. Depreciación										
915.03. Área de Operaciones										
915.03.01. Jefatura										
915.03.02. Unidades de Apoyo										
915.03.99. Depreciación										
915.04. Sistemas Multiregionales										
915.04.01. Jefatura										
915.04.02. Unidades de Apoyo										
915.04.99. Depreciación										
915.05. Área de Comercialización										
915.05.01. Jefatura										
915.05.02. Unidades de Apoyo										
915.05.99. Depreciación										
915.06. Área de Finanzas										
915.06.01. Jefatura										
915.06.02. Contaduría										
915.06.03. Recursos Financieros										
915.06.04. Presupuesto										
915.06.98. Otros										
915.06.99. Depreciación										
915.07. Área de Administración										
915.07.01. Jefatura										
915.07.02. Logística										
915.07.03. Recursos Humanos										
915.07.98. Otros										
915.07.99. Depreciación										
915.99. Otros										
<b>COSTO TOTAL</b>										

Nota: La información del sistema eléctrico modelo solo aplica para la empresa con encargo del Estudio VAD por sector típico.

**A - Formato IV-3**

**Resumen de Costos Combinados por Naturaleza y Destino  
Total Empresa y Sistema Eléctrico Modelo  
Al .....Trimestre de 201...**

Costos por Naturaleza	Costos por Destino (Miles de S/.)					Total
	Generación	Transmisión	Distribución	Comercialización	Administración	
602. COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES						
606. SUMINISTROS DIVERSOS						
607. COMPRA DE ENERGÍA						
62. CARGAS DE PERSONAL						
63. SERVICIOS PRESTADOS POR TERCEROS						
64. TRIBUTOS						
65. CARGAS DIVERSAS DE GESTIÓN						
68. PROVISIONES DEL EJERCICIO						
TOTAL COSTO DEL SERVICIO						
670. CARGAS FINANCIERAS						
COSTO DE SERVICIO + CARGAS FINANCIERAS						

Costos por Naturaleza	Costos por Destino (Miles de US\$)					Total
	Generación	Transmisión	Distribución	Comercialización	Administración	
602. COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES						
606. SUMINISTROS DIVERSOS						
607. COMPRA DE ENERGÍA						
62. CARGAS DE PERSONAL						
63. SERVICIOS PRESTADOS POR TERCEROS						
64. TRIBUTOS						
65. CARGAS DIVERSAS DE GESTIÓN						
68. PROVISIONES DEL EJERCICIO						
TOTAL COSTO DEL SERVICIO						
670. CARGAS FINANCIERAS						
COSTO DE SERVICIO + CARGAS FINANCIERAS						

Nota: La información del sistema eléctrico modelo solo aplica para la empresa con encargo del Estudio VAD por sector típico.

A - Formato IV-4

Resumen de Costos Combinados por Destino y Naturaleza  
Total Empresa y Sistema Eléctrico Modelo  
Al .....Trimestre de 201...

Costos por Destino	Costos por Naturaleza (Miles de S/.)									
	Combustibles y Lubricantes	Compra de Energía	Suministros Diversos	Cargas de Personal	Servicios de Terceros	Tributos	Cargas Diversas	Provisiones	Cargas Financieras	Total
<b>911. GENERACIÓN</b>										
911.01. Generación Hidráulica										
911.02. Generación Térmica										
<b>912. TRANSMISIÓN</b>										
912.01. Línea de Transmisión										
912.02. Sub-Estac. Transformación										
<b>913. DISTRIBUCIÓN</b>										
913.01. Jefatura										
913.02. Compra de Energía										
913.03. Distribución Primaria										
913.04. Distribución Secundaria										
913.05. Alumbrado Público										
<b>914. COMERCIALIZACIÓN</b>										
<b>915. ADMINISTRACIÓN</b>										
915.01. Directorio										
915.02. Gerencia General										
915.03. Área de Operaciones										
915.04. Sistemas Multiregionales										
915.05. Área de Comercialización										
915.06. Área de Finanzas										
915.07. Área de Administración										
915.99. Otros										
<b>COSTO TOTAL</b>										

Costos por Destino	Costos por Naturaleza (Miles de US\$)									
	Combustibles y Lubricantes	Compra de Energía	Suministros Diversos	Cargas de Personal	Servicios de Terceros	Tributos	Cargas Diversas	Provisiones	Cargas Financieras	Total
<b>911. GENERACIÓN</b>										
911.01. Generación Hidráulica										
911.02. Generación Térmica										
<b>912. TRANSMISIÓN</b>										
912.01. Línea de Transmisión										
912.02. Sub-Estac. Transformación										
<b>913. DISTRIBUCIÓN</b>										
913.01. Jefatura										
913.02. Compra de Energía										
913.03. Distribución Primaria										
913.04. Distribución Secundaria										
913.05. Alumbrado Público										
<b>914. COMERCIALIZACIÓN</b>										
<b>915. ADMINISTRACIÓN</b>										
915.01. Directorio										
915.02. Gerencia General										
915.03. Área de Operaciones										
915.04. Sistemas Multiregionales										
915.05. Área de Comercialización										
915.06. Área de Finanzas										
915.07. Área de Administración										
915.99. Otros										
<b>COSTO TOTAL</b>										

Nota: La información del sistema eléctrico modelo solo aplica para la empresa con encargo del Estudio VAD por sector típico.

A - Formato IV-5

Resumen de Costos por Actividad y Naturaleza  
Total Empresa y Sistema Eléctrico Modelo  
Al .....Trimestre de 201...

Costos por Naturaleza (Miles de S/.)											
Código	Actividad	Combustibles y Lubricantes	Compra de Energía	Suministros Diversos	Cargas de Personal	Servicios de Terceros	Tributos	Cargas Diversas	Provisiones	Cargas Financieras	Total
A1	Compra de Energía										
A2	Generación										
A3	Transmisión										
A4	Distribución Media Tensión										
A5	Distribución Baja Tensión										
A6	Alumbrado Público										
A7	Comercialización										
A8	Conexión a la Red de Distribución Eléctrica										
A9	Corte y Reconexión										
A10	Gestión de Inversión en Distribución										
A11	Gestión de Inversión en Otras Áreas										
A12	Apoyo en Postes										
A13	Otros Servicios										
A14	Negocios Financieros										
A15	Otras										
A16 = A1 + ... + A15	<b>Total Actividades</b>										
A4 + A5 + A6 + A7	<b>Total Distribución</b>										

Costos por Naturaleza (Miles de US\$)											
Código	Actividad	Combustibles y Lubricantes	Compra de Energía	Suministros Diversos	Cargas de Personal	Servicios de Terceros	Tributos	Cargas Diversas	Provisiones	Cargas Financieras	Total
A1	Compra de Energía										
A2	Generación										
A3	Transmisión										
A4	Distribución Media Tensión										
A5	Distribución Baja Tensión										
A6	Alumbrado Público										
A7	Comercialización										
A8	Conexión a la Red de Distribución Eléctrica										
A9	Corte y Reconexión										
A10	Gestión de Inversión en Distribución										
A11	Gestión de Inversión en Otras Áreas										
A12	Apoyo en Postes										
A13	Otros Servicios										
A14	Negocios Financieros										
A15	Otras										
A16 = A1 + ... + A15	<b>Total Actividades</b>										
A4 + A5 + A6 + A7	<b>Total Distribución</b>										

Nota: La información del sistema eléctrico modelo solo aplica para la empresa con encargo del Estudio VAD por sector típico.

A - Formato V-1

Resumen de Información Comercial - Mercado Libre y Regulado  
Total Empresa y Sistemas Eléctricos

Año	
Mes	

TIPO DE CONSUMO	OPCIÓN	Clientes (a)	Potencia Facturada (kW)			Energía Activa Facturada (MW.h)			Facturación (Miles \$/.)			
			Punta (b)	Fuera Punta (c)	Total (d) = (b)+(c)	Punta (e)	Fuera Punta (f)	Total (g) = (e)+(f)	Cargo Fijo (h)	Energía (i)	Potencia (j)	Total (k) = (h)+(i)+(j)
<b>MERCADO LIBRE</b>												
Cientes libres en MAT	MAT 1											
Cientes libres en AT	AT 1											
Cientes libres en MT	MT 1											
Cientes libres en BT	BT 1											
<b>TOTAL MERCADO LIBRE</b>												
<b>MERCADO REGULADO</b>												
<b>EN ALTA TENSIÓN</b>												
2E2P	AT 2											
<b>TOTAL ALTA TENSIÓN</b>												
<b>EN MEDIA TENSIÓN</b>												
2P2E	MT 2											
1P2E, Presente en Punta	MT 3P											
1P2E, Presente Fuera de Punta	MT 3FP											
1P1E, Presente en Punta	MT 4P											
1P1E, Presente Fuera de Punta	MT 4FP											
<b>TOTAL MEDIA TENSIÓN</b>												
<b>EN BAJA TENSIÓN</b>												
2P2E	BT 2											
1P2E, Presente en Punta	BT 3P											
1P2E, Presente Fuera de Punta	BT 3FP											
1P1E, Presente en Punta	BT 4P											
1P1E, Presente Fuera de Punta	BT 4FP											
1P2E, hasta 20 kW en HP y en HFP	BT 5AA											
1P2E, hasta 20 kW en HP y 50 kW en HFP	BT 5AB											
1E, Residencial Total	BT 5B											
De 1 a 30 Kw.h												
De 31 a 100 kW.h												
De 101 a 150 kW.h												
De 151 a 300 kW.h												
De 301 a 500 kW.h												
De 501 a 750 kW.h												
De 751 a 1000 kW.h												
Exceso de 1000 kW.h												
1E-BT, No Residencial	BT 5NR											
1P1E, Alumbrado Público	BT 5C-AP(1)											
1E, BT	BT 5D											
1E, BT	BT 5E											
1P-BT, Pesión Fija	BT 6(2)											
Prepago	BT 7											
<b>TOTAL BAJA TENSIÓN</b>												
<b>TOTAL MERCADO REGULADO</b>												
<b>TOTAL EMPRESA (LIBRE+REGULADO)</b>												

(1) De conformidad al artículo 184º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

(2) Energía = Potencia x NHUBT

(a) Clientes atendidos en el mes

(b) Potencia facturada en la punta

(c)

(d)

(e)

(f)

(g)

(h)

(i)

(j)

Exceso de potencia facturada a precio de fuera de punta

Facturación atribuible únicamente al cargo fijo

Facturación atribuible a la venta de energía

Facturación atribuible a la venta de potencia

A - Formato V-2

Resumen de Información Comercial - Generación, Transmisión y Distribución  
Total Empresa y Sistemas Eléctricos

Año	
Mes	

TIPO DE CONSUMO	OPCIÓN	Clientes (a)	Potencia Facturada (kW)			Energía Activa Facturada (MW.h)			Facturación (Miles \$/.)			
			Punta (b)	Fuera Punta (c)	Total (d) = (b)+(c)	Punta (e)	Fuera Punta (f)	Total (g) = (e)+(f)	Cargo Fijo (h)	Energía (i)	Potencia (j)	Total (k) = (h)+(i)+(j)
<b>VENTAS A NIVEL GENERACIÓN-TRANSMISIÓN</b>												
Cientes libres en MAT	MAT 1											
Cientes libres en AT	AT 1											
Cientes Regulados en AT	AT 2											
<b>SUB TOTAL A NIVEL GENERACIÓN-TRANSMISIÓN</b>												
<b>VENTAS A NIVEL DISTRIBUCIÓN</b>												
<b>EN MEDIA TENSIÓN</b>												
Cientes libres en MT	MT 1											
2P2E	MT 2											
1P2E, Presente en Punta	MT 3P											
1P2E, Presente Fuera de Punta	MT 3FP											
1P1E, Presente en Punta	MT 4P											
1P1E, Presente Fuera de Punta	MT 4FP											
<b>SUB TOTAL MT</b>												
<b>EN BAJA TENSIÓN</b>												
Cientes libres en BT	BT 1											
2P2E	BT 2											
1P2E, Presente en Punta	BT 3P											
1P2E, Presente Fuera de Punta	BT 3FP											
1P1E, Presente en Punta	BT 4P											
1P1E, Presente Fuera de Punta	BT 4FP											
1P, 2E, hasta 20 kW en HP y en HFP	BT 5AA											
1P-2E, hasta 20 kW en HP y 50 kW en HFP	BT 5AB											
1E, Residencial Total	BT 5B											
De 1 a 30 kW.h												
De 31 a 100 kW.h												
De 101 a 150 kW.h												
De 151 a 300 kW.h												
De 301 a 500 kW.h												
De 501 a 750 kW.h												
De 751 a 1000 kW.h												
Exceso de 1000 kW.h												
1E-BT, No Residencial	BT 5NR											
1P1E, Alumbrado Público	BT 5C (1)											
1E, BT	BT 5D											
1E, BT	BT 5E											
1P-BT, Pesión Fija	BT 6NR (2)											
Prepago	BT 7											
<b>SUB TOTAL BT</b>												
<b>SUB TOTAL DISTRIBUCIÓN</b>												
<b>TOTAL VENTAS</b>												

(1) De conformidad al artículo 184º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

(2) Energía = Potencia x NHUBT

(a) Clientes atendidos en el mes

(b) Potencia facturada en la punta

(c) Exceso de potencia facturada a precio de fuera de punta

(e) Energía facturada en horas de punta

(f) Energía facturada en horas fuera de punta

(h) Facturación atribuible únicamente al cargo fijo

(i) Facturación atribuible a la venta de energía

(j) Facturación atribuible a la venta de potencia

A - Formato V-3

Estructura de la Información Comercial

Empresa	Sistema	Mes	Año	Sector Típico	Opción	Clientes (a)	Potencia Facturada (kW)			Energía Activa Facturada (MW.h)			Facturación (Miles S/.)				
							Punta (b)	Fuera Punta (c)	Total (d) = (b)+(c)	Punta (e)	Fuera Punta (f)	Total (g) = (e)+(f)	Cargo Fijo (h)	Energía (i)	Potencia (j)	Total (k) = (h)+(i)+(j)	
<Empresa>	<Sistema 1>	1		<Sector>	MAT1												
<Empresa>	<Sistema 1>	1		<Sector>	AT1												
<Empresa>	<Sistema 1>	1		<Sector>	MT1												
<Empresa>	<Sistema 1>	1		<Sector>	BT1												
<Empresa>	<Sistema 1>	1		<Sector>	AT2												
<Empresa>	<Sistema 1>	1		<Sector>	MT2												
<Empresa>	<Sistema 1>	1		<Sector>	MT3P												
<Empresa>	<Sistema 1>	1		<Sector>	MT3FP												
<Empresa>	<Sistema 1>	1		<Sector>	MT4P												
<Empresa>	<Sistema 1>	1		<Sector>	MT4FP												
<Empresa>	<Sistema 1>	1		<Sector>	BT2												
<Empresa>	<Sistema 1>	1		<Sector>	BT3P												
<Empresa>	<Sistema 1>	1		<Sector>	BT3FP												
<Empresa>	<Sistema 1>	1		<Sector>	BT4P												
<Empresa>	<Sistema 1>	1		<Sector>	BT4FP												
<Empresa>	<Sistema 1>	1		<Sector>	BT5A.A												
<Empresa>	<Sistema 1>	1		<Sector>	BT5A.B												
<Empresa>	<Sistema 1>	1		<Sector>	BT5B_R1												
<Empresa>	<Sistema 1>	1		<Sector>	BT5B_R2												
<Empresa>	<Sistema 1>	1		<Sector>	BT5B_R3												
<Empresa>	<Sistema 1>	1		<Sector>	BT5B_R4												
<Empresa>	<Sistema 1>	1		<Sector>	BT5B_R5												
<Empresa>	<Sistema 1>	1		<Sector>	BT5B_R6												
<Empresa>	<Sistema 1>	1		<Sector>	BT5B_R7												
<Empresa>	<Sistema 1>	1		<Sector>	BT5B_R8												
<Empresa>	<Sistema 1>	1		<Sector>	BT5BNR												
<Empresa>	<Sistema 1>	1		<Sector>	BT5C-AP												
<Empresa>	<Sistema 1>	1		<Sector>	BT5D												
<Empresa>	<Sistema 1>	1		<Sector>	BT5E												
<Empresa>	<Sistema 1>	1		<Sector>	BT6												
<Empresa>	<Sistema 1>	1		<Sector>	BT7												
<b>Total Mes 1</b>																	
<Empresa>	<Sistema 1>	2		<Sector>	MAT1												
<Empresa>	<Sistema 1>	2		<Sector>	AT1												
<Empresa>	<Sistema 1>	2		<Sector>	MT1												
<Empresa>	<Sistema 1>	2		<Sector>	BT1												
<Empresa>	<Sistema 1>	2		<Sector>	AT2												
<Empresa>	<Sistema 1>	2		<Sector>	MT2												
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	
<b>Total Mes 2</b>																	
<Empresa>	<Sistema 1>	3		<Sector>	MAT1												
<Empresa>	<Sistema 1>	3		<Sector>	AT1												
<Empresa>	<Sistema 1>	3		<Sector>	MT1												
<Empresa>	<Sistema 1>	3		<Sector>	BT1												
<Empresa>	<Sistema 1>	3		<Sector>	AT2												
<Empresa>	<Sistema 1>	3		<Sector>	MT2												
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	
<b>Total Mes 3</b>																	
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	
<Empresa>	<Sistema 1>	12		<Sector>	MAT1												
<Empresa>	<Sistema 1>	12		<Sector>	AT1												
<Empresa>	<Sistema 1>	12		<Sector>	MT1												
<Empresa>	<Sistema 1>	12		<Sector>	BT1												
<Empresa>	<Sistema 1>	12		<Sector>	AT2												
<Empresa>	<Sistema 1>	12		<Sector>	MT2												
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	
<b>Total Mes 12</b>																	

**A - Formato VI**

**Balance de Energía y Potencia de Punta (\*)  
Total Empresa y Sistemas Eléctricos**

Mes, Día y Hora de Máxima Demanda:						Año:	
Descripción	Energía (MW.h)		Factor de carga/pérdidas	Potencia (kW)		Factor de Coincidencia (%)	
	MW.h	%		kW	%		
<b>Muy Alta Tensión (MAT)</b>							
(1) Ingreso a MAT							
(2) Ventas en MAT							
(3) Pérdidas en MAT							
<b>Alta Tensión (AT)</b>							
(4) Ingreso a AT desde MAT							
(5) Compras en AT							
(6) <b>Total Ingreso a AT</b>							
(7) Ventas en AT							
(8) AT1							
(9) AT2							
(10) Pérdidas en AT							
<b>Media Tensión (MT)</b>							
(11) Ingreso a MT desde AT							
(12) Compras en MT							
(13) Generación Propia Neta							
(14) Consumo Propio							
(15) Ventas a Otros Distribuidores							
(16) <b>Total Ingreso a MT</b>							
(17) <b>Pérdidas Estándar en Media Tensión</b>							
(18) Técnicas							
(19) No Técnicas							
(20) <b>Ventas en Media Tensión</b>							
(21) MT1							
(22) MT2							
(23) MT3P							
(24) MT3FP							
(25) MT4P							
(26) MT4FP							
(27) <b>Pérdidas Estándar en Baja Tensión</b>							
(28) Técnicas							
(29) No Técnicas							
(30) <b>Ventas en Baja Tensión</b>							
(31) BT1							
(32) BT2							
(33) BT3P							
(34) BT3FP							
(35) BT4P							
(36) BT4FP							
(37) BT5A.A							
(38) BT5A.B							
(39) BT5B							
(40) BT5C-AP							
(41) BT5D							
(42) BT5E							
(43) BT6							
(44) BT7							
(45) <b>Pérdidas No Estándar (MW.h)</b>							
(46) <b>Porcentaje Total de Pérdidas (%)</b>							

(4) = (1) - (2) - (3)

(6) = (4) + (5)

(7) = (8) + (9)

(11) = (6) - (7) - (10)

(16) = (11) + (12) + (13) - (14) - (15)

(17) = (18) + (19)

(20) = (21) + (22) + (23) + (24) + (25) + (26)

(27) = (28) + (29)

(30) = (31) + (32) + (33) + (34) + (35) + (36) + (37) + (38) + (39) + (40) + (41) + (42) + (43) + (44)

(45) = (16) - (17) - (20) - (27) - (30)

(46) = ((45) + (17) + (27)) / (16)

(\*) Corrigiendo desfases de la facturación informada por la empresa

A - Formato VII-1

**TABLA DE ASIGNACIÓN DE COSTOS INDIRECTOS A LAS ACTIVIDADES  
TOTAL EMPRESA**

Identificación	Actividad	Órgano (1)																								TOTAL		
		Dirección y Directores		Gerencia Generación		Gerencias Transmisión		Gerencia Distribución(2)		Gerencia Comercialización (2)		Planificación y Proyecto		Compras y Contratación		Recursos Humanos		Relaciones Institucionales		Asuntos Legales		Administración y Finanzas		Auditoría y Control			Otros (Especificar)	
		%	S/.	%	S/.	%	S/.	%	S/.	%	S/.	%	S/.	%	S/.	%	S/.	%	S/.	%	S/.	%	S/.	%	S/.			
A1	Compra de energía																											
A2	Generación																											
A3	Transmisión																											
A4	Distribución MT																											
A5	Distribución BT																											
A6	Alumbrado público																											
A7	Comercialización																											
A8	Conexión Medidores																											
A9	Corte y Reconexión																											
A10	Gestión Inv. En Distribución																											
A11	Gestión Otras Inversiones																											
A12	Apoyo Postes																											
A13	Otros Servicios																											
A14	Negocios Financieros																											
A15	Otros																											
	<b>Total</b>																											

Nota:

- % = Porcentaje de asignación
- (1) Relación no taxativa (El consultor podrá indicar otras)
- (2) Costos de la Gerencia Propiamente dicha

A - Formato VII-2

**TABLA DE ASIGNACIÓN DE COSTOS INDIRECTOS A LAS ACTIVIDADES  
TOTAL SISTEMA ELÉCTRICO MODELO**

Identificación	Actividad	Órgano (1)																											
		Dirección y Directores		Gerencia Generación		Gerencias Transmisión		Gerencia Distribución(2)		Gerencia Comercialización (2)		Planificación y Proyecto		Compras y Contratación		Recursos Humanos		Relaciones Institucionales		Asuntos Legales		Administración y Finanzas		Auditoría y Control		Otros (Especificar)		TOTAL	
		%	S/.	%	S/.	%	S/.	%	S/.	%	S/.	%	S/.	%	S/.	%	S/.	%	S/.	%	S/.	%	S/.	%	S/.	%	S/.		
A1	Compra de energía																												
A2	Generación																												
A3	Transmisión																												
A4	Distribución MT																												
A5	Distribución BT																												
A6	Alumbrado público																												
A7	Comercialización																												
A8	Conexión Medidores																												
A9	Corte y Reconexión																												
A10	Gestión Inv. En Distribución																												
A11	Gestión Otras Inversiones																												
A12	Apoyo Postes																												
A13	Otros Servicios																												
A14	Negocios Financieros																												
A15	Otros																												
	<b>Total</b>																												

Nota:

- % = Porcentaje de asignación
- (1) Relación no taxativa (El consultor podrá indicar otras)
- (2) Costos de la Gerencia Propiamente dicha

Nota: La información del sistema eléctrico modelo solo aplica para la empresa con encargo del Estudio VAD por sector típico.

A - Formato VIII-1

**TABLA DE ASIGNACIÓN DE COSTOS DE SUPERVISIÓN DIRECTA A LAS ACTIVIDADES  
TOTAL EMPRESA**

Identificación	Actividad	Áreas Representativas de la Gerencia de Distribución										Áreas Representativas de la Gerencia Comercial													
		Área 1		Área 2		Área 3		Área 4		...		Total		Área 1		Área 2		Área 3		Área 4		...		Total	
		%	S/.	%	S/.	%	S/.	%	S/.	%	S/.	%	S/.	%	S/.	%	S/.	%	S/.	%	S/.	%	S/.	%	S/.
A1	Compra de energía																								
A2	Generación																								
A3	Transmisión																								
A4	Distribución MT																								
A5	Distribución BT																								
A6	Alumbrado público																								
A7	Comercialización																								
A8	Conexión Medidores																								
A9	Corte y Reconexión																								
A10	Gestión Inv. En Distribución																								
A11	Gestión Otras Inversiones																								
A12	Apoyo Postes																								
A13	Otros Servicios																								
A14	Negocios Financieros																								
A15	Otros																								
	<b>Total</b>																								

Nota:

% = Porcentaje de asignación

Área Representativa: Órgano o Grupo de Órganos, que pueden ser subgerencias, zonales, unidades o servicios

**A - Formato VIII-2**

**TABLA DE ASIGNACIÓN DE COSTOS DE SUPERVISIÓN DIRECTA A LAS ACTIVIDADES  
TOTAL SISTEMA ELÉCTRICO MODELO**

Identificación	Actividad	Áreas Representativas de la Gerencia de Distribución										Áreas Representativas de la Gerencia Comercial										
		Área 1		Área 2		Área 3		Área 4		Total		Área 1		Área 2		Área 3		Área 4		Total		
		%	S/.	%	S/.	%	S/.	%	S/.	%	S/.	%	S/.	%	S/.	%	S/.	%	S/.	%	S/.	
A1	Compra de energía																					
A2	Generación																					
A3	Transmisión																					
A4	Distribución MT																					
A5	Distribución BT																					
A6	Alumbrado público																					
A7	Comercialización																					
A8	Conexión Medidores																					
A9	Corte y Reconexión																					
A10	Gestión Inv. En Distribución																					
A11	Gestión Otras Inversiones																					
A12	Apoyo Postes																					
A13	Otros Servicios																					
A14	Negocios Financieros																					
A15	Otros																					
	<b>Total</b>																					

Nota:

% = Porcentaje de asignación

Área Representativa: Órgano o Grupo de Órganos, que pueden ser subgerencias, zonales, unidades o servicios

Nota: La información del sistema eléctrico modelo solo aplica para la empresa con encargo del Estudio VAD por sector típico.

## A - Formato IX-1

### Composición de Costos - Total Empresa

Identificación	Actividad	Costo Directo		Supervisión Directa		Costos Indirectos		Total	
		%	\$/	%	\$/	%	\$/	%	\$/
A1	Compra de energía							100	
A2	Generación							100	
A3	Transmisión							100	
A4	Distribución MT							100	
A5	Distribución BT							100	
A6	Alumbrado público							100	
A7	Comercialización							100	
A8	Conexión Medidores							100	
A9	Corte y Reconexión							100	
A10	Gestión Inv. En Distribución							100	
A11	Gestión Otras Inversiones							100	
A12	Apoyo Postes							100	
A13	Otros Servicios							100	
A14	Negocios Financieros							100	
A15	Otros							100	
	<b>Total</b>								

Nota:

% = Porcentaje de asignación

Área Rrepresentativa: Órgano o Grupos de Órganos que pueden ser subgerencias, zonales, unidades o servicios

## A - Formato IX-2

### Composición de Costos - Sistema Eléctrico Modelo

Identificación	Actividad	Costo Directo		Supervisión Directa		Costos Indirectos		Total	
		%	S/.	%	S/.	%	S/.	%	S/.
A1	Compra de energía							100	
A2	Generación							100	
A3	Transmisión							100	
A4	Distribución MT							100	
A5	Distribución BT							100	
A6	Alumbrado público							100	
A7	Comercialización							100	
A8	Conexión Medidores							100	
A9	Corte y Reconexión							100	
A10	Gestión Inv. En Distribución							100	
A11	Gestión Otras Inversiones							100	
A12	Apoyo Postes							100	
A13	Otros Servicios							100	
A14	Negocios Financieros							100	
A15	Otros							100	
	<b>Total</b>								

Nota:

% = Porcentaje de asignación

Área Representativa: Órgano o Grupos de Órganos que pueden ser subgerencias, zonales, unidades o servicios

Nota: La información del sistema eléctrico modelo solo aplica para la empresa con encargo del Estudio VAD por sector típico.

A - Formato X-1

TABLA DE ASIGNACION DE COSTOS TOTALES  
TOTAL EMPRESA

Descripción (1)	A1 Compra de Energía	A2 Generación	A3 Transmisión	A4 Distribución MT	A5 Distribución BT	A6 Alumbrado Público	A7 Comercialización	A8 Conexión y Medidores	A9 Corte y Reconexión	A10 Inversión en Distribución	A11 Inversión en otras Areas	A12 Asesoría a Terceros	A13 Apoyo en Postes	A14 Negocios Financieros	A15 Otras	Total
<b>1 Suministro Diversos de Materiales</b>																
<b>2 Cargas de Personal</b>																
Presidente y G. General																
Gerencia Transmisión + Subgerente de Explotación																
Subgerente de Ingeniería de Transmisión																
Finanzas y Servicios Generales																
RR.HH. Y Afines																
Gerencia Comercial + Subgerencia Comercial																
Informática																
Desarrollo y Calidad de Servicio																
Relaciones Corporativas																
Promoción																
Centro de Servicio Distribución																
Control Pérdidas																
Ingeniería de Distribución																
Planificación y Desarrollo																
Legal y Auditoría																
Ambiente y Seguridad																
Personal Eventual																
<b>Sub Total 2</b>																
<b>3 Mano de Obra Directa y/o Servicios de Terceros</b>																
Mantenimiento Redes y AP																
Transporte																
Atención Reclamos																
Lectura Med. + Reparto de Fact. + Cobranza + Recolección Dinero + Dist. Corresp.																
Com. Cobranza + Apoyo informático																
Vigilancia + Arriendo Ofic. + Limpieza + Asesoría de Seguro + Mensajería																
<b>Sub Total 3</b>																
<b>4 Tributos</b>																
<b>5 Cargas Diversas</b>																
<b>Sub Total</b>																
<b>6 Compra de Energía</b>																
<b>7 Previsiones Ejercicios</b>																
<b>8 Cargas Financieras</b>																
<b>Total</b>																

(1) No taxativa. El consultor puede proponer modificación.

A - Formato X-2

TABLA DE ASIGNACION DE COSTOS TOTALES  
SISTEMA ELÉCTRICO MODELO

Descripción (1)	A1 Compra de Energía	A2 Generación	A3 Transmisión	A4 Distribución MT	A5 Distribución BT	A6 Alumbrado Público	A7 Comercialización	A8 Conexión y Medidores	A9 Corte y Reconexión	A10 Inversión en Distribución	A11 Inversión en otras Areas	A12 Asesoría a Terceros	A13 Apoyo en Postes	A14 Negocios Financieros	A15 Otras	Total
<b>1 Suministro Diversos de Materiales</b>																
<b>2 Cargas de Personal</b>																
Presidente y G. General																
Gerencia Transmisión + Subgerente de Explotación																
Subgerente de Ingeniería de Transmisión																
Finanzas y Servicios Generales																
RR.HH. Y Afines																
Gerencia Comercial + Subgerencia Comercial																
Informática																
Desarrollo y Calidad de Servicio																
Relaciones Corporativas																
Promoción																
Centro de Servicio Distribución																
Control Pérdidas																
Ingeniería de Distribución																
Planificación y Desarrollo																
Legal y Auditoría																
Ambiente y Seguridad																
Personal Eventual																
<b>Sub Total 2</b>																
<b>3 Mano de Obra Directa y/o Servicios de Terceros</b>																
Mantenimiento Redes y AP																
Transporte																
Atención Reclamos																
Lectura Med. + Reparto de Fact. + Cobranza + Recolección Dinero + Dist. Corresp.																
Com. Cobranza + Apoyo informático																
Vigilancia + Arriendo Ofic. + Limpieza + Asesoría de Seguro + Mensajería																
<b>Sub Total 3</b>																
<b>4 Tributos</b>																
<b>5 Cargas Diversas</b>																
<b>Sub Total</b>																
<b>6 Compra de Energía</b>																
<b>7 Previsiones Ejercicios</b>																
<b>8 Cargas Financieras</b>																
<b>Total</b>																

(1) No taxativa. El consultor puede proponer modificación.

Nota: La información del sistema eléctrico modelo solo aplica para la empresa con encargo del Estudio VAD por sector típico.

## **11.2 Anexo N° 2 Informe de los Resultados Relevantes del Estudio de Costos del VAD**

El Informe de Resultados que corresponde a los resultados definitivos del estudio, se preparará de acuerdo al siguiente modelo:

### **Fijación del VAD**

**Periodo 01 de Noviembre de XXXX al 31 de Octubre de XXXX**

**Informe de los Resultados Relevantes del Estudio de Costos del VAD**

EMPRESA

#### ***1. Introducción***

---

Breve reseña del proceso de desarrollo del Estudio de costos del VAD.

#### ***2. Caracterización de la Concesionaria***

---

Información técnica y comercial de la empresa real.

- Área de influencia (km<sup>2</sup>)
- Número de clientes y ventas de energía

Opción Tarifaria	Número de Clientes	Ventas de Energía
		Año 2012
		MW.h
MT1	XXX XXX	XXX XXX
MT2		
MT3		
MT4		
Total MT		
BT1		
BT2		
BT3		
BT4		
BT5A		
BT5B		
BT5D		
BT5E		
BT5C-AP		
BT6		
BT7		
Total BT		
Total		

- Demanda máxima (kW) a nivel de MT y BT
- Número y potencia instalada de los centros de transformación AT/MT

Número	XXX XXX
Potencia (MVA)	XXX XXX

- Información de las instalaciones de distribución eléctrica

En Media Tensión:

Tensión (kV)	XXX XXX
Red Aérea (km)	XXX XXX, XXX
Red Subterránea (km)	XXX XXX, XXX
Total Red MT (km)	XXX XXX, XXX
Equipos de P&S (unidad)	XXX XXX

Subestaciones de Distribución MT/BT y Seccionamiento

Relación de Transformación: XXX kV / XXX,XXX kV

Tipo	Número	Potencia Instalada
		kVA
Monoposte	XXX XXX	XXX XXX
Biposte	XXX XXX	XXX XXX
Convencional	XXX XXX	XXX XXX
Compacta Pedestal	XXX XXX	XXX XXX
Compacta Bóveda	XXX XXX	XXX XXX
Seccionamiento	XXX XXX	XXX XXX
Total	XXX XXX	XXX XXX

## Baja Tensión

Tensión (V)	XXX XXX
Servicio Particular (SP)	
Red Aérea (km)	XXX XXX, XXX
Red Subterránea (km)	XXX XXX, XXX
Total Red BT SP (km)	XXX XXX, XXX
Alumbrado Público (AP)	
Red Aérea (km)	XXX XXX, XXX
Red Subterránea (km)	XXX XXX, XXX
Total Red BT AP (km)	XXX XXX, XXX
Número de Luminarias (conectadas en red aérea)	XXX XXX
Número de Luminarias (conectadas en red subterránea)	XXX XXX

- Información de las pérdidas de energía y potencia

Nivel de Tensión	Tipo	Porcentaje (*)	
		Energía	Potencia
MT	Técnica	XXX XXX	XXX XXX
	No técnica	XXX XXX	XXX XXX
SED	Técnica	XXX XXX	XXX XXX
BT	Técnica	XXX XXX	XXX XXX
	No técnica	XXX XXX	XXX XXX
Acometida	Técnica	XXX XXX	XXX XXX
Medidor	Técnica	XXX XXX	XXX XXX

(\*) Porcentaje referido al ingreso en cada nivel de tensión

- Información de la calidad del servicio eléctrico y tasas de averías de las instalaciones

Descripción	Unidad	Valor
Número de interrupciones	interrupciones / semestre	XXX XXX
Duración de las interrupciones	Horas/semestre	XXX XXX
Caída de tensión en MT	% de la tensión nominal	XXX XXX,XX
Caída de tensión en BT	% de la tensión nominal	XXX XXX,XX

### ***3. Balance de Energía y Potencia***

Descripción del proceso efectuado para la determinación del balance de energía y potencia.

**Resumen del Balance de Energía y Potencia - Año XXXX**

**Día y hora de demanda máxima: .....**

	<b>Energía anual MW.h</b>	<b>Factor carga o factor de pérdidas</b>	<b>Potencia kW</b>
Ingreso MT	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Pérdidas estándares MT	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Técnicas	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
No técnicas	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Ventas MT	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
MT1	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
MT2	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
MT3P	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
MT3FP	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
MT4P	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
MT4FP	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Otros (*)	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Ingreso BT	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Pérdidas estándares BT	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Técnicas	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Subestaciones MT/BT	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Redes BT - SP	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Acometidas	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Medidores	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
No técnicas	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Ventas BT	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
BT1	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
BT2	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
BT3P	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
BT3FP	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
BT4P	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
BT4FP	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
BT5A.A	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
BT5A.B	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
BT5B	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
BT5D	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
BT5E	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
BT5C-AP	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
BT6	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
BT7			
Otros (*)	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX

(\*) Pérdidas en exceso no reconocidas en las tarifas

<b>NHUBTPP<sub>A</sub></b>	horas	XXX XXX
<b>NHUBTPP<sub>B</sub></b>	horas	XXX XXX
<b>NHUBT</b>	horas	XXX XXX
<b>NHUBTAP</b>	horas	XXX XXX
<b>NHUBTPRE</b>	horas	XXX XXX
<b>Demanda MT</b>	kW	XXX XXX
<b>Demanda BT</b>	kW	XXX XXX

#### 4. Valor Nuevo de Reemplazo

- 1 Costos estándar de inversión de las instalaciones de distribución.
- 2 Descripción de la metodología de cálculo.
- 3 Resumen de resultados (costos relevantes).

	Descripción	Unidad	Materiales	Recursos	Indirectos	Total
			US\$	US\$	US\$	US\$
MT	...	US\$/km o	XXX XXX	XXX XXX	XXX XXX	XXX XXX
		US\$/unidad				
	...	...				
SE	...	...				
	...	...				
	...	...				
BT SP	...	...	XXX XXX	XXX XXX	XXX XXX	XXX XXX
	...	...				
	...	...				
BT AP	...	...	XXX XXX	XXX XXX	XXX XXX	XXX XXX
	...	...				
	...	...				

#### 4 Resumen de los Módulos de Iluminación Adaptados por Tipo de Vía

Concepto	Tipo de Vía/Parques	Unidad	Actual		Adaptado	
			Cantidad	US\$	Cantidad	US\$
Pastorales, luminarias y lámparas						
Potencia:						
- .....						
- .....						
- .....						
Torres de iluminación						
- .....						
Equipos de control						
- .....						
Longitud de red de alumbrado público						
- Aéreo						
Red exclusiva						
Compartida con la red de servicio particular						
- Subterráneo						
Zanja exclusiva						
Zanja compartida con la red de servicio particular						
Número de postes exclusivos para A.P.						
Número de postes compartidos con la red de servicio particular						

5 Resultados del VNR

Resultados Valor Nuevo de Reemplazo

Sistema de Distribución Eléctrica XXXXXXXXXX	Unidad	Metrado	VNR miles US\$	Costo unitario promedio US\$/unidad
<b>Media Tensión</b>				
Red aérea	km	XXX XXX,XXX	XXX XXX	XXX XXXX
Red subterránea	km	XXX XXX,XXX	XXX XXX	XXX XXXX
Equipos de protección y seccionamiento (P&S)	unidad	XXX XXXX	XXX XXX	XXX XXXX
<b>Total MT</b>			<b>XXX XXX</b>	
<b>Subestaciones de Distribución</b>				
Monoposte	unidad	XXX XXX	XXX XXX	XXX XXX
Biposte	unidad	XXX XXX	XXX XXX	XXX XXX
Convencional	unidad	XXX XXX	XXX XXX	XXX XXX
Compacta pedestal	unidad	XXX XXX	XXX XXX	XXX XXX
Compacta bóveda	unidad	XXX XXX	XXX XXX	XXX XXX
Seccionamiento	unidad			
<b>Total SE</b>			<b>XXX XXX</b>	
<b>Baja Tensión</b>				
Red aérea				
Servicio particular	km	XXX XXX,XXX	XXX XXX	XXX XXX
Número estructuras compartidas BT y MT	unidad	XXX XXX,XXX	XXX XXX	XXX XXX
Alumbrado público	km	XXX XXX	XXX XXX	XXX XXX
Luminarias	unidad	XXX XXX	XXX XXX	XXX XXX
Equipos de control AP	unidad		<b>XXX XXX</b>	
<b>Total red aérea</b>				
Red subterránea				
Servicio particular	km	XXX XXX,XXX	XXX XXX	XXX XXX
Alumbrado público	km	XXX XXX	XXX XXX	XXX XXX
Luminarias	unidad	XXX XXX	XXX XXX	XXX XXX
Equipos de control AP	unidad	XXX XXX	XXX XXX	XXX XXX
Poste AP	unidad		<b>XXX XXX</b>	
<b>Total red subterránea</b>			<b>XXX XXX</b>	
<b>Total BT</b>				
<b>Inversiones No Eléctricas</b>			XXX XXX	
INE asignadas a MT			XXX XXX	
INE asignadas a BT			<b>XXX XXX</b>	
<b>Total INE</b>			<b>XXX XXX</b>	
<b>VALOR NUEVO DE REEMPLAZO</b>				

## 5. Costos Estándar de Operación y Mantenimiento

### - Técnica

Identificación	Actividad	Costo Directo		Supervisión Directa		Costos Indirectos		Total	
		%	S/.	%	S/.	%	S/.	%	S/.
A4	Distribución MT							100	
A5	Distribución BT							100	
A6	Alumbrado público							100	
A7	Comercialización							100	
	<b>Total</b>								
Nota:									
	% = Porcentaje de asignación								

### - Comercial

Opción Tarifaria	Número de Clientes	Costo Anual	Costo Unitario
		miles US\$	US\$/cliente-mes
MT2 y BT2	XXX XXX	XXX XXX	XXX XXX,XX
MT3, MT4, BT3, BT4 y BT5A	XXX XXX	XXX XXX	XXX XXX,XX
BT5B, BT5D y BT6	XXX XXX	XXX XXX	XXX XXX,XX
BT5C-AP	XXX XXX	XXX XXX	XXX XXX,XX
BT7	XXX XXX	XXX XXX	XXX XXX,XX
BT5E			
Total	XXX XXX	XXX XXX	XXX XXX,XX

- Resultados

**TABLA DE ASIGNACIÓN DE COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO  
TOTAL EMPRESA  
(En Miles de Nuevos Soles)**

	Concepto	TOTAL	Costo de OyM Técnicos				Comercialización				Otros	
			Distribución MT	Distribución BT			Total	Gestión Comercial	Operación Comercial	Costo asociado al Usuario		Total
				SED	Servicio Particular	Alumbrado Público						
<b>Costos Directos</b>												
1	Materiales											
2	Supervisión Directa											
3	Personal Propio											
4	Servicio de Terceros											
5	Cargas Diversas y Otros											
6	Total											
<b>Costos Indirectos (Actividades de Apoyo)</b>												
1	Personal											
2	Materiales											
3	Servicio de Terceros											
4	Aporte Organismo Regulador											
5	Cargas Diversas y Otros											
6	Costo Capital de Trabajo											
7	Total											
<b>Asignación de Costo de Gestión Comercial</b>												
1	Materiales											
2	Supervisión Directa											
3	Personal Propio											
4	Servicio de Terceros											
5	Cargas Diversas y Otros											
6	Total											
<b>Asignación de Costo de Operación Comercial</b>												
1	Materiales											
2	Supervisión Directa											
3	Personal Propio											
4	Servicio de Terceros											
5	Cargas Diversas y Otros											
6	Total											
<b>Costos Totales de OyM</b>												

## 6. Pérdidas Estándar de Energía y Potencia

---

Información de las pérdidas de energía y potencia obtenidas en el proceso de optimización técnica y económica de las instalaciones de distribución eléctrica.

Nivel de Tensión	Tipo	Porcentaje (*)	
		Energía	Potencia
MT	Técnica	XXX XXX	XXX XXX
	No técnica	XXX XXX	XXX XXX
SED	Técnica	XXX XXX	XXX XXX
BT	Técnica	XXX XXX	XXX XXX
	No técnica	XXX XXX	XXX XXX
Acometida	Técnica	XXX XXX	XXX XXX
Medidor	Técnica	XXX XXX	XXX XXX

(\*) Porcentaje referido al ingreso en cada nivel de tensión

## 7. Calidad del Servicio Eléctrico

---

Información de la calidad del servicio eléctrico obtenible

### Índices de Calidad

Descripción	Unidad	Valor
Número de interrupciones	interrupciones / semestre	XXX XXX
Duración de las interrupciones	Horas/semestre	XXX XXX
Caída de tensión en MT	% de la tensión nominal	XXX XXX,XX
Caída de tensión en BT	% de la tensión nominal	XXX XXX,XX

### Costos de Inversión

Costos de Inversión	US\$
Sistemas de cómputo calidad de suministro (Software, hardware...)	
Equipos de medición y registro de calidad de producto y suministro	
Equipamiento de protección, seccionamiento y maniobra MT.	
Equipamiento para trabajos con tensión en MT.	
Redundancia de redes, enlaces y cierres asociados a la calidad del servicio eléctrico.	
Etc., etc.	
<b>Total</b>	

## Costos de Operación y Mantenimiento Anual

Operación y Mantenimiento Anual	US\$
Mantenimiento de la documentación técnica AT, MT, BT y la vinculación cliente red.	
Procesamiento y reporte de las interrupciones y mediciones de calidad de suministro.	
Medición y procesamiento de la calidad de producto.	
Mantenimiento de equipamiento de protección, seccionamiento y maniobra MT.	
Operación de equipamiento de protección, seccionamiento y maniobra MT.	
Mantenimiento de redes redundantes, enlaces y cierres asociados a la calidad del servicio eléctrico.	
Otros costos	
...	
<b>Total</b>	

## Valores de SAIFI y SAIDI reales y objetivos por Sistema Eléctrico

Indicador	Valores Reales	Valores Objetivos			
		1	2	3	4
SAIFI (interrupciones/año)					
SAIDI (horas/año)					

## 8. Proyectos

### Proyectos de innovación tecnológica y eficiencia energética

Concepto	Monto \$ (por año)				TOTAL
	1	2	3	4	
<b>TOTAL</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

## Plan Gradual de Reemplazo a SMI

### Plan de Cambio de Mediciones

Opcion Tarifaria	Cantidad por año (US\$)				TOTAL	Monto por año (US\$)				TOTAL
	1	2	3	4		1	2	3	4	
-----										
-----										
-----										
-----										
-----										
-----										
-----										
-----										
TOTAL										

## 9. Resultados

- VAD y Cargos Fijos

Descripción	Unidad	Media	Baja	Baja
		Tensión	Tensión	Tensión
			SED	SED+Redes
Valor Nuevo de Reemplazo	miles US\$	X XXX	X XXX	X XXX
Anualidad del VNR (Inversión)	miles US\$	X XXX	X XXX	X XXX
Costo Anual de Operación y Mantenimiento	miles US\$	X XXX	X XXX	X XXX
Total Costo Anual	miles US\$	X XXX	X XXX	X XXX
Demanda	kW	X XXX	X XXX	X XXX
Número de Clientes	Unidad			
Valor Agregado de Distribución				
Inversión	US\$/kW-mes	X,XX	X,XX	X,XX
Operación y Mantenimiento	US\$/kW-mes	X,XX	X,XX	X,XX
Total	US\$/kW-mes	X,XX	X,XX	X,XX
Cargo Fijo	US\$/cliente-mes			

### Costos fijos por cliente

Descripción	Unidad	Cliente						
		Total	CFE	CFS	CFH	CFEAP	CFECO	CCSP
Costo Anual de Operación y Mantenimiento	miles US\$	X XXX	X XXX	X XXX	X XXX	X XXX	X XXX	X XXX
Total Costo Anual	miles US\$	X XXX	X XXX	X XXX	X XXX	X XXX	X XXX	X XXX
Número de Clientes	Unidad	X XXX	X XXX	X XXX	X XXX	X XXX	X XXX	X XXX
Cargo Fijo	US\$/cliente-mes	X,XX	X,XX	X,XX	X,XX	X,XX	X,XX	X,XX

- Valor promedio ponderado para las mediciones de simple lectura
- Valor promedio ponderado para las mediciones con relevamiento de registro
- Tipo de Cambio (S//US\$): .....

Descripción	Unidad	Media	Baja	Baja
		Tensión	Tensión	Tensión
			SED	SED+Redes
Valor Nuevo de Reemplazo	miles S/.	X XXX	X XXX	X XXX
Anualidad del VNR (Inversión)	miles S/.	X XXX	X XXX	X XXX
Costo Anual de Operación y Mantenimiento	miles S/.	X XXX	X XXX	X XXX
Total Costo Anual	miles S/.	X XXX	X XXX	X XXX
Demanda	kW	X XXX	X XXX	X XXX
Número de Clientes	Unidad			
Valor Agregado de Distribución				
Inversión	S./kW-mes	X,XX	X,XX	X,XX
Operación y Mantenimiento	S./kW-mes	X,XX	X,XX	X,XX
Total	S./kW-mes	X,XX	X,XX	X,XX
Cargo Fijo	S./cliente-mes			

Descripción	Unidad	Cliente						
		Total	CFE	CFS	CFH	CFEAP	CFHCO	CCSP
Costo Anual de Operación y Mantenimiento	miles S/.	X XXX	X XXX	X XXX	X XXX	X XXX	X XXX	X XXX
Total Costo Anual	miles S/.	X XXX	X XXX	X XXX	X XXX	X XXX	X XXX	X XXX
Número de Clientes	Unidad	X XXX	X XXX	X XXX	X XXX	X XXX	X XXX	X XXX
Cargo Fijo	S./cliente-mes	X,XX	X,XX	X,XX	X,XX	X,XX	X,XX	X,XX

## 10. Factores de Economía de Escala (para el VAD básico)

Periodo	VADMT	VADSED	VADBT	Cargo Fijo
Noviembre XXXX - Octubre XXX				
Noviembre XXXX - Octubre XXX				
Noviembre XXXX - Octubre XXX				
Noviembre XXXX - Octubre XXX				

## 11. Fórmulas de Actualización

VADMT o VADMT-SER

VADMT o VADMT-SER		
Parámetro	Valor Parámetro	Indicador Asociado
XMT	X,XXXX	
YMT	X,XXXX	
ZMT	X,XXXX	
...	X,XXXX	

VADBT (incluye SEDs y Redes) o VADBT-SER

VADBT (incluye SEDs y Redes) o VADBT-SER		
Parámetro	Valor Parámetro	Indicador Asociado
XBT	X,XXXX	
YBT	X,XXXX	
ZBT	X,XXXX	
...	X,XXXX	

#### VADSED (sólo SEDs) o VADSED-SER

VADSED (sólo SEDs) o VADSED-SER		
Parámetro	Valor Parámetro	Indicador Asociado
XBT	X,XXXX	
YBT	X,XXXX	
ZBT	X,XXXX	
...	X,XXXX	

#### Cargo Fijo

Cargo Fijo		
Parámetro	Valor Parámetro	Indicador Asociado
XCF	X,XXXX	
YCF	X,XXXX	
ZCF	X,XXXX	
...	X,XXXX	

#### Valores Base de los Indicadores Asociados

Indicador Asociado	Código	Valor Indicador	Referencia
Índice de Precios al por Mayor	IPM <sub>0</sub>	XXX XXX,XXXXXX	INEI
Precio del Aluminio	IPA <sub>0</sub>	XXX XXX,XXXXXX	Platt's Metal Week
Precio del Cobre	ICu <sub>0</sub>	XXX XXX,XXXXXX	Nota Semanal del BCR del Perú
Tipo de Cambio	TC <sub>0</sub>	XXX XXX,XXXXXX	SBS
Índice de Productos Importados	D <sub>0</sub>	XXX XXX,XXXXXX	SBS, MEF
...	...	XXX XXX,XXXXXX	...

#### VAD ADICIONAL POR PROYECTOS

Los valores de VAD adicional correspondientes a los proyectos para innovación tecnológica, eficiencia energética y cambio de mediciones se resumirán en el cuadro siguiente:

	MT	SET	BT
Valor Presente Inv+COyM Período			
Pot Máxima Demandada			
Adicional VAD			

## CÁLCULO DE AJUSTE ANUAL DEL VAD POR PLAN DE INVERSIONES FONAFE

### VARIACION VAD POR PLAN DE INVERSIONES FONAFE

Los valores de ajuste del VAD en MT y BT correspondientes a los planes de inversión aprobados para las empresas del FONAFE se resumirán en el cuadro siguiente con sus valores asociados

#### AJUSTE VADMT

MT	$VNR_{MT(n-1)}$	$\Delta Inv_{MT(n)}$	$COyM_{MT(n-1)}$	$\Delta COyM_{MT(n)}$	$PDM_{MT}$	$VAD_{MT(n)}$
Año 1						
Año 2						
Año 3						
Año 3						

#### AJUSTE VAD BT

BT	$VNR_{BT(n-1)}$	$\Delta Inv_{BT(n)}$	$COyM_{BT(n-1)}$	$\Delta COyM_{BT(n)}$	$PDM_{BT}$	$VAD_{BT(n)}$
Año 1						
Año 2						
Año 3						
Año 3						