

**Informe N° 496-2021-GRT**

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

---

**Proyecto de Términos de Referencia para  
la Elaboración del Estudio de Costos del  
Valor Agregado de Distribución (VAD)  
2022-2026 y 2023-2027**

---

**Expediente N° 243-2021-GRT**

**Julio 2021**

# Contenido

<b>1. Objetivo</b>	<b>1</b>
<b>2. Antecedentes</b>	<b>1</b>
<b>3. Elaboración de los Términos de Referencia</b>	<b>2</b>
<b>4. Conclusiones</b>	<b>5</b>

# Proyecto de Términos de Referencia para la Elaboración del Estudio de Costos del Valor Agregado de Distribución

## Periodos de Fijación de Tarifas 2022-2026 y 2023-2027

### 1. Objetivo

---

Presentar el Proyecto de Términos de Referencia para la Elaboración del Estudio de Costos del Valor Agregado de Distribución (VAD) 2022-2026 y 2023-2027, de conformidad con el Artículo 67 de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), para su publicación a efectos de recibir opiniones de los interesados.

### 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 Valor Agregado de Distribución (VAD).

El Artículo 15 de la LCE dispone que, es función del Consejo Directivo de Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinermin) 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 Osinermin su fijación cada cuatro años.

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.

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 Osinermin. Asimismo, dispone que dichos términos de referencia deben ser publicados para recibir opiniones de los interesados por un plazo de hasta 45 días hábiles, debiendo ser aprobados a los 90 días hábiles desde su publicación, acompañándose la matriz de opiniones recibidas con su evaluación.

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.

A través de la Resolución Osinergmin 158-2018-OS/CD se fijó el VAD para un primer grupo de empresas, correspondiente al periodo 2018-2022. Asimismo, mediante la Resolución Osinergmin 168-2019-OS/CD se fijó el VAD para un segundo grupo de empresas, correspondiente al periodo 2019-2023. Por lo indicado, la siguiente fijación del VAD se hará en forma separada para dos grupos de empresas de acuerdo con la siguiente tabla:

<b>Grupo</b>	<b>Empresas</b>	<b>Periodo VAD</b>
1	Enel Distribución Perú, Luz del Sur, Electro Dunas, Electro Tocache, Emseusa, Proyecto Especial Chavimochic, Emsemsa, Sersa, Eilhicha, Coelvisac, Egepsa, Electro Pangoa, Eempat y Edelsa	Del 01 de noviembre de 2022 hasta el 31 de octubre de 2016
2	Hidrandina, Electrocentro, Electro Sur Este, Electronoroeste, Electro Oriente, Seal, Electronorte, Electro Puno, Electrosur, Electro Ucayali y Adinelsa	Del 01 de noviembre de 2023 hasta el 31 de octubre de 2017

Por ello, se requiere establecer el VAD para el periodo 2022-2026 para el primer grupo de empresas y para el periodo 2023-2027 para el segundo grupo.

En ese sentido, de acuerdo con lo señalado, corresponde a Osinergmin publicar el Proyecto de Términos de Referencia para la Elaboración del Estudio de Costos del VAD 2022-2026 y 2023-2027, para recibir opiniones de los interesados por un plazo de 45 días hábiles.

Posteriormente, luego del análisis y respuestas de las opiniones, Osinergmin debe aprobar los términos de referencia a los 90 días hábiles de la publicación de su proyecto.

### **3. Elaboración de los Términos de Referencia**

---

De acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 67 de la LCE, se elaboró el Proyecto de Términos de Referencia para la Elaboración del Estudio de Costos del VAD para los periodos de fijación de tarifas 01 de noviembre de 2022 al 31 de octubre de 2026 y del 01 de noviembre de 2023 al 31 de octubre de 2027.

Se tomó como base para la elaboración, los términos de referencia aprobados mediante Resolución Osinergmin 225-2017-OS/CD, utilizados para la fijación del VAD de los periodos 2018-2022 y 2019-2023.

Dicha elaboración comprendió los siguientes aspectos:

### **Aspectos Administrativos**

- Se actualizó la organización de títulos y capítulos del documento, a fin de precisar requisitos, contenidos y mejorar la identificación de aspectos conceptuales y metodológicos. Se actualizaron las referencias de periodos de vigencia de las tarifas a regular y referencias de normas aplicables.
- Se han precisado los requerimientos de información.
- Se precisan los criterios a considerar en los reportes de información.
- Se han mejorado y precisado los formularios de requerimiento de información y presentación de resultados del estudio. Se han incorporado requerimientos de información en relación a:
  - Los proyectos vinculados con los cargos adicionales al VAD de la fijación anterior (mejora de la calidad de suministro, innovación tecnológica y sistemas de medición inteligente).
  - Información de consumos de energía y potencia de clientes libres que usan o tienen a disposición instalaciones de distribución eléctrica.
- En lo correspondiente a los entregables, se considera la presentación del estudio de costos con la propuesta del VAD por parte de la empresa, así como el estudio definitivo luego de las observaciones de Osinergmin.
- Se precisa que la fijación del VAD 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.

### **Aspectos Técnicos**

Se incorporan diversas precisiones en relación a aspectos técnicos:

- Se precisa que para el caso de los proyectos de mejora de la calidad de suministro aprobados por Osinergmin en los procesos regulatorios de los años 2018 y 2019, el incumplimiento de la mejora de indicadores SAIDI o SAIFI, según los objetivos propuestos en cada proyecto, ocasiona la devolución de los ingresos otorgados en el periodo de fijación de tarifas inmediato siguiente al de su aprobación. El monto a devolver considera el efecto de la tasa de descuento del artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- Se precisa que los proyectos de despliegue de sistemas de medición inteligente deben considerar una evaluación costo-beneficio que sustente la conveniencia técnica de dichos proyectos.
- Se han revisado los requerimientos de información, encontrándose necesario precisar las fuentes de información para el sustento de las propuestas de costos, entre otros, se señalan los requerimientos de información para el sustento de la información de costos de mano de obra propia y de terceros. Al respecto, se precisa que la información de costos unitarios de actividades tercerizadas se debe sustentar a partir del análisis de contratos de obras y servicios, del reporte salarial del contratista o encuestas de remuneraciones de profesionales y técnicos, del sector eléctrico, aplicables al ámbito geográfico donde opera la empresa.
- Se precisan los requerimientos de información para el caso de las zonas con restricciones para el despliegue de redes eléctricas (zonas históricas, ancho de vereda, ancho de calle, entre otros).
- Se precisa el requerimiento de presentar un estudio de caracterización de la carga de los sistemas eléctricos representativos de la empresa que sustente su propuesta de factores que caracterizan la carga (factores de coincidencia, factores de contribución a la punta, número de horas de uso, factores de carga y de pérdidas). Se precisa en el documento los

requisitos metodológicos mínimos a considerar en los estudios, siendo dicha referencia la utilizada en estudios de caracterización de la carga para fines de regulación de tarifas del VAD.

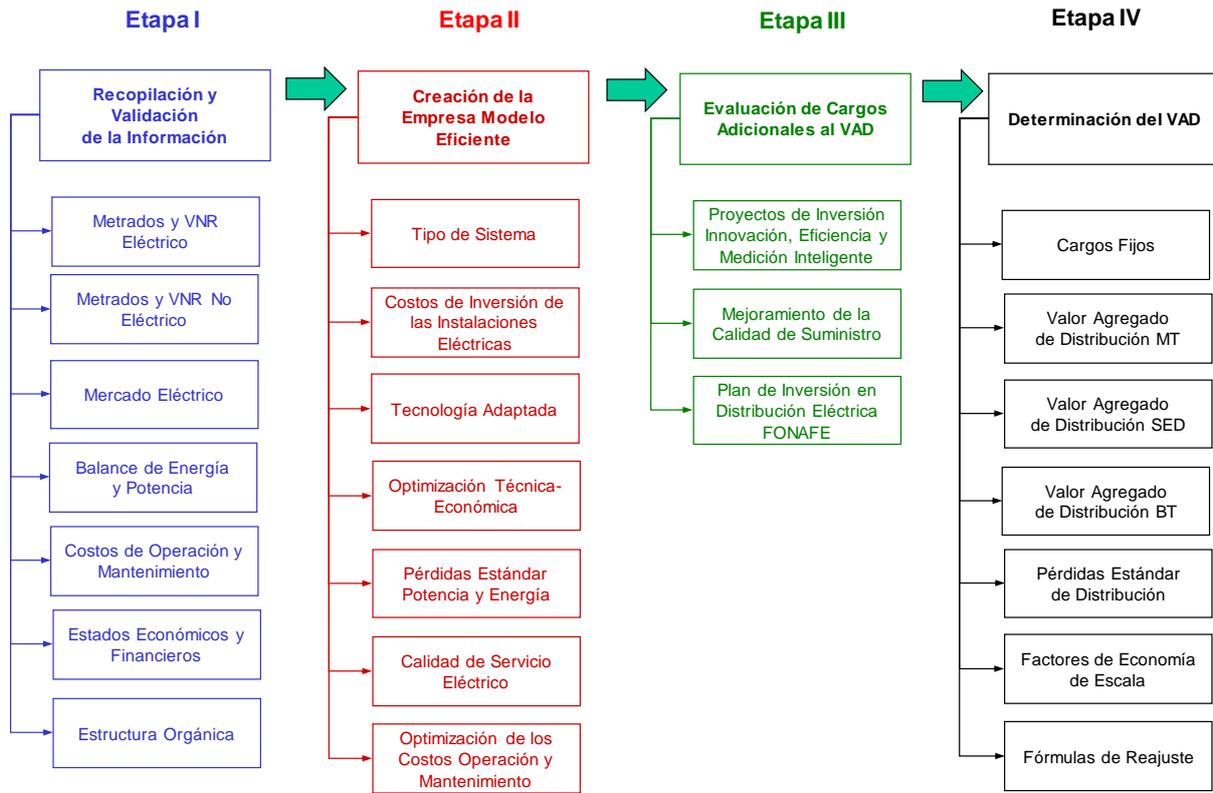
- Se renombran las categorías de rangos de densidad de carga para mejor identificación.
- Se precisan los aspectos técnicos en relación al sistema de red y tecnología adaptada asociada.
- Se introduce el uso de información geo-referenciada para la optimización técnica económica de las instalaciones de red. Al respecto, se precisa los criterios y consideraciones de la metodología de optimización del planeamiento de redes de distribución eléctrica de zonas urbanas, introduciendo el uso de información georreferenciada de la planimetría de los sistemas eléctricos urbanos y urbanos rurales. Asimismo, se propone la mejora de la trazabilidad de cálculos eléctricos introduciendo el uso de softwares de análisis eléctricos de amplio uso en el país. Asimismo, se recomienda el uso de archivos de cálculo inter-operables en diversas plataformas de cálculo eléctrico.
- Se introducen precisiones en la metodología de optimización de redes de distribución eléctrica en zonas rurales.
- Se precisan criterios para la determinación de los balances de potencia y energía por sistema eléctrico. Se señala que los factores de carga a utilizar deben provenir del estudio de caracterización de la carga que desarrolle cada empresa.
- Para el desarrollo de los estudios, se precisan a modo de referencia frecuencias de revisión, mantenimiento y tasas de falla de las instalaciones eléctricas, que provienen de valores adoptados en procesos regulatorios del VAD anteriores.
- Se precisan criterios para la determinación de costos indirectos (asignación de costos a los rubros de inversión, operación y mantenimiento a efectos de evitar duplicidad de costos).

El estudio se estructura y desarrolla siguiendo 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 inversión de innovación tecnológica, eficiencia energética y 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:

## Etapas del Estudio de Costos del VAD



En el Anexo N° 1, se adjunta el proyecto de términos de referencia elaborado para su publicación.

## 4. Conclusiones

- Corresponde a Osinergmin elaborar el Proyecto de Términos de Referencia para la Elaboración del Estudio de Costos del Valor Agregado de Distribución (VAD) 2022-2026 y 2023-2027, de conformidad con el Artículo 67 de la LCE, así como aprobar su publicación para recibir opiniones de los interesados por un plazo de 45 días hábiles.
- El proyecto de términos de referencia ha sido elaborado tomando como referencia los términos de referencia aprobados mediante Resolución Osinergmin 225-2017-OS/CD, utilizados para la fijación del VAD de los periodos 2018-2022 y 2019-2023, así como la experiencia en el desarrollo de dicha fijación.

Lima, 09 de julio de 2021.

[rrollantes]

# **Anexo N° 1**

**Proyecto de Términos de Referencia para la  
Elaboración del Estudio de Costos del VAD 2022-  
2026 y 2023-2027**

**Informe N° 0496-2021-GRT**



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

---

**Proyecto de Términos de Referencia para la  
Elaboración del Estudio de Costos del Valor  
Agregado de Distribución**

**Periodos de Fijación de Tarifas 2022-2026 y 2023-2027**

---

**Julio 2021**

# 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>10</b>
4.1.1	Etapa I: Recopilación de la Información	11
4.1.2	Etapa II: Creación de la Empresa Modelo Eficiente	12
4.1.3	Etapa III: Evaluación de Cargos Adicionales al VAD	12
4.1.4	Etapa IV: Determinación del VAD	14
4.1.5	Obligaciones de la Empresa para con Osinergmin	15
<b>5</b>	<b>Etapa I: Recopilación de la Información</b>	<b>15</b>
<b>6</b>	<b>Etapa II: Creación de la Empresa Modelo Eficiente</b>	<b>26</b>
<b>6.1</b>	<b>Estructuración de la Empresa Modelo Eficiente</b>	<b>27</b>
6.1.1	Caracterización del Mercado Eléctrico y Diseño Preliminar del Tipo de Red	28
6.1.2	Definición del sistema de Red y la Tecnología Adaptada	30
6.1.4	Optimización técnico económica	32
6.1.5	Cálculo de las pérdidas estándar de un sistema eléctrico	40
6.1.6	Balance de Potencia y Energía	42
6.1.7	Verificación del cumplimiento de las normas de calidad de servicio	44
6.1.8	Optimización de los costos de operación y mantenimiento técnico	46
6.1.9	Optimización de los costos de operación comercial y de gestión de la reducción de pérdidas comerciales	49
6.1.10	Optimización de los costos indirectos	51
6.1.11	Optimización de los costos adicionales de explotación	52
6.1.12	Resultados de costos de operación y mantenimiento totales	53
6.2	Presentación de los resultados comparativos	55
<b>7</b>	<b>Etapa III: Evaluación de Cargos Adicionales</b>	<b>55</b>
<b>7.1</b>	<b>Proyectos de Innovación Tecnológica y/o Eficiencia Energética</b>	<b>55</b>
<b>7.2</b>	<b>Plan de Reemplazo Gradual a Sistemas de Medición Inteligente</b>	<b>56</b>
<b>7.3</b>	<b>Mejora de la calidad de suministro</b>	<b>59</b>
<b>7.4</b>	<b>Incorporación de los costos del PIDE</b>	<b>60</b>
<b>8</b>	<b>Determinación del VAD</b>	<b>60</b>
<b>8.1</b>	<b>Cargos Fijos</b>	<b>61</b>
<b>8.2</b>	<b>Valor Agregado de Distribución MT (VADMT)</b>	<b>62</b>
8.2.1	Valor Agregado de Distribución MT (VADMT)	62
8.2.2	Valor Agregado de Distribución MT SER (VADMT_SER)	63
<b>8.3</b>	<b>Valor Agregado de Distribución SED (VADSED)</b>	<b>64</b>
8.3.1	Valor Agregado de Distribución SED (VADSED)	64
8.3.2	Valor Agregado de Distribución SED SER (VADSED_SER)	64
<b>8.4</b>	<b>Valor Agregado de Distribución BT</b>	<b>65</b>
8.4.1	Valor Agregado de Distribución BT (VADBT)	65
8.4.2	Valor Agregado de Distribución BT SER (VADBT_SER)	66

8.5	Pérdidas estándar de distribución en potencia y energía.	67
8.6	Factores de economía de escala	67
8.7	Formula de reajuste	68
8.8	Cargos Adicionales del VAD	69
<b>9</b>	<b>Informes del Estudio</b>	<b>72</b>
9.1	Informe del Estudio de Costos del VAD	72
	El informe ejecutivo se confeccionara de acuerdo a lo indicado en el anexo2 Informe de los Resultados Relevantes del Estudio de Costos del VAD.	72
9.2	Informe del Estudio de Costos del VAD Definitivo	74
<b>10</b>	<b>Plazos de Entrega de los Informes del Estudio</b>	<b>74</b>
<b>11</b>	<b>Anexos</b>	<b>75</b>
	ANEXO N° 1.- Formatos de la Información Técnica, Comercial y Económica	75
	Anexo N° 2.- Informe de Resultados Relevantes	93
	Selección de la Muestra Representativa	108
	Procesamiento y Análisis de la Información	110
	Determinación de los Factores	110

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

## **Periodos de Fijación de Tarifas 2022-2026 y 2023-2027**

### **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 y demás normas complementarias, para los periodos de fijación del VAD 01 de noviembre de 2022 al 31 de octubre de 2026 (2022-2026) y 01 de noviembre de 2023 al 31 de octubre de 2027 (2023-2027).

### **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 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.

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 Artículo 14 de la LGER 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.

Los procesos de fijación del VAD se harán en forma separada para dos grupos de empresa de acuerdo a la siguiente tabla:

<b>Grupo</b>	<b>Empresas</b>	<b>Periodo VAD</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	Del 01 de noviembre de 2022 hasta el 31 de octubre de 2016
2	Hidrandina, Electrocentro, Electro Sur Este, Electronoroeste, Electro Oriente, Seal, Electronorte, Electro Puno, Electrosur, Electro Ucayali y Adinelsa	Del 01 de noviembre de 2023 hasta el 31 de octubre de 2017

Asimismo, el Ministerio de Energía y Minas aprobó los sectores de distribución típicos para los procesos regulatorios del VAD de los años 2022-2026 y 2023-2027. Al respecto, mediante la Resolución Directoral XXX-2021-MEM/DGE se establecieron los siguientes sectores de distribución típicos:

- Sector de Distribución Típico XX: ....
- Sector de Distribución Típico XX: ...
- ....

En consecuencia, se requiere establecer el VAD para el periodo 2022-2026 para el primer grupo de empresas y para el periodo 2023-2027 para el segundo grupo, para lo cual, se requiere establecer los Términos de Referencia que utilizarán las empresas para la Elaboración del Estudio de Costos del VAD (Estudio VAD) de conformidad con las disposiciones legales vigentes.

### 3 Disposiciones Generales

La fijación del VAD 2022-2026 y 2023-2027 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 marzo del año 2022 y las del segundo grupo el primer día útil del mes de marzo del año 2023.

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:

Grupo	Número	Empresa	Tipo de Estudio
1	1	Enel Distribución Perú	Un estudio por cada empresa
	2	Luz del Sur	
	3	Electro Dunas	
	4	Electro Tocache	Un estudio por cada sector de distribución típico para el conjunto de empresas
	5	Emseusa	
	6	Proyecto Especial Chavimochic	
	7	Emsemsa	
	8	Sersa	
	9	Eilhicha	
	10	Coelvisac	
	11	Egepsa	
	12	Electro Pangoa	
	13	Esempat	
	14	Edelsa	

Grupo	Número	Empresa	Tipo de Estudio
2	15	Hidrandina	Un estudio por cada empresa
	16	Electrocentro	
	17	Electro Sur Este	
	18	Electronoroeste	
	19	Electro Oriente	
	20	Seal	
	21	Electronorte	
	22	Electro Puno	
	23	Electrosur	
	24	Electro Ucayali	
	25	Adinelsa	

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, y otras cargas atendidas por el sistema eléctrico, deben considerar la determinación de un único VAD para los usuarios del sistema, efectuando la determinación de los costos estándares de inversión, operación y mantenimiento para el conjunto de usuarios regulados y libres. De conformidad con los artículos 8 y 64 de la LCE, toda vez que los costos deben corresponder a costos estándares eficientes y se aplicarán por un periodo de cuatro años, las empresas como

parte de sus estudios de costos, deben evaluar los mismos sin considerar situaciones coyunturales que puedan afectar los niveles de costos necesarios para la prestación del servicio de distribución eléctrica.

Las condiciones de calidad del servicio eléctrico que deberá brindar la empresa modelo eficiente o el sistema eléctrico modelo eficiente serán las exigidas por las normas de calidad que correspondan, independientemente de las condiciones de calidad o uso de las instalaciones existentes o 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 considerando solo el 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 diseño de red adaptada que implique el mínimo costo total (considerando inversiones iniciales y futuras, costo de pérdidas técnicas y costos directos de operación y mantenimiento (OyM) capitalizados a 30 años) 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, descontando el personal y los costos cuando se vinculan con 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 por lo que se descontarán.

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, 2021 para el primer grupo y 2022 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 y financia la realización de inversiones y acciones para el mejoramiento de la calidad de suministro eléctrico, que no excederá el 5% del VAD en media tensión. El cumplimiento del mejoramiento comprometido se revisará al final del periodo. El factor se aplica como incentivo o penalidad de acuerdo con el cumplimiento (o no) del objetivo propuesto 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 y de las inversiones y acciones propuestas para mejora.

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 y no sobrepasará el porcentaje indicado. En caso de incumplimiento del SAIFI o SAIDI comprometido, 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), de conformidad con la Décima Disposición Complementaria Transitoria del DS 018-2016-EM y el Artículo 163 del Reglamento de la LCE, sustentada en el resultado de una evaluación costo/beneficio que sustente su conveniencia. Los proyectos que se presenten deberán considerar el cumplimiento de las normativas vigentes que sean pertinentes.

En el caso de las empresas con hasta 50 000 suministros, elaborarán y presentarán sus propuestas 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, teniendo en cuenta el cronograma y plazos para la presentación de los Estudios de Costos del VAD.

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 2021 (valor venta publicado por la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP) para el primer grupo de empresas y al 31 de diciembre de 2022 para el segundo grupo. Los costos no deberán incluir el Impuesto General a las Ventas (IGV). Las empresas domiciliadas en Zonas de la Amazonía que efectúan adquisiciones de insumos o contrataciones de servicios fuera de dichas zonas, a efectos del reconocimiento del IGV de tales adquisiciones o contrataciones, deberán presentar, como parte de su Estudio de Costos del VAD, una evaluación del costo adicional por el costo del IGV indicado y su incidencia en el VAD de la empresa.

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 ponderados a nivel de empresa o a nivel de sector típico para las empresas con estudio en conjunto:

- 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: Presentación de cargos adicionales al VAD.
  - Proyectos de innovación tecnológica y/o eficiencia energética
  - Plan gradual de reemplazo a sistemas de medición inteligente.
  - 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, considerando del plan aprobado solo las inversiones por nuevos suministros y demanda.
- 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 de acuerdo a lo siguiente:

1. Antecedentes contables de la empresa.
2. Antecedentes de la organización.
3. Servicios de terceros.
4. Antecedentes de las instalaciones de los sistemas eléctricos e inversiones no-eléctricas.
5. Información técnico-comercial.
6. Demanda y pérdidas.
7. Costos de O y M.
8. Costos unitarios de personal propio y externo.
9. Costos comerciales.
10. Inventario del alumbrado público.
11. Información sobre restricciones en la ejecución de las instalaciones eléctricas.
12. Estudio del costo del capital de trabajo.
13. Estudio y resultados de la caracterización de la carga.

14. Reportes de calidad de servicio.
15. Resultados de los planes piloto y proyectos adicionales realizados (medición inteligente, calidad de suministro e innovación tecnológica).

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. Se deberá tomar como referencia los criterios establecidos en el Manual de Costos basado en actividades aplicable a las empresas de distribución eléctrica, aprobada mediante Resolución Osinergmin 218-2020-OS/CD.

#### **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:

- 1 Caracterización del mercado eléctrico y diseño preliminar del tipo de red;
- 2 Definición de los Sistemas y Tecnologías Adaptadas
- 3 Definición de los costos unitarios de las instalaciones (inversión y operación y mantenimiento);
- 4 Proceso de optimización técnica económica conjunta de las redes e instalaciones y VNR no eléctrico;
- 5 Determinación de Pérdidas de energía estándar;
- 6 Balance de potencia y energía;
- 7 Verificación de cumplimiento de calidad de servicio;
- 8 Determinación de los costos estándar de operación y mantenimiento técnico (MT y BT)
- 9 Determinación de los costos estándar de operación comercial y reducción de pérdidas no técnicas;
- 10 Optimización de costos Indirectos y costos de gestión comercial;
- 11 Optimización de otros costos adicionales de explotación
- 12 Resultados de costos totales de OyM.

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 que se propongan implementar 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 obtenible 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 considerarán los costos de inversión (anualidad de inversión con la tasa establecida en el Artículo 79 de la LCE), los 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 concesionarias pueden presentar un plan gradual de reemplazo a sistemas de medición inteligente. El plan deberá contemplar las opciones tarifarias en las cuales se demuestre su conveniencia técnico-económica en base a un análisis de costo/beneficio.

Las propuestas se deben sustentar tomando en cuenta los resultados de los proyectos pilotos ya realizados, a partir de los cuales podrán proponer en el estudio un plan gradual de reemplazo a sistemas de medición inteligente (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 previsto 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 de partida serán determinados 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 que el costo de las inversiones y acciones propuestas no deben superar el porcentaje límite anual 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 a la conexión de nuevos clientes y crecimiento de demanda, aprobado por Osinergmin.

En el caso de las empresas con hasta 50 000 suministros, elaborarán y presentarán sus propuestas 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, teniendo en cuenta el cronograma y plazos para la presentación de los Estudios de Costos del VAD.

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

Comprende la determinación del VAD según lo siguiente a nivel de sistema eléctrico y ponderado a nivel empresa o sector típico para el caso de los Estudios del VAD en conjunto:

- 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 caracterización de la carga (factores de coincidencia, de contribución a la punta, número de horas de uso en baja tensión promedio y diferenciado para las horas punta y fuera de punta, factor de carga y factor de pérdidas).
- 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 a nivel de cada sistema eléctrico. Al respecto, se utilizará la demanda como factor de ponderación de los cargos del VAD y el número de usuarios para la ponderación de los cargos fijos por sistema eléctrico. Asimismo, para los parámetros de pérdidas y caracterización de la carga se utilizarán la demanda o energía según corresponda. La demanda corresponderá a la utilizada para el cálculo del VADMT o VADBT.

#### **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.

### **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 IX, 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**

Se presentará la estructura de personal, funciones, costos de personal por cargo y tipo desagregando remuneraciones, beneficios, regalías, sobretiempos y otros.

**c. Servicios de terceros**

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 e inversiones no-eléctricas:**

- Información que se señala en el Anexo N° 1 - Formatos I-1 y I-2;
- 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 inversión. Los costos unitarios serán reportados empleando el Sistema de Información de los Costos Estándar de Inversión (SICODI) vigente para el periodo de regulación. Se deberá proporcionar la información de sustento de compras de materiales, equipos u otros, según corresponda;
- 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 2021 o 2022, según corresponda.

- Se deberá indicar la pertenencia de las instalaciones ya sean de propiedad de la empresa del estado o de terceros, diferenciadas por sector típico. Se deberá proporcionar la acreditación de titularidad o documentos de transferencia de activos, 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**

Se reportará la información total y por sistema eléctrico de la empresa. 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.

Para los clientes libres deberá completarse la información requerida en la siguiente tabla:

#### INFORMES CLIENTES LIBRES

Código de cliente	Tensión Conexión	Punto Conexión	mes	Máxima Demanda Registrada (kW)		Potencia Facturada (KW)		Corresponde a Distribución		Energía (MWh)	
				Punta	Fuera de Punta	Punta	Fuera de Punta	SI	NO	Punta	Fuera de Punta

#### f. Demanda y pérdidas

Se deberá reportar:

- La demanda máxima registrada individual y simultánea 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;
- Los balances de energía y potencia para cada nivel de tensión, indicando los criterios y premisas considerados en su elaboración, por sistema eléctrico;
- Las pérdidas técnicas y comerciales de potencia y energía reales de las redes e instalaciones de MT y BT, incluyendo acometidas y medidores;
- Se deberá presentar el balance de potencia y energía de acuerdo al formato VI del Anexo 1

#### g. Costos de O y M

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 que contenga la siguiente información:

- 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 externos utilizados para la atención del servicio;
- Costos de las actividades realizadas por servicios de terceros; y
- Otros costos de operación y mantenimiento.

#### **h. Costos unitarios de Personal propio y externo.**

Información sobre los costos unitarios de personal propio y de personal externo empleado en los servicios contratados.

Los costos unitarios reales de personal propio se reportarán, de acuerdo a sus valores medios para cada una de las categorías tarifarias establecidas en la siguiente tabla:

<b>Categoría</b>	<b>Descripción</b>
Directores	Directores
Gerentes	Gerente general, gerentes de línea, gerentes de apoyo
Subgerentes	Subgerentes
Asesores	Asesores / Coordinadores / Auditores
Jefes	Jefes de departamento, sección o área
Profesionales	Especialistas / Analistas
Supervisores	Supervisores
Administrativos	Administrativos / Asistentes / Auxiliares / Técnicos administrativos / Secretarías
Técnicos	Técnicos / Operadores / Técnicos comerciales / Programadores / Operadores de sistemas

Asimismo, se reportará la cantidad total de personal propio por categoría y el total de la masa salarial. Los reportes para cada categoría incluirán los sueldos básicos, adicionales por antigüedad, gratificación y otros más. Los aportes empresariales para jubilación, obra social, seguros y los adicionales por vacaciones, sueldo anual complementario, Participación de los Trabajadores en las Utilidades de la Empresa (PTU) y otros se reportarán de acuerdo al formato VII-1 del Anexo 1.

Los costos unitarios de personal de servicio tercerizado se reportaran por categoría de acuerdo a las categorías contempladas en el SICODI para la determinación de los costos de inversión.

Los del personal propio y de terceros, según corresponda, surgirá:

- Del análisis de los contratos de obra o de servicios a partir de la consideración de los conceptos incluidos (mano de obra; transporte y equipos; sobre costo contratista); o
- Del reporte salarial del contratista. los mismos se informarán con un desglose de conceptos similar al personal propio.
- También se puede considerar la información de encuestas de remuneraciones del personal profesional y técnico (propio y de terceros), de acuerdo con el ámbito geográfico donde la empresa eléctrica presta el servicio.

Se deben remitir copia de los contratos de obra y/o servicios u otra información que sustente su propuesta de costos unitarios de personal de servicio de terceros.

### **i. Costos comerciales**

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.

Información de ratios comerciales que se presentan en el siguiente cuadro:

<b>Concepto</b>	<b>Ratio</b>
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	

Otros servicios prestados por la Empresa Distribuidora, tales como, apoyo en postes, servicios de comunicaciones de Internet y otros.

Información de modalidad de cobranza, número de centros de atención (de la Empresa, Centros Autorizados de Recaudación, Bancos, Internet, Débito Automático, etc.) número de ventanillas de atención, tiempo promedio de atención, costos unitarios por transacción, etc.

Se deben remitir copia de los contratos de obra y/o servicios u otra información que sustente su propuesta de ratios y costos comerciales.

### **j. Información de vías y manzanos para efectos del Alumbrado Público**

Se debe proporcionar la información de vías, tipo de vía, tipo de alumbrado y perfiles de vía de las diferentes áreas de la zona concesión, en particular, para las zonas urbanas.

#### **k. Información de Restricciones para la Ejecución de Instalaciones Eléctricas**

Se debe proporcionar la información de zonas históricas o monumentales. Se consideran zonas históricas o monumentales aquellos sectores de las ciudades que así hayan sido designados por la autoridad municipal, regional o el Ministerio de Cultura debido a 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.

Asimismo, se debe proporcionar la información de otras zonas o vías con restricciones para la construcción y gestión de instalaciones eléctricas y los sustentos respectivos.

Se debe informar por separado las áreas con restricciones para el tendido de red aérea MT y BT.

Para la restricción del tendido aéreo en MT se considerará, la ubicación de postación y el cumplimiento de las distancias a la edificación real, establecidas en el código eléctrico.

Para sortear las restricciones se evaluará el empleo de líneas de MT con disposición vertical y postación de mayor altura.

Para las restricciones al tendido de líneas aéreas de BT, autoportante, solo se considerará las restricciones para la ubicación de la postación.

#### **l. Estudio del costo del capital de trabajo.**

Definición correspondiente al costo financiero 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, hasta lograr el equilibrio.

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.
- El prorrateo del costo de capital de trabajo en el periodo regulatorio.

#### **m. Información y resultados del estudio de caracterización de la carga**

El estudio de caracterización de la carga comprende la determinación de los factores de carga, factores de pérdidas, factores de coincidencia, factores de contribución a la punta y

horas de uso de baja tensión de las opciones tarifarias establecidas en la Norma “Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final”, aprobada mediante la Resolución OSINERGMIN N° 206-2013-OS/CD y sus modificatorias.

Los factores mencionados estarán determinados a partir de diagramas de carga obtenidos de las lecturas de consumo y demanda de una muestra representativa de suministros de media y baja tensión. Para el caso de la opción tarifaria BT5B, los diagramas se obtendrán de las lecturas de consumo y demanda de una muestra representativa de subestaciones de distribución MT/BT que alimenten predominantemente a usuarios con dicha opción. En el caso de las subestaciones MT/BT de la muestra, la empresa deberá acompañar a los registros de medición, la información de los registros de medición de consumos de los demás usuarios libres o regulados de otras opciones tarifarias, alimentados eléctricamente desde dichas subestaciones.

La concesionaria de distribución deberá alcanzar la información de los registros de medición de todos los usuarios y subestaciones de distribución considerados en su propuesta (muestra representativa del estudio), precisando el código del usuario, opción tarifaria, código sed y ubicación, según corresponda. Además, las empresas que cuenten con proyectos piloto de sistemas de medición inteligente aprobados por Osinergmin, deberán reportar copia de los registros de medición de los usuarios que cuenten con dicho sistema de medición.

Luego de la determinación de los diagramas de carga representativos, los factores para cada sistema eléctrico representativo según sector típico deben ser presentados según la siguiente estructura:

**Por Opción Tarifaria**

Nivel de tensión	Opción tarifaria	Sistema de medición	FCPP	FCFP	F1	F2	F3	CPP (1)	FPS	FPD	Factor de Carga	Factor de Pérdidas	NHUBTTP y NHUBTFP	NHUBT
Media tensión	MT1	2E2P	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		
	MT2	2E2P	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		
	MT3P	2E1P	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		
	MT3FP	2E1P	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		
	MT4P	1E1P	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		
	MT4FP	1E1P	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		
Baja tensión	BT2	2E2P	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		
	BT3P	2E1P	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		
	BT3FP	2E1P	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		
	BT4P	1E1P	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		
	BT4FP	1E1P	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		
	BT5A (2)	2E	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	BT5B	1E	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	BT7	Prepago	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		x

(1) Para la potencia de generación y la potencia de distribución.

(2) Para los usuarios con demanda de hasta 20 kW en HP y HFP y con demanda de hasta 20 kW en HP y de hasta 50 kW en HFP.

Nivel de tensión	Grupo de opciones	FCPP	FCFP	F1	F2	F3	CPP (1)	FPS	FPD	Factor de Carga	Factor de Pérdidas
Media tensión	MT1, MT2, MT3P, MT3FP, MT4P, MT4FP	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	MT2, MT3P, MT3FP, MT4P, MT4FP	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	MT2, MT3P, MT4P	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	MT2, MT3FP, MT4FP	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Baja tensión	BT2, BT3P, BT3FP, BT4P, BT4FP	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	BT2, BT3P, BT4P	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	BT2, BT3FP, BT4FP	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x

(1) Para la potencia de generación y la potencia de distribución.

### Sistema de medición

- 2E2P : Dos mediciones de energía y dos de potencia
- 2E1P : Dos mediciones de energía y una de potencia
- 1E1P : Una medición de energía y una de potencia
- 2E : Dos mediciones de energía
- 1E : Una medición de energía

### Calificación

- p : Presente en horas de punta (de 18:00 a 23:00 horas)
- fp : Presente en horas fuera de punta (resto de horas)

### Factores

- FCPP : Factor de coincidencia en horas punta
- FCFP : Factor de coincidencia en horas fuera de punta
- CPP : Factor de contribución a la punta efectiva
- FPS : Factor de ponderación del día sábado
- FPD : Factor de ponderación del día domingo
- $f_{Carga}$  : Factor de carga
- $f_{Pérdidas}$  : Factor de pérdidas
- NHUBTTP : Número de horas de uso de baja tensión en horas punta
- NHUBTFP : Número de horas de uso de baja tensión en horas fuera de punta
- NHUBT : Número de horas de uso de baja tensión

El procedimiento a seguir para el sustento del estudio de caracterización de la carga se realizará de acuerdo a lo indicado Anexo 3.

### n. Información y resultados de Calidad de servicio

La empresa debe informar, en relación con su calidad de servicio (producto, suministro, atención comercial y alumbrado público), los resultados obtenidos en los dos últimos años previos al estudio tarifario, de acuerdo con lo establecido 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, así como en “Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos”, aprobado con la Resolución Osinergmin 074-2004-OS-CD.

#### **o. Información y resultados de proyectos de innovación, mejora de la calidad y SMI**

Se deberán presentar los resultados de la ejecución de los proyectos aprobados por Osinergmin en el último periodo tarifario, correspondientes a:

- Proyectos de innovación tecnológica y/o eficiencia energética
- Proyectos de mejora de la calidad de suministro
- Planes piloto de implementación de medición inteligente

Los resultados de cada proyecto deben incluir:

- La descripción del proyecto.
- Detalle de costos unitarios de equipos y materiales relevantes.
- Costos de instalación, según componentes del proyecto.
- Costos totales de inversión del proyecto.
- Gastos de explotación incurridos.
- Evaluación técnico-económica (costo-beneficio) de la conveniencia de los mismos.
- Resultados y conclusiones del proyecto.
- Montos de facturación a los usuarios producto de los cargos adicionales al VAD durante el periodo regulatorio (información mensual y consolidada por año).

#### **p. Criterios a considerar en los reportes**

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 de acuerdo a su conveniencia.

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 realizado por personal propio o terceros.

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, legales, control de gestión, compras y contrataciones y otros costos de apoyo a la gestión.

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

Costos para Empresas de Electricidad Concesionarias y/o Autorizadas, aprobada por Resolución Ministerial 197-94-EM/VME.

La información de los formatos del Anexo N° 1 deberán ser entregados en archivos digitales al 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.

## **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 (incluyendo costos directos de inversión inicial, futura, pérdidas técnicas, operación y mantenimiento) para prestar el servicio de distribución evaluada 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 contemplando 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, así como en “Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos”, aprobado con la Resolución Osinergmin 074-2004-OS-CD. La empresa debe calcular los valores de los indicadores de calidad de producto y suministro según se indican en las normas señaladas.
- Para el análisis de la empresa modelo debe considerarse el servicio de distribución de electricidad en la totalidad 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 Determinación de los Sistemas y Tecnologías Adaptadas
- 3 Determinación de los costos unitarios de las instalaciones (inversión y operación y mantenimiento);
- 4 Proceso de optimización técnica económica conjunta de las redes e instalaciones y VNR no eléctrico;
- 5 Determinación de Pérdidas de energía estándar;
- 6 Balance de potencia y energía;
- 7 Verificación de cumplimiento de calidad de servicio;
- 8 Determinación de los costos estándar de operación y mantenimiento técnico (MT y BT)
- 9 Determinación de los costos estándar de operación comercial y reducción de pérdidas no técnicas;
- 10 Optimización de costos Indirectos y costos de gestión comercial;
- 11 Optimización de otros costos adicionales de explotación
- 12 Resultados de costos totales de O y M.

Además, se deberá incluir la presentación de resultados comparativos

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

Se debe realizar un estudio de zonificación (áreas urbanas y rurales) y de caracterización de mercado (áreas urbanas), con la finalidad de determinar las áreas de mercado existentes y las densidades de carga características, por zonas y así definir el tipo de redes que se usará durante el proceso de optimización de la empresa modelo y proceder a determinar la red adaptada.

Se considerarán zonas urbanas todas aquellas que dispongan de trazado de manzanado con calles que lo circundan y la existencia real de clientes urbanos,

Las zonas urbanas periféricas donde no se cuente con manzanado y las zonas rurales se considerarán de forma separada.

- **Caracterización del mercado en zonas urbanas**

El primer paso para la caracterización del mercado eléctrico en áreas urbanas, consistirá en la zonificación de áreas típicas, sobre el tejido urbano real.

Se determinarán y graficarán en base a la base GIS de clientes reales y la calificación catastral las áreas:

- Predominantemente residenciales; comerciales e industriales.
- Las áreas mixtas: Comercial- Residencial; Industrial-comercial- residencial

También se determinarán:

- Los espacios verdes, áreas de parques y espacios libres
- Los polígonos indicando su uso (Industrial; aeropuertos; residenciales, etc)
- Las áreas o vías con restricciones para el tendido de redes aéreas de MT y/o BT

Dicha información se volcará en un plano para cada ciudad.

Se determinarán las densidades de carga de BT y MT, para toda el área urbana de cada ciudad o población.

Los rangos de densidad de MT, incluyendo BT para las áreas urbanas que deben adoptarse son los siguientes, para la definición del tipo de red son:

Zona	Rango de densidad de carga (MW/km <sup>2</sup> )	Color
Muy Alta	$\delta \geq 4,0$	Rojo
Alta	$4,0 > \delta \geq 2,5$	Anaranjado
Media	$2,5 > \delta \geq 1,5$	Azul
Baja	$1,5 > \delta \geq 0,25$	Verde
Muy Baja	$\delta < 0,25$	Amarillo

Para la realización del proceso de optimización se requerirá el cálculo de la densidad de carga de BT y MT en forma separada y la conjunta MT+BT.

Las densidades de carga de MT y BT deben calcularse, con la demanda máxima simultánea real en cada área evaluada por nivel de tensión. Para ello se considerará el aporte georeferenciado de cada usuario o grupo de usuario al pico de demanda procesando:

- La energía consumida con los factores de carga y de contribución efectiva a la punta, correspondientes a cada opción tarifaria y segmento de clientes con medición de energía solamente.
- La potencia máxima real facturada en las horas de punta para los clientes con registro de potencia por los factores de simultaneidad correspondientes

En ningún caso se debe utilizar la potencia contratada, sino la potencia máxima consumida real.

La dimensión de las cuadrículas para el cálculo de la densidad de carga serán:

- Densidad de BT : 100x 100m
- Densidad MT y MT +BT:200x200m

#### • **Definición preliminar del tipo de red**

La definición preliminar del tipo de red a emplear en áreas residenciales, comerciales y/o mixtas, se realizará de acuerdo a los siguientes criterios básicos

Rango de densidad	Red MT	Red BT
Muy Alta	Subterránea	Subterránea
Alta	Subterránea	Aérea
Media, Baja, Muy Baja	Aérea	Aérea

En áreas predominantemente industriales (incluyendo cargas puntuales), no será de aplicación directa este criterio. Se deberá evaluar la posibilidad de emplear redes aéreas de MT y/o BT, independientemente de la densidad de carga existente, y de acuerdo a las posibilidades reales.

Asimismo, se consideran las restricciones existentes en áreas y vías para el tendido de red aérea de acuerdo al reporte realizado en la etapa de información preliminar.

En el caso de restricciones en vías por falta de espacio se extremarán los recursos a aplicar para mantener el tendido de tipo aéreo.

Por lo que, en el caso de líneas de MT, se empleara la disposición vertical de conductores y la utilización de postes de mayor altura. En casos extremos se admitirá el uso de cable autoportante en MT.

Para líneas de BT, se analizará la ubicación de postes pegado a la línea municipal.

## 6.1.2 Definición del sistema de Red y la Tecnología Adaptada

### a. Definición del sistema de red MT y BT

Corresponde a la selección de las tensiones y conexión del neutro.

#### Tensiones

Para la red de MT se emplearán las tensiones normalizadas, a saber:

- Zonas urbanas 10, 13,2 y 23 KV
- Zonas rurales 13,2 y 23 KV

Para la red de BT 3x380/220V

#### Conexión del neutro

El sistema de conexión del neutro de MT y BT será conectado rígidamente a tierra.

En el caso de que los sistemas de MT actuales sean aislados en MT, se podrá incluir en los costos de MT, los transformadores creadores de neutro con su equipamiento de protección y maniobra y las adecuaciones de puesta a tierra necesarias.

### b. Definición de 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.

Para la determinación de las tecnologías adaptadas se tomarán como referencia las siguientes tecnologías definidas en los últimos procesos regulatorios 2018-2022 y 2019-2023:

La tecnología a adoptar para las lámparas de alumbrado público se deberá evaluar técnico-económicamente para todas las potencias requeridas el tipo de lámpara más conveniente, considerando las tecnologías LED y Vapor de Sodio.

- En los casos que la empresa considere apropiada otra tecnología deberá presentar un análisis técnico económico de las tecnologías más apropiadas, teniendo como referencia las tecnologías (criterios de adaptación económica) presentados en las tablas anteriores., de acuerdo con los resultados de las fijaciones del VAD anteriores

## 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 costos 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.) para todas alternativas constructivas 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 de considerar el valor comercial del terreno, pero teniendo en cuenta que para aquellos terrenos en vías públicas (vías y parques), así como aquellos de propiedad del Estado, utilizados por hospitales, colegios, universidades de carácter público y entidades gubernamentales, en los cuales se han instalado SEDs para la prestación del servicio público de electricidad, se considerará un valor igual a cero, por cuanto el uso de las vías públicas y bienes de propiedad del Estado, conforme el artículo 24° y artículo 109° de la Ley de Concesiones Eléctricas, es gratuito.

Los costos unitarios de mano de obra del personal tercerizado deben estar adecuadamente fundamentados con algunas de las siguientes opciones:

- Análisis de la incidencia de la mano de obra en contratos de servicios de construcción y/o mantenimiento reales.
- Encuestas regionales de salarios pagados por la realización de actividades afines
- Encuestas de organismos gubernamentales regionales o nacionales

La documentación utilizada para la evaluación deberá incorporarse al estudio.

#### **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, los costos de pérdidas técnicas y los costos directos de operación y mantenimiento, evaluados en un periodo de 30 años.

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

- Revisión del nivel de tensión óptimo;
- Revisión y optimización del tamaño de transformadores MT/BT y nivel de carga;
- Optimización de la sección de los conductores MT y BT;
- Optimización de la cantidad de circuitos de MT y BT en áreas urbanas
- Empleo de redes subterráneas en aquellas zonas donde se justifiquen su uso por densidad de carga y por zonas históricas o monumentales;
- Verificación del cumplimiento de los estándares de calidad de servicio.
- Evaluación de distintas alternativas de conformación topológica usuales en el mercado;
- Evaluación de distintas alternativas de equipamientos de protección y maniobra;
- Empleo en MT de redes aéreas aisladas o autoportantes en aquellas zonas que por distancias de seguridad se justifique; y
- Diseño de redes según la normatividad del Perú vigente.
- Aprovechamiento de la existencia (actual y futura) 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 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 deben evaluar diversas configuraciones alternativas (considerando 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.

La optimización técnica y económica de los sistemas eléctricos urbanos, se realizará para cada rango de densidad de carga de MT + BT en forma conjunta, para un mínimo de combinaciones posibles definido en la tabla de densidades.

Las áreas predominantemente industriales y los polígonos serán optimizados en forma independiente al trazado urbano general

Se deben considerar los siguientes criterios y requisitos básicos:

- Los proyectos de red inicial con todas sus características y alternativas de modulación de las redes serán desarrolladas sobre el manzanado con planos GIS.
- La optimización de la ruta de alimentadores se debe desarrollar en un software de uso libre GIS. La metodología y algoritmos utilizados se deben describir de forma completa así como se debe proporcionar la codificación utilizada, remitiendo los archivos fuente utilizados.
- Para el desarrollo de las redes e instalaciones adaptadas no se consideraran las redes e instalaciones de MT y BT existentes.
- Se adaptaran (obtención de la mejor alternativa técnico-económica) las redes de MT y BT para abastecer el mercado existente (clientes existentes) sobre el trazado urbano real (manzanado).
- Los cálculos eléctricos de la propuesta final de optimización se deben sustentar mediante de archivos de datos y resultados de programas de cálculo eléctrico utilizados en procesos regulatorios de Osinergmin. Se deberá proporcionar la descripción del análisis realizado, diagrama unifilar del sistema y los archivos de datos y resultados que permita su uso e importación.
- Para el desarrollo de la red inicial se considerara la previsión de crecimiento de demanda vegetativo sobre los clientes reales existentes dentro del periodo tarifario.
- Para la evaluación de las inversiones futuras y las pérdidas técnicas se considerara igualmente el crecimiento vegetativo de los clientes existentes pero en el periodo de 30 años.
- La optimización debe ser en conjunto para las redes de MT y BT, considerando los costos totales directos de inversión, operación y mantenimiento y pérdidas técnicas.
- Se debe evaluar el óptimo número de alimentadores de MT y BT, la potencia instalada de las subestaciones de distribución y otras (elevadoras/reductoras y de seccionamiento y protección), secciones de conductores de MT y BT.
- Las redes de MT subterráneas se desarrollaran en lazo o anillo, previendo reserva de a pares de alimentadores.
- Las redes de MT de tipo aéreo y las redes de BT subterráneas y aéreas de desarrollaran con estructura radial.
- Los tipos de SED se consideraran , siguiendo los porcentajes de aplicación real, y los tipos definidos como tecnología adaptada según sea la red de MT aérea o subterránea
- En el desarrollo de las redes, en ningún caso se superpondrán las áreas servidas por distintas SET AT/MT, alimentadores de MT, SED MT/BT, y alimentadores de BT.
- Se tomaran las densidades de carga de BT y conjuntas de MT+BT que sean convenientes para representar al mercado.
- La mínima cantidad de rangos de densidad de carga a tomar serán los cinco rangos establecidos en la tabla de caracterización del mercado.
- Se deberá demostrar que con las redes adaptadas se cumplen los niveles de calidad establecidos en la NTCSE vigentes, según corresponda.
- Se considerara el manzanado real para la ubicación de las SED.
- Como áreas mínimas de evaluación para cada densidad de carga, serán:
  - SED MT/BT completas(con su red BT), para cada densidad BT y
  - Mínimo media SET AT/MT para el total de las redes evaluadas en conjunto MT, SED y BT en conjunto , para cada densidad MT
- Se evaluaran todas las alternativas que se consideren convenientes para obtener el óptimo de red MT y BT debiendo como mínimo considerar, tres alternativas de módulo de SED, por cada densidad de BT y tres alternativas de desarrollo de la red

conjunta MT y BT, considerando el óptimo de SED y red de BT por cada densidad MT, para la optimización conjunta de las tres etapas.

- Para la selección de las alternativas a evaluar se tomaran como referencia los estudios aprobados en las regulaciones previas.
- Los resultados de los metrados de SED y redes de MT y BT se obtendrán como extrapolación de los resultados óptimos obtenidos por cada área de densidad al total del área realmente servida.
- Se deben presentar todos los algoritmos, metodologías y procedimientos de cálculos realizados.
- Se deben de presentar todos los archivos de cálculo utilizados, para su evaluación y verificación.

En el informe final se deberán incluir los siguientes planos de red que muestren la topología y modulación adaptada (optimo), aplicada sobre el manzanado real.

- Dos planos comprendiendo cada uno, una SEDMT/BT y su red de BT completos para cada una de las densidades de carga BT evaluadas.
- Un plano de la red de MT, con los SED MT/BT correspondientes, de mínimo media SET AT/MT para cada una de las densidades de carga MT evaluadas.
- En anexos se deben de presentar los archivos fuente de cálculos realizados, planos y diagramas finales (archivos Excel formulados u otro formato).

Para la alternativa seleccionada por zona de densidad MT y BT la empresa deberá elaborar el siguiente cuadro por cada área de densidad de carga:

**Cuadro de 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 y las ecuaciones

aplicadas los resultados obtenido y los planos de desarrollo de la red sobre el manzanado real.

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:

- La optimización de la ruta de alimentadores se debe desarrollar en un software de uso libre GIS. La metodología y algoritmos utilizados se deben describir de forma completa así como se debe proporcionar la codificación utilizada, remitiendo los archivos fuente utilizados.
- Los cálculos eléctricos de la propuesta final de optimización se deben sustentar mediante de archivos de datos y resultados de programas de cálculo eléctrico utilizados en el Perú. Se deberá proporcionar la descripción del análisis realizado, diagrama unifilar del sistema y los archivos de datos y resultados que permita su uso e importación.

Aquellos centros urbanos que posean menor magnitud se optimizaran considerando los criterios y metodología aplicable en sistemas rurales.

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 (instalación, energía y mantenimiento), para lo cual se deben evaluar diversas tecnologías de iluminación y diseños. El diseño debe tomar en cuenta la NTCSE y las normas técnicas de alumbrado público vigentes.

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

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

Concepto	Tipo de Via/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 de los clientes existentes 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.
- Se definirá la cantidad y ubicación óptima de los equipos de protección y maniobra

Todos los alimentadores rurales existentes se clasificaran en segmentos homogéneos por nivel de tensión, considerando la demanda de potencia máxima multiplicada por la longitud (momento eléctrico).

Una vez clasificados se segmentaran con criterio estadístico debiendo resultar un mínimo de 5 rangos de momento.

De cada segmento se elegirán circuitos representativos los cuales deberán ser como mínimo un 10% de los circuitos reales.

Para los circuitos elegidos se deberán presentar los planos reales completos de red MT con su traza, potencias de transformación, y secciones de conductor.

Se deberá demostrar que con las redes adaptadas se cumplen los niveles de calidad establecidos en la NTCSE

Sobre estos planos se procederá a ajustar las potencias de transformación a la demanda, seleccionar la sección óptima de conductor, considerando las pérdidas técnicas y el cumplimiento de la regulación de tensión.

Finalmente se deberán incluir todos los elementos de protección y maniobra, requeridos para cumplir con las normas de calidad de suministro.

Los resultados obtenidos se extrapolaran a todos los circuitos, dentro de un mismo nivel de tensión y segmento homogéneo, considerando los factores de adaptación respecto de la realidad obtenido en los circuitos analizados.

Las instalaciones de alumbrado se diseñaran en cumplimiento de la normativa vigente. En el informe se incluirán las siguientes tablas resumen generales, por sistema eléctrico.

TABLAS RESUMEN DE OPTIMIZACIÓN DE SISTEMAS RURALES

POTENCIA DE TRANSFORMACIÓN

Transformadores MT/BT	REAL	OPTIMIZADA

LONGITUD TRONCALES Y RAMALES LINEA AEREA MEDIA TENSION

TIPO	REAL	OPTIMIZADA
Troncal Trifásico		
Ramal Trifásico		
Ramal Bifásico		
Ramal Monofásico		

LONGITUD Y SECCION LINEA AEREA MEDIA TENSION

SECCION (mm <sup>2</sup> )	REAL	OPTIMIZADA
120		
95		
70		
50		
35		
25		

LONGITUD TRONCALES Y RAMALES LINEA AEREA MEDIA TENSION

TIPO	REAL	OPTIMIZADA
Troncal Trifásico		
Ramal Trifásico		
Ramal Bifásico		
Ramal Monofásico		

Tabla de presentación de resultados de AP zona rural

Sistema eléctrico	Tipo Lu minarias	Potencia (W)	Cantidad	km red

#### 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 óptimo de los bienes muebles e inmuebles y la determinación de los costos asociados a éstos, destinados a las actividades de distribución. La metodología a formular corresponderá a un dimensionamiento óptimo

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 considerado, 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 de conveniencia 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>			

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.

#### 6.1.4.3 Resultados de VNR Total

Con los resultados obtenidos se completarán el siguiente formato:

#### 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 MTBT</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>							

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

Las pérdidas de potencia se calcularán para la hora de punta de cada sistema de distribución y para el sistema de distribución optimizado (red adaptada), cuyas instalaciones estén técnica y económicamente adaptadas a la demanda de acuerdo a lo indicado precedentemente.

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

Las pérdidas físicas en la red adaptada resultantes del cálculo y de la aplicación de los medios de regulación de tensión, deberán permitir que las caídas de tensión máximas no excedan lo establecido en la LCE, la NTCSE y la NTCSE, según corresponda.

La determinación de las pérdidas técnicas estándar será efectuada sobre los circuitos de MT y BT y las SED económicamente adaptados según el estudio técnico económico de las configuraciones básicas de cada área de densidad urbana y para un grupo representativo de los circuitos rurales. Para ello se emplearán flujos de carga que evalúen cargas asimétricas sobre información de los circuitos y las cargas geo-referenciada.

Se deberá considerar:

Las pérdidas unitarias en vacío y plena carga de los transformadores MT/BT, se tomarán de forma tal que lleven al menor costo total capitalizado incluyendo costo de adquisición de los transformadores y pérdidas capitalizadas

Las resistencias de cables y conductores deberán corresponder a la temperatura de funcionamiento (media ambiente + sobreelevación debida a la carga resultante de la optimización).

Las pérdidas de los sistemas de medición corresponderán a equipamiento de tecnología vigente (medidores electrónicos)

Los tiempos equivalentes de pérdidas en MT y BT deberán estar calculados, de acuerdo a la forma de la curva de carga y los correspondientes factores de carga utilizando alguna de las expresiones siguientes

- Factor de pérdidas ( $f_{pérdidas}$ )

Se determina mediante integración numérica de acuerdo a lo siguiente:

$$f_{pérdidas} = \frac{\frac{1}{T} \int_0^T I^2 dt}{I_{máx}^2}$$

También, se determina a través de una fórmula empírica función del factor de carga:

$$f_{pérdidas} = 0.7 \times (f_{carga})^2 + 0.3 \times f_{carga}$$

Se efectuarán los cálculos de las pérdidas para cada sistema eléctrico y por etapa: para cada etapa 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.

Para el cálculo de las pérdidas técnicas se podrán considerar los siguientes factores de incremento de las mismas:

- Divergencia de cargas en circuitos de MT de una misma SETAT/MT y de BT de una misma SEDMT/BT hasta un 20%.
- Asimetría de carga entre fases de circuitos de MT rurales y de BT urbanos y rurales hasta un 25%.
- Influencia de la distorsión por armónicos de corriente, dentro de los límites admitidos en la NTCSE.

Como resultado de este análisis sobre el sistema de red adaptada 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.

El estudio incluirá las ecuaciones, modelos empleados, cálculos y resultados obtenidos.

Las pérdidas no técnicas reales serán determinadas a partir de la diferencia entre las pérdidas totales y las pérdidas técnicas ambas calculadas sobre la red real (información reportada en la etapa 1). La empresa propondrá la metodología, herramientas y acciones que resulten las adecuadas para estimar el nivel eficiente alcanzable de las pérdidas no técnicas, demostrando la conveniencia de la aplicación de las propuestas.

Es decir que, para la determinación de las pérdidas estándar no técnicas a considerar en la tarifa, el estudio deberá considerar los niveles de pérdidas que puedan alcanzarse mediante 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-Balance de Potencia y Energía**

Se deberá determinar la demanda máxima 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 mismo se confeccionara para cada sistema eléctrico adaptado y para el total de la empresa modelo.

Los factores de carga (u horas de uso) y los factores de contribución a la punta se tomaran de los resultados del estudio de caracterización de la carga que se describe en el Anexo 3.

Respecto del balance de potencia y energía de la red real, solo se modificaran los valores de pérdidas de potencia y energía.

En el balance de la red real la potencia máxima resultante para cada sistema eléctrico y total empresa, coincidirá con la potencia máxima simultánea medida según corresponda.

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

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>						
Ingreso a MAT						
Ventas en MAT						
Pérdidas en MAT						
<b>Alta Tensión (AT)</b>						
Ingreso a AT desde MAT						
Compras en AT						
<b>Total Ingreso a AT</b>						
Ventas en AT						
	AT1					
	AT2					
Pérdidas en AT						
<b>Media Tensión (MT)</b>						
Ingreso a MT desde AT						
Compras en MT						
Generación Propia Neta						
Consumo Propio						
Ventas a Otros Distribuidores						
<b>Total Ingreso a MT</b>						
<b>Pérdidas Estándar en Media Tensión</b>						
	Técnicas					
	No Técnicas					
<b>Ventas en Media Tensión</b>						
	MT1					
	MT2					
	MT3P					
	MT3FP					
	MT4P					
	MT4FP					
<b>Pérdidas Estándar en Baja Tensión</b>						
	Técnicas					
	No Técnicas					
<b>Ventas en Baja Tensión</b>						
	BT1					
	BT2					
	BT3P					
	BT3FP					
	BT4P					
	BT4FP					
	BT5A.A					
	BT5A.B					
	BT5B					
	BT5C-AP					
	BT5D					
	BT5E					
	BT6					
	BT7					
Pérdidas No Estándar (MW.h)						
Porcentaje Total de Pérdidas (%)						

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

$$(6) = (4) + (5)$$

$$(7) = (8) + (9)$$

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

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

$$(17) = (18) + (19)$$

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

$$(27) = (28) + (29)$$

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

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

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

Los factores de carga/perdidas y de coincidencia deberán calcularse de acuerdo a lo que se indica en el anexo 3.

El factor de coincidencia a emplear será el denominado "Factor de contribución a la punta efectiva".

### 6.1.7 Verificación del cumplimiento de las normas de calidad de servicio

En el proceso de construcción de la empresa modelo 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 el análisis de 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 verificar el cumplimiento de la calidad de producto en forma eficiente, partiendo de las caídas de tensión de los distintos circuitos típicos adaptados para zonas urbanas y/o rurales, se debe demostrar que es factible el cumplimiento de los requisitos 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. Adopción de las tasas de avería objetivo de una red de vida media alcanzables mediante acciones de mantenimiento, incluye prácticas de Trabajo Con Tensión (TCT), revisiones y adecuaciones;
3. Adopción 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 re-cierre y seccionamiento automático, señalización de fallas, etc.); y
5. Determinación de los tiempos de reposición objetivo a partir de una razonable disposición de recursos 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 esperables 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.

Una vez construidas las curvas de distribución objetivo, deberá determinarse que porcentaje de clientes no excede los valores de los índices (N) número de interrupciones por cliente por semestre y (D) duración total de interrupciones por cliente por semestre, dispuestos por la

NTCSE o NTCSER, según corresponda. Se considerara aceptable hasta un 5% de clientes excedidos

El punto de partida para la optimización de la red respecto de su calidad de suministro, mediante un modelo de cálculo, serán por tanto 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 las tasas de falla objetivo y los sistemas de protección adecuados.

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 , presentados por sector típico y zona (área urbana densidad y área rural) :

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 y explicitar las previsiones adicionales a las contempladas en el diseño de la red adaptada para el cumplimiento de las tolerancias y para las mediciones y reportes de la Calidad de Servicio, requeridos en las normas NTCSE y NTCSER 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

Operación y mantenimiento	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 enlaces y cierres asociados a la calidad del servicio eléctrico.	
Otros (especificar)	
...	
<b>Total</b>	

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

La optimización de los costos de operación y mantenimiento técnico directos deberá realizarse de acuerdo a las siguientes Criterios y parámetros de cálculo.

#### 6.1.8.1 Criterios de Optimización de los costos de operación y mantenimiento técnico

En esta etapa del estudio se optimizarán los costos de operación y mantenimiento técnico, en concordancia con la optimización de las redes e instalaciones de los sistemas eléctricos de la empresa, determinando 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 eficientes de operación, mantenimiento preventivo y correctivo.

Los costos de operación de las instalaciones deberán corresponder a actividades requeridas por las redes e instalaciones de los sistemas eléctricos optimizados.

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.

Para la determinación de las frecuencias de revisión, medición y promedios de adecuaciones deberán tomarse como referencia los valores indicados en estos términos que surgen de las prácticas de estudios tarifarios precedentes

Los costos del mantenimiento correctivo estarán vinculados a la tasa de averías objetivo que deberían poseer las redes e instalaciones adaptadas 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), en todos los tipos de trabajos que resulte posible y conveniente.

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 la conveniencia del desarrollo de dichas actividades a través de la tercerización.

El trabajo a desarrollar incluye, entre otros aspectos, lo siguiente:

- Ubicación de puntos de concentración del personal en lugares diferentes a los existentes;
- Optimización de esquemas de operación y mantenimiento de redes (no considerando cierres y reservas innecesarias);
- Evaluación de la conveniencia de empleo de los servicios de contratistas o de 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, tomados como referencia principal, con los obtenidos en otras referencias como encuestas de mercado de actividades del mismo ramo y zona geográfica. 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.

Los costos totales de operación y mantenimiento deberán calcularse mediante el cálculo de los Costos Unitarios 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.

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

Se realizara la revisión y análisis de lo siguiente:

- Costos de Hora Hombre, de personal de contratista. En los casos pertinentes se tomaran los considerados en el cálculo del VNR;
- Costos de Horas Máquina, en los casos pertinentes se considerarán los mismos considerados en el cálculo del VNR;
- Se consideran las actividades de mantenimiento clasificadas en mantenimiento correctivo y preventivo;
- Se adoptaran Tiempos estándar eficientes de reparación y mantenimiento de las instalaciones del sistema de distribución;
- Frecuencia de Mantenimiento eficientes de acuerdo a las tablas incluidas en este capítulo:
  - Redes de media tensión;
  - Subestaciones de distribución y de seccionamiento;
  - Redes de baja tensión; e
  - Instalaciones de alumbrado público.
- Tasa de falla objetivo de las instalaciones por tipo y nivel de tensión, de acuerdo a las tablas incluidas en este capítulo:
  - Redes de media tensión;
  - Subestaciones de distribución y de seccionamiento;
  - Redes de baja tensión; e
  - Instalaciones de alumbrado público.
- Infraestructura óptima para el desarrollo de la actividad de operación:
  - Área geográfica de atención;
  - Cantidad de Guardias de Emergencia; y
  - Equipamiento.
- El Cálculo resultante del Costo Unitario Estándar de mantenimiento por unidad de instalación se indicara 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

- Cálculo de los costos de mantenimiento óptimos, para lo cual se multiplicará las cantidades globales de redes e instalaciones adaptadas agrupadas por las etapas del sistema de distribución, por los costos unitarios estándar de mantenimiento.
- 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 requerida. Debe tenerse en cuenta que el sistema de distribución se encuentra cumpliendo los valores de tasa de falla objetivo.

- Cálculo del Costo Estándar de Operación y Mantenimiento Técnico Directo que incluya los costos optimizados de operación y mantenimiento (preventivo y correctivo), calculados.
- Se adjuntan las frecuencias y tasas de falla a adoptar para las redes e instalaciones de distribución y para las instalaciones de alumbrado público.
- En caso de pretender utilizar otras frecuencias y tasas de falla objetivo las mismas se deberán sustentar con una comparación de las tasas de falla, frecuencias de mantenimiento correspondientes a estándares internacionales de empresas latinoamericanas similares aplicados sobre redes adaptadas que operen en condiciones de eficiencia.

Se tomaran como referencia las frecuencias, tasas de falla y frecuencias determinadas en los últimos procesos regulatorios 2018-2022 y 2019-2023.

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

Se deberá calcular los costos eficientes de operación comercial y los de gestión 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, tele-gestión y atención personalizada), acciones comerciales (atención de nuevos suministros, cortes y reconexiones, reposición y mantenimiento de conexiones, actividades estas no correspondientes al VAD), gestión de morosidad, gestión de pérdidas, y cálculo de tarifas; y los costos del proceso comercial 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, incluidas en el VAD, mediante los cuales calculara los costos asignables a la empresa modelo. Los costos estarán expresados en US\$/usuario y S//usuario y discriminados por tarifa. Dichos valores deberán ser comparables con valores estándar internacionales de empresas latinoamericanas similares, que operen en condiciones de eficiencia.

Los valores de regulaciones precedentes constituyen una referencia que debe considerarse.

Asimismo debe considerarse la aplicabilidad de la lectura remota y el envío de la correspondiente factura en forma digital, sobre todos los usuarios para los cuales sea posible realizarlo por contar con los medios necesarios

Los costos (del proceso comercial) 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 en forma semestral para los sistemas urbano-rurales y rurales, así como el cargo fijo para el sistema de medición centralizada en BT.

El desarrollo de redes de cobranza externa, debe efectuarse tomando como criterio la facilitación del pago 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 u otras modalidades donde se asegure que el usuario pueda acceder sin dificultad y ser atendido dentro de tiempos razonables de espera.

Se deberá otorgar mayor preferencia a los medios que demandan menos recursos y desplazamiento de los clientes como son:

- Pago por banco vía internet
- Débito automático bancario

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%

Los valores resultantes se indicaran en la siguiente tabla resumen:

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

Asimismo deberán calcularse los costos de gestión comercial asociados al que incluyen:

- Atención de reclamos comerciales
- Actividades para la reducción de pérdidas no técnicas
- Actividades requeridas para el control de la calidad comercial y presentar los reportes requeridos por el Osinergmin.

No deberán incluirse las actividades que no corresponden al VAD vinculadas a:

- Conexión de nuevos suministros y/o ampliación de potencia
- Gestión de morosidad incluyendo los cortes y reconexiones

### 6.1.10 Optimización de los costos indirectos

Se deberá analizar la organización de personal 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, personal, legales, compras y contrataciones, control de gestión y otros necesarios para el funcionamiento eficiente de la Empresa.

Para el diseño de la estructura de personal de la empresa modelo, se podrá partir de la estructura empresa real evaluando las funciones y actividades a realizar, y racionalizando la misma aplicando criterios de eficiencia.

Para la determinación de los costos unitarios de personal se deberá considerar:

- Los costos unitarios totales por categoría
- Encuestas salariales realizadas en empresas con actividades afines dentro de la misma región

Los costos unitarios de personal se determinaran en base los costos unitarios más eficientes determinados con base a las dos fuentes de información, para cada una de las categorías de personal propio de acuerdo a lo indicado en el punto 5 –k) correspondiente a la recolección de información preliminar

En los costos de personal propio no se incluirán los conceptos de participación de los trabajadores en las utilidades de la empresa (PTU) y de horas extra.

Además, de los costos salariales se deberán incorporar los costos de funcionamiento asociados a la estructura de personal tales como: Telefonía fija y celular, movilidad, viáticos, papelería, correo, suscripciones, licencias de software y hardware individual, mantenimiento, limpieza de oficinas, mobiliario, etc.

Los costos de funcionamiento asociados con el personal propio de la empresa modelo deberán estar justificados por estándares.

Los indicadores empleados en anteriores regulaciones tarifarias serán considerados como referencia a adoptar.

Se deberá evitar la superposición de costos requeridos con las previsiones realizadas en el cálculo del VNR no eléctrico.

En caso de existir la opción de incluir un requerimiento como costo indirecto o como inversión no eléctrica deberá evaluarse técnico-económicamente la mejor opción.

La asignación de los costos indirectos se efectuará considerando el porcentaje de contribución de cada actividad regulada 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 \$/.	%
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.

### **6.1.11 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>	

**6.1.12 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>	XXX XXX	XXX XXX	XXX XXX	XXX XXX,XX

### 6.2 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 proyectos de inversión de innovación tecnológica y/o eficiencia energética.

Los proyectos de innovación tecnológica y/o eficiencia energética, 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 presentados tendrán un costo total que no podrá 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.

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**

Las empresas concesionarias pueden presentar un plan gradual de reemplazo a sistemas de medición inteligente, en caso de tener aprobado y realizado un proyecto piloto. El plan deberá contemplar las opciones tarifarias en las cuales se demuestre su conveniencia técnico-económica.

Las propuestas se deben sustentar tomando como base los resultados de los proyectos pilotos ya realizados. En el caso de que la empresa no haya ejecutado un proyecto piloto de SMI, podrá proponerlo en las opciones tarifarias que considere conveniente.

La propuesta de Plan gradual de reemplazo a SMI o proyecto piloto deben considerar los siguientes criterios:

- El plan propuesto estará sujeto a la aprobación de Osinergmin.
- Para la aprobación del plan gradual de reemplazo a SMI de cada concesionario de distribución se requiere de la culminación en su totalidad de su proyecto piloto aprobado por Osinergmin.
- El plan gradual de reemplazo a SMI debe sustentarse en el resultado de la evaluación costos- beneficio positiva para el usuario final del servicio eléctrico considerado en el alcance de los proyectos.
- La alternativa tecnológica considerada en los proyectos debe cumplir con las normativas vigentes que sean pertinentes y demostrar mediante evaluaciones técnico-económicas su eficiencia y conveniencia.
- Para los proyectos del plan gradual de reemplazo de SMI, el reconocimiento de los costos de los medidores inteligentes que se instalen, se realizará al final de cada año regulatorio (periodo comprendido entre mayo y abril del año siguiente), con base al número final de cambio de medidores efectivamente realizados. Osinergmin realizará la verificación del número de medidores instalados así como solicitará periódicamente la información necesaria para el seguimiento de la ejecución de los proyectos.
- Los proyectos y planes de adecuación o cambio presentados 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 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.

Para la evaluación de los proyectos piloto de SMI se requiere:

- Se deben describir la ubicación, características, alcance, de los proyectos.
- Se deben presentar y sustentar los resultados de los proyectos pilotos.
- Se deberá presentar la evaluación técnico-económica de costos y beneficios que sustenten la conveniencia del proyecto orientada a los usuarios.
- En el caso de no haber sido desarrollados y/o terminado los referidos planes pilotos en todas o algunas opciones tarifarias y/o zonas, se deberá presentar la

propuesta de los mismos, incluyendo la descripción de los mismos y el análisis preliminar de los beneficios esperados.

- Las empresas deberán reportar los montos mensuales recaudados mediante la tarifa regulada por concepto de los proyectos piloto de SMI.
- En la eventualidad de que, al 31 de diciembre del año previo al inicio del proceso regulatorio del VAD, la concesionaria de distribución que no haya ejecutado en su totalidad su proyecto piloto aprobado por Osinergmin, deberá proponer la reformulación del mismo en su estudio de costos del VAD.

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.

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 que deben evaluarse para la adquisición de dichos equipos, considerando siempre que no existe una única solución 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.

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 deberán analizar 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.

El reconocimiento de los costos de cambio en la tarifa se realizará en forma anual con base a los medidores efectivamente cambiados

### **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 de MT, 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 y sus sistemas eléctricos en el año base, a partir de la cual se establecerá una calidad de suministro objetivo definida a la finalización del periodo tarifario con base a las mejoras alcanzables con la inversión propuesta y considerando las características de cada empresa incluyendo una hoja de ruta para alcanzar ese objetivo.

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 propuestos, limitado su costo 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 y/o sistema eléctrico 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 propuestas. 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 reajuste, podrán tomarse como referencia de proyectos de inversión aplicables 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.

Para la evaluación técnico-económica se considerará como valor unitario de ENS evitada cortar 1 U\$/KWH

El incentivo que se otorgará al inicio del periodo tarifario corresponderá a la valuación 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 de los objetivos, la penalización corresponderá a la devolución de los costos otorgados considerando la tasa de 12%.

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

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 a la incorporación de nuevos clientes y el crecimiento de demanda, 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, cambio de sistemas de medición y factor de reajuste de calidad de suministro aprobados.

Adicionalmente, para las empresas comprendidas en el ámbito administrativo del FONAFE, se incluirá el reconocimiento de los respectivos planes de inversión por incremento de clientes y demanda 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 a nivel de cada sistema eléctrico y luego se ponderaran a nivel de empresa.

Para la ponderación a nivel empresa del VAD y las pérdidas de potencia y energía a partir de los cálculos por sistema eléctrico se utilizará la demanda máxima simultánea y para los cargos fijos la cantidad de clientes por opción tarifaria.

Los cálculos se realizarán 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 por opción tarifaria.

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	
CCCL (Costo Comercial de Atención al Cliente)	(US\$ / año )						
NCL (Número de Clientes)	(clientes)						
<b>CARGO FJO 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 RLG.ER.

### 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:

$$\text{VADBT\_SER} = \frac{(a\text{VNRBT} \times \text{FFR} + \text{OyMBT})}{(\text{MWBT})}$$

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

$$\text{VADBT\_SER} = \frac{(a\text{VNRBT} + \text{OyMBT})}{(\text{MWBT})}$$

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 RLG.ER.

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 por incremento de clientes y demanda 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:

- a) Mano de Obra;
- b) Productos Nacionales;
- c) Productos Importados; y
- d) 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:

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

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 la propuesta de mejora de los resultados de calidad de suministro será calculado por el Osinergmin de acuerdo con la valuación de la propuesta de inversión presentada y los valores objetivos que se consigne en el estudio. La determinación del factor de reajuste será realizada por Osinergmin.

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

Para la EDEs, pertenecientes al FONAFE, se considerarán los planes de inversión correspondientes a incremento de demanda y clientes 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.

Por lo que el valor ajustado del VAD será:

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

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 aprobada 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 a la inversión aprobada
- $\Delta POT_{NT(n)}$  : 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 debe considerar el Sistema Legal de Unidades de Medida del Perú<sup>1</sup>.

Los informes a presentar son los siguientes:

1. Informe del Estudio de Costos del VAD.
2. Informe del Estudio de Costos del VAD Definitivo.

### 9.1 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. Informe de resultados Relevantes
2. Informe del Estudio de Costos del VAD
3. Tablas de Informe de los Resultados (EXCEL)

Los documentos señalados se deberán elaborar según la siguiente estructura:

#### **Resumen Ejecutivo**

El informe ejecutivo se confeccionara de acuerdo a lo indicado en el anexo2 Informe de los Resultados Relevantes del Estudio de Costos del VAD.

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

1. OBJETIVO

---

<sup>1</sup> Ley N° 23560

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. Definición del Tipo de Sistema y de la Tecnología Adaptada
  - c. Costos Estándar de Inversión (Instalaciones Eléctricas y No Eléctricas)
  - d. Optimización Técnico Económica de las Instalaciones Eléctricas
  - e. Optimización Técnico Económica de las Instalaciones No Eléctricas
  - f. Valor Nuevo de Reemplazo
  - g. Balance de Potencia y energía
  - h. 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
  - i. Pérdidas Estándar de Energía y Potencia Técnicas y No Técnicas.
  - j. Verificación de cumplimiento de Calidad de Servicio Eléctrico (Producto y Suministro).
  - k. Formatos B
5. FACTOR DE REAJUSTE PARA LA MEJORA DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO
6. PROYECTOS DE INNOVACIÓN TECNOLÓGICA Y/O EFICIENCIA ENERGÉTICA
7. PLAN GRADUAL DE REEMPLAZO A 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

### **Tablas de Informe de los Resultados**

Se presentaran las tablas resumen en formato Excel de acuerdo a lo indicado en el Anexo N° 4.

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

## **9.2 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 de Osinergmin a las observaciones formuladas por las empresas.

El informe contendrá los siguientes documentos:

1. Informe de los Resultados Relevantes
2. Informe del Estudio de Costos del VAD
3. Informe de las Respuestas de Osinergmin a las Observaciones de las empresas
4. Tablas de informe de resultados en formato excel

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

En el caso del Informe de las Respuestas de Osinergmin las Observaciones de las empresas, este deberá contener las respuestas 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 del Estudio de Costos del VAD**

El informe se presentará a más tardar el primer día útil del mes de marzo del año 2022 para el primer grupo de empresas y el primer día útil del mes de marzo del año 2023 para el segundo grupo de empresas.

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

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

## 11 Anexos

### 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
	IV-1	Costos Combinados por Naturaleza y Destino	E
	IV-2	Resumen de Costos Combinados por Naturaleza y Destino	E
	IV-3	Resumen de Costos Combinados por Destino y Naturaleza	E
	IV-4	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	Salario Unitario Anual del Personal Propio de la Empresa	F
	VIII-1	Composición de Costos - Total Empresa	F
	VIII-2	Composición de Costos - Sistema Eléctrico Modelo	F
	IX-1	Tabla de Asignación de Costos Totales - Total Empresa	F
	IX-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 = A4 + ... + A15</b>	<b>Total Actividades</b>					

Notas:

El VNR debe asignarse a las actividades 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 Total Año XX

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 = A4 + ... + A15</b>	<b>Total Actividades</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 Total Año XX

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 = A4 + ... + A15</b>	<b>Total Actividades</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 IV-1**

**Costos Combinados por Naturaleza y Destino  
Total Empresa y Sistema Eléctrico Modelo**

(Miles de \$/. )  
Total Año XX

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. Descotado						
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**

**Resumen de Costos Combinados por Naturaleza y Destino  
Total Empresa y Sistema Eléctrico Modelo  
Total Año XX**

Costos por Naturaleza	Costos por Destino (Miles de S/.)					
	Generación	Transmisión	Distribución	Comercialización	Administración	Total
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\$)					
	Generación	Transmisión	Distribución	Comercialización	Administración	Total
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-3

Resumen de Costos Combinados por Destino y Naturaleza  
Total Empresa y Sistema Eléctrico Modelo  
Total Año XX

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-4**

**Resumen de Costos por Actividad y Naturaleza  
Total Empresa y Sistema Eléctrico Modelo  
Total Año XX**

		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	
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	MAT1												
Cientes libres en AT	AT1												
Cientes libres en MT	MT1												
Cientes libres en BT	BT1												
<b>TOTAL MERCADO LIBRE</b>													
<b>MERCADO REGULADO</b>													
<b>EN ALTA TENSIÓN</b>													
2E2P	AT2												
<b>TOTAL ALTA TENSIÓN</b>													
<b>EN MEDIA TENSIÓN</b>													
2P2E	MT2												
1P2E, Presente en Punta	MT3P												
1P2E, Presente Fuera de Punta	MT3FP												
1P1E, Presente en Punta	MT4P												
1P1E, Presente Fuera de Punta	MT4FP												
<b>TOTAL MEDIA TENSIÓN</b>													
<b>EN BAJA TENSIÓN</b>													
2P2E	BT2												
1P2E, Presente en Punta	BT3P												
1P2E, Presente Fuera de Punta	BT3FP												
1P1E, Presente en Punta	BT4P												
1P1E, Presente Fuera de Punta	BT4FP												
1P2E, hasta 20 kW en HP y en HFP	BT5AA												
1P2E, hasta 20 kW en HP y 50 kW en HFP	BT5AB												
1E, Residencial Total	BT5B												
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	BT5NR												
1P1E, Alumbrado Público	BT5C-AP(1)												
1E, BT	BT5D												
1E, BT	BT5E												
1P-BT, Pesión Fija	BT6(2)												
Prepago	BT7												
<b>TOTAL BAJA TENSIÓN</b>													
<b>TOTAL MERCADO REGULADO</b>													
<b>TOTAL EMPRESA (LIBRE+REGULADO)</b>													

(1) De conformidad al artículo 184° 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  
(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-2

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

Año

TIPO DE CONSUMO	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)
<b>VENTAS A NIVEL GENERACIÓN-TRANSMISIÓN</b>												
Cientes libres en MAT	MAT1											
Cientes libres en AT	AT1											
Cientes Regulados en AT	AT2											
<b>SUB TOTAL A NIVEL GENERACIÓN-TRANSMISIÓN</b>												
<b>VENTAS A NIVEL DISTRIBUCIÓN</b>												
<b>EN MEDIA TENSIÓN</b>												
Cientes libres en MT	MT1											
2P2E	MT2											
1P2E, Presente en Punta	MT3P											
1P2E, Presente Fuera de Punta	MT3FP											
1P1E, Presente en Punta	MT4P											
1P1E, Presente Fuera de Punta	MT4FP											
<b>SUB TOTAL MT</b>												
<b>EN BAJA TENSIÓN</b>												
Cientes libres en BT	BT1											
2P2E	BT2											
1P2E, Presente en Punta	BT3P											
1P2E, Presente Fuera de Punta	BT3FP											
1P1E, Presente en Punta	BT4P											
1P1E, Presente Fuera de Punta	BT4FP											
1P, 2E, hasta 20 kW en HP y en HFP	BT5AA											
1P-2E, hasta 20 kW en HP y 50 kW en HFP	BT5AB											
1E, Residencial Total	BT5B											
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	BT5NR											
1P1E, Alumbrado Público	BT5C (1)											
1E, BT	BT5D											
1E, BT	BT5E											
1P-BT, Pesión Fija	BT6NR (2)											
Prepago	BT7											
<b>SUB TOTAL BT</b>												
<b>SUB TOTAL DISTRIBUCIÓN</b>												
<b>TOTAL VENTAS</b>												

(1) De conformidad al artículo 184° 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: Salario Unitario Anual del Personal Propio de la Empresa

(costos anuales en S/ al 31 de diciembre del año que corresponda)

<b>Empresa</b>	
<b>Año</b>	

Número	Categoría	Cantidad de Personal	Remuneración (S/)					Aportes patronales y adicionales (S/)							Total (4)		
			Básica	Gratificación	Vacaciones	Otros (1)	Subtotal	CTS	ESSALUD	Seguro de Vida	Seguro de Accidentes	SENATI	Capacitación	PTU (3)		Otros (2)	Subtotal
1	Directores																
2	Gerentes																
3	Subgerentes																
4	Asesores																
5	Jefes																
6	Profesionales																
7	Supervisores																
8	Administrativos																
9	Técnicos																
<b>Total</b>																	

(1) Asignación familiar y escolar, alimentación, movilidad y otros (especificar).

(2) Uniforme y ropa de trabajo, atenciones al personal y otros (especificar).

(3) Participación de los Trabajadores en las Utilidades de la Empresa.

(4) Debe corresponder al total de costos de personal, incluidos los que son cargados a inversiones.

## A - Formato VIII-1

### Composición de Costos - Total Empresa

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

**A - Formato VIII-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

A - Formato IX-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	A11 Inversión en otras	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 Provisiones Ejercicios</b>																
<b>8 Cargas Financieras</b>																
<b>Total</b>																

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

A - Formato IX-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 Áreas	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.

## Anexo N° 2.- Informe de Resultados Relevantes

El informe de resultados que corresponde a los resultados definitivos del estudio, se preparará de acuerdo al siguiente modelo(a partir del punto 3 se presentaran los resultados obtenidos):

### 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 XXXX

#### 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 20xx 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.

Se deberá incluir en este informe tanto el Balance de potencia y energía real, como el adaptado a nivel empresa.

Para ambos balances se empleara el formato siguiente.

**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>				
INE asignadas a MT			XXX XXX	
INE asignadas a BT			XXX XXX	
<b>Total INE</b>			<b>XXX XXX</b>	
<b>VALOR NUEVO DE REEMPLAZO</b>				

*Los valores resultantes del VNR se presentaran para la empresa real y la empresa (o sistema) Modelo*

## 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

En las dos tablas precedentes se indicaran los valores correspondientes a la empresa real y a la modelo.

- 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>	

### 8. *Proyectos Adicionales*

**Se deberá presentar una tabla de cuantificación de costos para cada uno de los proyectos: SMI, innovación tecnológica, eficiencia energética, mejora de la calidad de suministro**

Equipos, elementos instalados	Cantidad	Costo unitario Equipo	Costo unitario Instalación	Inversión por año			
				Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
(...)							
(...)							
(...)							
(...)							

**Se deberá presentar una tabla de cuantificación de beneficios para cada uno de los proyectos: SMI, innovación tecnológica, eficiencia energética, mejora de la calidad de suministro**

Beneficios, ahorros	Cantidad de beneficiarios	Cuantificación beneficio unitario	Inversión por año			
			Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
(...)						
(...)						
(...)						

(...)					
-------	--	--	--	--	--

## 9. Resultados tarifarios

- 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-10 Octubre XXXX				
Noviembre XXXX-10 Octubre XXXX				
Noviembre XXXX-10 Octubre XXXX				
Noviembre XXXX-10 Octubre XXXX				

## 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 VAD MT

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						



## **Anexo N° 3.- Estudio de Caracterización de la Carga**

### **Introducción.-**

La caracterización de la carga comprende la determinación de los factores de carga, factores de pérdidas, factores de coincidencia, factores de contribución a la punta y horas de uso de baja tensión de las opciones tarifarias establecidas en la Norma “Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final”, aprobada mediante la Resolución OSINERGMIN N° 182-2009-OS/CD y sus modificatorias.

Los factores mencionados estarán determinados a partir de diagramas de carga obtenidos de las lecturas de consumo y demanda de una muestra representativa de suministros de media y baja tensión. Para el caso de la opción tarifaria BT5B, los diagramas se obtendrán de las lecturas de consumo y demanda de una muestra representativa de subestaciones de distribución MT/BT que alimenten predominantemente a usuarios con dicha opción.

La siguiente descripción corresponde a las actividades mínimas que deberá contener el estudio que sustente la propuesta de la empresa.

### **Selección de la Muestra Representativa**

Se habrá seleccionado una muestra representativa del universo suministros y subestaciones de distribución MT/BT de los sistemas de distribución eléctrica. La selección debe estar realizada con un análisis estadístico riguroso a efectos de garantizar la representatividad de la muestra, tomando en cuenta el tamaño y selección de la muestra.

La muestra estará compuesta por suministros y subestaciones de distribución MT/BT, cuya información de consumo y demanda se obtendrá a través de una campaña de medición en campo, y por suministros y subestaciones de distribución MT/BT, cuya información de consumo y demanda podrá ser obtenida a través de los registros de los equipos de medición de los usuarios, utilizados por las empresas como parte de su proceso de facturación o equipamiento instalado especialmente para ese fin.

La selección de la muestra, se debe realizar teniendo en cuenta los siguientes criterios

- Establecer el universo de cada opción tarifaria a partir de la información comercial por suministro de cada sistema de distribución eléctrica. Para el caso de la opción tarifaria BT5B, el universo estará constituido por las subestaciones de distribución MT/BT que alimenten predominantemente a usuarios con dicha opción.
- Asignar un número aleatorio a cada suministro y subestación de distribución MT/BT para la posterior selección de la muestra.
- Estratificar el universo de cada opción tarifaria en función de la potencia contratada y/o máxima demanda. El consultor será responsable de definir los rangos de cada estrato. En el caso de las subestaciones de distribución MT/BT la estratificación se realizará en base a los registros de demanda o consumos de energía de los usuarios de cada sistema de distribución eléctrica.

- Ordenar los suministros y subestaciones de distribución MT/BT por estrato de cada opción tarifaria en orden decreciente según el número aleatorio asignado previamente.
- Seleccionar la muestra tomando los primeros suministros de cada estrato de manera que el número total de suministros y subestaciones de distribución MT/BT sea igual al tamaño de muestra establecido.
- Seleccionar los suministros y subestaciones de distribución MT/BT por estrato en función a la energía mensual consumida y el número de usuarios de cada estrato según la siguiente fórmula:

$$N_i = \left( 0.65 \times \frac{\sum \text{Energía}_i}{\sum \text{Energía}} + 0.35 \times \frac{\sum \text{Usuarios}_i}{\sum \text{Usuarios}} \right) \times N_t$$

Donde:

$N_i$	Número de suministros o subestaciones de distribución MT/BT del estrato i
$\sum \text{Energía}_i$	Sumatoria de la energía mensual consumida por cada usuario del estrato i
$\sum \text{Energía}$	Sumatoria de la energía mensual consumida en el nivel de tensión al cual pertenece el estrato (media o baja tensión)
$\sum \text{Usuarios}_i$	Sumatoria del número de usuarios del estrato i
$\sum \text{Usuarios}$	Sumatoria del número de usuarios en el nivel de tensión al cual pertenece el estrato (media o baja tensión)
$N_t$	Número total de suministros asignados a cada nivel de tensión (media o baja tensión)

- Considerar para la opción tarifaria BT5A suministros con demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y fuera de punta y suministros con demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y de hasta 50 kW en horas fuera de punta.
- De la muestra seleccionada, elegir los suministros y subestaciones de distribución MT/BT cuya información de consumo y demanda se obtendrá en la campaña de medición, considerando las siguientes cantidades:

Sector	Suministros MT1 (2), MT2, MT3, MT4	Suministros BT2, BT3, BT4, BT5A y BT7	Subestaciones MT/BT BT5B	Total
1	50	50	100	200
2	30	30	50	110
3	30	30	50	110
4	5	10	15	30
5	5	10	15	30
6	5	5	5	15
Especial	5	5	5	15
SER (1)	5	5	5	15
<b>Total</b>	<b>135</b>	<b>145</b>	<b>245</b>	<b>525</b>

(1) SER: Sistemas Eléctricos Rurales calificados como tales de conformidad con la Ley General de Electrificación Rural y su Reglamento.

(2) MT1: Usuarios en media tensión del mercado libre que utilizan las instalaciones de distribución eléctrica.

- Para los suministros y subestaciones de distribución MT/BT, cuya información se obtendrá en la campaña de medición, considerar la elección de dos reemplazos para cada suministro de la muestra, siguiendo los mismos criterios de selección señalados, a efectos de imprevistos en el desarrollo de las campañas de medición (seguridad, fallas de lectura, etc.). Para la campaña de medición, no se admitirá el uso de suministros que no estén en la muestra o lista de reemplazos.
- En el caso de las subestaciones MT/BT de la muestra, la empresa deberá acompañar a los registros de medición, la información de los registros de medición de consumos de los demás usuarios libres o regulados de otras opciones tarifarias, alimentados eléctricamente desde dichas subestaciones.
- La concesionaria de distribución deberá alcanzar la información de los registros de medición de todos los usuarios y subestaciones de distribución considerados en su propuesta (muestra representativa del estudio), precisando el código del usuario, opción tarifaria, código sed y ubicación, según corresponda.
- Las empresas que cuenten con proyectos piloto de sistemas de medición inteligente aprobados por Osinergmin, deberán reportar copia de los registros de medición de los usuarios que cuenten con dicho sistema de medición. Dicha información deberá precisar el código de la subestación de distribución desde donde se alimentan eléctricamente a dichos usuarios.

### **Procesamiento y Análisis de la Información**

Con las lecturas obtenidas en la campaña de medición, así como aquellas obtenidas de las empresas que comprenden la muestra representativa, se determinarán los diagramas de carga de cada uno de los suministros y subestaciones de distribución MT/BT.

A partir de dichos diagramas de carga de cada suministro y subestaciones de distribución MT/BT, se determinarán los diagramas de carga por grupo de opciones y por opción tarifaria, aplicando el método de análisis de conglomerados (analysis cluster), de tal forma de obtener un diagrama representativo por grupo de opciones y por opción tarifaria. El consultor deberá sustentar la metodología aplicada en el procesamiento y análisis de la información, la cual deberá considerar evaluaciones técnicas de los diagramas a efectos de validar los mismos. La propuesta será revisada por Osinergmin para su observación o validación.

Osinergmin podrá realizar la revisión o supervisión de campo del registro de mediciones de los usuarios y subestaciones considerados en el análisis muestral y/o de la campaña de mediciones.

### **Determinación de los Factores**

Luego de la determinación de los diagramas de carga representativos se determinarán los siguientes factores para cada sector típico, los cuales serán informados:

Por Opción Tarifaria

Nivel de tensión	Opción tarifaria	Sistema de medición	FCPP	FCFP	F1	F2	F3	CPP (1)	FPS	FPD	Factor de Carga	Factor de Pérdidas	NHUBTPP y NHUBTFP	NHUBT
Media tensión	MT1	2E2P	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		
	MT2	2E2P	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		
	MT3P	2E1P	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		
	MT3FP	2E1P	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		
	MT4P	1E1P	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		
	MT4FP	1E1P	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		
Baja tensión	BT2	2E2P	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		
	BT3P	2E1P	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		
	BT3FP	2E1P	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		
	BT4P	1E1P	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		
	BT4FP	1E1P	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		
	BT5A (2)	2E	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	BT5B	1E	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	BT7	Prepago	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		x

(1) Para la potencia de generación y la potencia de distribución.

(2) Para los usuarios con demanda de hasta 20 kW en HP y HFP y con demanda de hasta 20 kW en HP y de hasta 50 kW en HFP.

Nivel de tensión	Grupo de opciones	FCPP	FCFP	F1	F2	F3	CPP (1)	FPS	FPD	Factor de Carga	Factor de Pérdidas
Media tensión	MT1, MT2, MT3P, MT3FP, MT4P, MT4FP	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	MT2, MT3P, MT3FP, MT4P, MT4FP	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	MT2, MT3P, MT4P	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	MT2, MT3FP, MT4FP	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Baja tensión	BT2, BT3P, BT3FP, BT4P, BT4FP	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	BT2, BT3P, BT4P	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	BT2, BT3FP, BT4FP	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x

(1) Para la potencia de generación y la potencia de distribución.

### Sistema de medición

- 2E2P : Dos mediciones de energía y dos de potencia
- 2E1P : Dos mediciones de energía y una de potencia
- 1E1P : Una medición de energía y una de potencia
- 2E : Dos mediciones de energía
- 1E : Una medición de energía

### Calificación

- p : Presente en horas de punta (de 18:00 a 23:00 horas)
- fp : Presente en horas fuera de punta (resto de horas)

### Factores

- FCPP : Factor de coincidencia en horas punta
- FCFP : Factor de coincidencia en horas fuera de punta
- CPP : Factor de contribución a la punta efectiva
- FPS : Factor de ponderación del día sábado
- FPD : Factor de ponderación del día domingo
- $f_{Carga}$  : Factor de carga
- $f_{Pérdidas}$  : Factor de pérdidas
- NHUBTPP : Número de horas de uso de baja tensión en horas punta
- NHUBTFP : Número de horas de uso de baja tensión en horas fuera de punta
- NHUBT : Número de horas de uso de baja tensión

Las definiciones de los factores son:

- Factor de coincidencia en horas de punta (FCPP)  
Relación entre la demanda máxima coincidente de un grupo de usuarios y la sumatoria de sus demandas máximas, en el periodo de horas de punta.
- Factor de coincidencia en horas fuera de punta (FCFP)  
Relación entre la demanda máxima coincidente de un grupo de usuarios y la sumatoria de sus demandas máximas, en el periodo de horas fuera de punta.
- Factor de contribución a la punta efectiva (CPP)  
Calculado de acuerdo a la siguiente fórmula:

Para la potencia de generación:  $CPP_g = F1 \times F2$

Para la potencia de distribución:  $CPP_d = F1 \times F2 \times F3$

Donde:

F1	Factor de participación en la punta de un usuario o grupo de usuarios, cuya demanda máxima se produce en horas fuera de punta. Se calcula como la relación entre la demanda del usuario o grupo de usuarios en la hora de punta del sistema y su demanda máxima.
F2	Factor de coincidencia. Se calcula como la relación entre la demanda máxima coincidente de un grupo de usuarios y la sumatoria de sus demandas máximas.
F3	Factor de utilización de la potencia contratada o suscrita. Se calcula como la relación entre la demanda máxima de un usuario o grupo de usuarios y su potencia contratada o suscrita por dicho usuario o grupo de usuarios, tomando en cuenta las modalidades de facturación de potencia, contratada o variable.

- Factor de ponderación del día sábado (FPS)  
Relación entre el consumo de energía de un día sábado y el consumo de energía de un día útil típico correspondiente a la misma semana.
- Factor de ponderación del día domingo (FPD)  
Relación entre el consumo de energía de un día domingo y el consumo de energía de un día útil típico correspondiente a la misma semana.
- Factor de carga ( $f_{carga}$ )  
Relación entre la demanda media y la demanda máxima de un usuario o grupo de usuarios.
- Factor de pérdidas ( $f_{pérdidas}$ )  
Se determina mediante integración numérica de acuerdo a lo siguiente:

$$f_{pérdidas} = \frac{\frac{1}{T} \int_0^T I^2 dt}{I_{máx}^2}$$

También, se determina a través de una fórmula empírica función del factor de carga:

$$f_{\text{pérdidas}} = 0.7 \times (f_{\text{carga}})^2 + 0.3 \times f_{\text{carga}}$$

- Número de horas de uso de baja tensión (NHUBT)  
Participación efectiva a la punta de usuarios con simple medición de energía (opción BT5B).

$$\text{NHUBT} = \frac{E_{\text{BT5B}}}{P_{\text{BT5B}}}$$

Donde:

$E_{\text{BT5B}}$	Consumo de energía del conjunto de usuarios de la opción de simple medición de energía (opción BT5B) (kW.h)
$P_{\text{BT5B}}$	Demanda coincidente en horas de punta del conjunto de usuarios de la opción de simple medición de energía (opción BT5B) (kW)

- Número de horas de uso de baja tensión (NHUBTPRE)  
Participación efectiva a la punta de usuarios con opción tarifaria prepago (opción BT7).

$$\text{NHUBTPRE} = \frac{E_{\text{BT7}}}{P_{\text{BT7}}}$$

Donde:

$E_{\text{BT7}}$	Consumo de energía del conjunto de usuarios de la opción tarifaria prepago (opción BT7) (kW.h)
$P_{\text{BT7}}$	Demanda coincidente en horas de punta del conjunto de usuarios de la opción tarifaria prepago (opción BT7) (kW)

- Número de horas de uso de baja tensión en horas de punta (NHUBTPP)  
Participación efectiva a la punta de usuarios con doble medición de energía (opción BT5A).

$$\text{NHUBTPP} = \frac{EPP_{\text{BT5A}}}{PPP_{\text{BT5A}}}$$

Donde:

$EPP_{\text{BT5A}}$	Consumo de energía en horas de punta del conjunto de usuarios de la opción de doble medición de energía (opción BT5A) (kW.h)
$PPP_{\text{BT5A}}$	Demanda coincidente en horas de punta del conjunto de usuarios de la opción de doble medición de energía (opción BT5A) (kW)

- Número de horas de uso de baja tensión en horas fuera de punta (NHUBTFP)

Participación efectiva a la punta de usuarios con doble medición de energía (opción BT5A).

$$NHUBTFP = \frac{EFP_{BT5A}}{PFP_{BT5A}}$$

Donde:

$EFP_{BT5A}$	Consumo de energía en horas fuera de punta del conjunto de usuarios de la opción de doble medición de energía (opción BT5A) (kW.h)
$PFP_{BT5A}$	Demanda coincidente en horas fuera de punta del conjunto de usuarios de la opción de doble medición de energía (opción BT5A) (kW)

Cabe mencionar que en el caso de la BT5A los números de uso de baja tensión se determinarán para usuarios con demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y fuera de punta y para usuarios con demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y de hasta 50 kW en horas fuera de punta.

Finalmente, se debe presentar, según corresponda, los factores de coincidencia, factores de contribución a la punta y números de horas de uso de baja tensión de acuerdo a lo siguiente:

- Factores de Coincidencia: Aplicables a las opciones MT2 y BT2

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector 6	Especial	SER
FCPPMT								
FCFPMT								
FCPPBT								
FCFPBT								

- Factores de Contribución a la Punta: Aplicables a las opciones MT3, MT4, BT3 y BT4

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector 6	Especial	SER
$CMTPP_g$								
$CMTFP_g$								
$CBTPP_g$								
$CBTFP_g$								
$CMTPP_d$								
$CMTFP_d$								
$CBTPP_d$								
$CBTFP_d$								

- Número de Horas de Uso en Baja Tensión: Aplicable a la opción BT5B

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector 6	Especial	SER
NHUBT								

- Número de Horas de Uso en Baja Tensión: Aplicable a la opción BT7

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector 6	Especial	SER
NHUBTPRE								

- Número de Horas de Uso en Baja Tensión: Aplicable a la opción BT5A

Para usuarios con demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y fuera de punta.

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector 6	Especial	SER
$NHUBTPP_A$								
$NHUBTFP_A$								

Para usuarios con demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y de hasta 50 kW en horas fuera de punta.

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector 6	Especial	SER
NHUBTPP <sub>B</sub>								
NHUBTFP <sub>B</sub>								

## **Anexo N° 4.- Listado de archivos Excel del informe de resultados**

### **LISTADO DE ARCHIVOS EXCEL**

1. Resumen de Instalaciones Adaptadas por Sistema Eléctrico.
2. Resumen VNR Eléctrico por Sistema Eléctrico.
3. Resumen de INE por Unidad Operativa.
4. Parque adoptado de Alumbrado Público.
5. Estructura de Personal Modelado, sus Costos y Asignación.
6. Costos Totales Asignados de Operación y Mantenimiento por Sistema Eléctrico.
7. Dimensionamiento y Valorización de Cuadrillas de Operación MT y BT y TCT.
8. Dimensionamiento y Valorización de Equipos de Medición de Calidad.
9. Dimensionamiento de Gastos Generales Indirectos de Empresas.
10. Dimensionamiento y Valorización de Actividades de Gestión Comercial (Atención Clientes y Reducción de Pérdidas No Técnicas).
11. Valorización de Conexiones Eléctricas Rurales.
12. Resumen de Demanda de Potencia, Energía y Pérdidas por Sistema Eléctrico. Resumen de Factores de Carga y de Coincidencia.
13. Cálculo del VAD MT, MT, SED y BT por Sistema Eléctrico.
14. Cálculo de Gastos de Operación Comercial por tipo de Cliente.
15. Cálculo de FEE (Factor de Economía de Escala).
16. Determinación de Formulas de Actualización.