

**Informe N° 174-2024-GRT**

**Gerencia de Regulación de Tarifas**

**División de Distribución Eléctrica**

---

**Proceso de Cálculo del Valor Agregado de  
Distribución (VAD)**

**Fijaciones 2022-2026 y 2023-2027**

---

**Expediente N° 232-2023-GRT**

**Marzo 2024**

# Contenido

<b>1. Resumen Ejecutivo</b>	<b>4</b>
<b>1.1 Objetivo</b>	<b>4</b>
<b>1.2 Antecedentes</b>	<b>4</b>
<b>1.3 Procedimientos de Fijación</b>	<b>7</b>
1.3.1 Fijación del VAD 2022-2026	7
1.3.2 Fijación del VAD 2023-2027	8
<b>1.4 Resultados</b>	<b>9</b>
1.4.1 Valores Agregados de Distribución	9
1.4.2 Cargos Fijos	10
<b>2. Introducción</b>	<b>11</b>
<b>2.1 Objetivo</b>	<b>11</b>
<b>2.2 Antecedentes</b>	<b>11</b>
<b>2.3 Procedimientos de Fijación</b>	<b>16</b>
2.3.1 Fijación del VAD 2022-2026	16
2.3.2 Fijación del VAD 2023-2027	18
<b>3. Resultados</b>	<b>21</b>
<b>3.1 Valor Agregado de Distribución (VAD)</b>	<b>21</b>
3.1.1 Electro Dunas	21
3.1.2 Enel	21
3.1.3 Luz del Sur	22
3.1.4 Empresas con hasta 50 000 suministros	22
3.1.5 Adinelsa	25
3.1.6 Electro Oriente	26
3.1.7 Electro Puno	26
3.1.8 Electro Sur Este	27
3.1.9 Electro Ucayali	27
3.1.10 Electrocentro	28
3.1.11 Electronoroeste	28
3.1.12 Electronorte	29
3.1.13 Electrosur	29
3.1.14 Hidrandina	30
3.1.15 Seal	30
<b>3.2 Cargos Adicionales del VAD</b>	<b>31</b>
<b>3.3 Cargo por Energía Reactiva</b>	<b>32</b>
<b>3.4 Factores de Economía de Escala</b>	<b>32</b>
<b>3.5 Factores de Expansión de Pérdidas Estándar</b>	<b>34</b>
<b>3.6 Factores de Caracterización de la Carga</b>	<b>35</b>
<b>3.7 Factores de Corrección del VAD</b>	<b>36</b>
<b>3.8 Factor de Balance de Potencia</b>	<b>37</b>
<b>3.9 Fórmulas de Actualización</b>	<b>38</b>
3.9.1 Fórmula de Actualización del VADMT (FAVADMT)	38
3.9.2 Fórmula de Actualización del VADBT (FAVADBT)	38

3.9.3	Fórmula de Actualización del VADSED (FAVADESED)	38
3.9.4	Fórmula de Actualización de los Cargos Fijos (FACF)	39
3.9.5	Fórmula de Actualización del Cargo por Energía Reactiva (FACER)	39
3.9.6	Definición de Parámetros	39
3.9.7	Coeficientes de las Fórmulas	40
<b>3.10</b>	<b>Verificación de la Rentabilidad</b>	<b>41</b>
3.10.1	Introducción	41
3.10.2	Proceso de Verificación	42
<b>4.</b>	<b>Anexos</b>	<b>43</b>

# Proceso de Cálculo del Valor Agregado de Distribución (VAD) Fijaciones 2022-2026 y 2023-2027

## 1. Resumen Ejecutivo

### 1.1 Objetivo

---

Presentar el resumen de los antecedentes, procedimientos desarrollados y resultados que sustentan la fijación del VAD 2022-2026, aprobada con la Resolución Osinermin N° 189-2022-OS/CD, modificada con la Resolución Osinermin N° 224-2022-OS/CD; y la fijación del VAD 2023-2027, aprobada con la Resolución Osinermin N° 187-2023-OS/CD, modificada con la Resolución Osinermin N° 223-2023-OS/CD.

### 1.2 Antecedentes

---

El Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante “LCE”), y su Reglamento, aprobado mediante el Decreto Supremo N° 009-93-EM (en adelante “RLCE”); y la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural (en adelante “LGER”), y su Reglamento, aprobado mediante el Decreto Supremo N° 018-2020-EM; establecen los principios y criterios para la fijación del VAD, el cual representa la tarifa eléctrica para la prestación del servicio de distribución eléctrica. Asimismo, de conformidad con la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, dicha fijación se realiza siguiendo el “Procedimiento para la Fijación del Valor Agregado de Distribución (VAD)”, contenido en el Anexo B.1.1 de la Norma “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados”, aprobada mediante la Resolución Osinermin N° 080-2012-OS/CD, adaptándose los cronogramas del proceso según lo dispuesto en el artículo 3 de la Resolución N° 240-2021-OS/CD y la Ley N° 31603 que modifica el artículo 207 de la Ley N° 27444 respecto al plazo para resolver recursos de reconsideración.

Cabe indicar que, el 22 de setiembre de 2015, se publicó el Decreto Legislativo N° 1207 (en adelante “DL 1221”), a través del cual se introdujeron diversas modificaciones a los artículos de la LGER, entre ellos, el artículo 14, el cual dispone que el VAD de los Sistemas Eléctricos Rurales (SER) se fija conforme a lo establecido en la LCE, considerando que dicho VAD incluye los costos de conexión eléctrica y que los costos de operación, mantenimiento y gestión comercial de dicho VAD son costos reales auditados, sujetos a un valor máximo establecido por Osinermin sobre la base de mediciones de eficiencia relativa entre los SER de las empresas, los cuales a la fecha resultan inaplicables por la falta de datos para dichos efectos.

De acuerdo con el artículo 64 de la LCE, el VAD se basa en una empresa modelo eficiente con un nivel de calidad preestablecido en las normas técnicas de calidad y considera los siguientes componentes: i) costos asociados al usuario, ii) pérdidas estándar de distribución y iii) costos estándar 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 con lo establecido en el artículo 66 de la LCE, el VAD se calcula individualmente para cada empresa que preste el servicio a más de 50 000 suministros y, en forma agrupada, para las demás empresas. En el artículo 67° de la LCE se dispone que el VAD se evalúe mediante estudios de costos presentados por las empresas, de acuerdo con los términos de referencia elaborados y aprobados por Osinergmin.

El artículo 146 del RLCE establece que cada empresa con más de 50 000 suministros debe desarrollar un estudio de costos que comprenda la totalidad de sus sistemas eléctricos, evaluados tomando en cuenta los sectores de distribución típicos que les correspondan. Para el resto de las empresas, se establece que, Osinergmin designará para cada sector de distribución típico, la empresa que se encargará del estudio de costos. Los estudios de estas empresas tomarán en cuenta sistemas eléctricos representativos seleccionados por Osinergmin.

Al respecto, la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas, mediante la Resolución Directoral N° 159-2021-MINEM/DGE, estableció para las fijaciones del VAD de los periodos 2022-2026 y 2023-2027, los sectores de distribución típicos, de acuerdo con lo siguiente:

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

En la Décima Disposición Complementaria Transitoria del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, modificada con Decreto Supremo N° 028-2021-EM, se establece que las empresas de distribución eléctrica proponen a Osinergmin, un plan gradual de reemplazo a Sistemas de Medición Inteligente (SMI) en cada proceso de fijación tarifaria, precisándose que el plan gradual de reemplazo a los SMI de cada EDE incluye una etapa inicial que no excederá dos (2) periodos tarifarios de fijación del VAD para que las empresas puedan realizar voluntariamente hasta dos (2) experiencias piloto y, posteriormente, una etapa de despliegue. Asimismo, se dispone que los procesos tarifarios se sujetan, entre otras directrices, a la incorporación en el VAD del cargo correspondiente a los SMI, luego de la puesta en operación comercial de los SMI, conforme lo establezca Osinergmin en la respectiva resolución tarifaria. Al respecto, en la Primera Disposición Complementaria Final del Decreto Supremo N° 028-2021-EM, respecto a la implementación de los Sistemas de Medición Inteligente se precisó, entre otros, que en la determinación del VAD de los periodos regulatorios 2022-2026 y 2023-2027 se debe considerar la liquidación de lo recaudado por las empresas de sus usuarios durante los periodos regulatorios 2018-2022 y 2019-2023 por concepto de proyecto piloto de SMI respecto de los costos previstos para el proyecto piloto.

En ese contexto, Osinergmin elaboró y aprobó, mediante la Resolución N° 240-2021-OS/CD, modificada con la Resolución N° 013-2022-OS/CD, los Términos de Referencia para la Elaboración de los Estudios de Costos del VAD (Términos VAD), en cumplimiento del artículo 67 de la LCE.

Con Resolución N° 018-2022-OS/CD, en cumplimiento del artículo 146 del RLCE, Osinergmin designó para cada sector de distribución típico, las empresas que se encargarán del estudio de costos de las empresas con hasta 50 000 suministros, tal como se señala a continuación:

<b>Sector de Distribución Típico</b>	<b>Sistema Eléctrico Representativo</b>	<b>Empresa Responsable</b>
2 (urbano)	Villacurí	Coelvisac
3 (urbano-rural)	Utcubamba	Emseusa
4 (rural)	Tocache	Electro Tocache
SER	SER Chacas	Eilhicha

Además, aprobó la calificación de los sistemas eléctricos en sectores de distribución típicos de las empresas Enel, Luz del Sur, Electro Dunas, Chavimochic, Coelvisac, Edelsa, Egepsa, Eilhicha, Electro Pangoa, Electro Tocache, Emsemsa, Emseusa, Esemptat y Sersa (en adelante “Grupo 1”), necesaria para la fijación del VAD del periodo 2022-2026 y la de las empresas Electrocentro, Electronoroeste, Electronorte, Hidrandina, Electro Puno, Electro Sur Este, Electrosur, Seal, Adinelsa, Electro Oriente y Electro Ucayali (en adelante “Grupo 2”), necesaria para la fijación del VAD del periodo 2023-2027.

Finalmente, luego de los procedimientos llevados a cabo en los años 2022 y 2023, Osinergmin fijó el VAD para el periodo 01 de noviembre de 2022 al 31 de octubre de 2026, correspondiente a las empresas del Grupo 1, a través de la Resolución N° 189-2022-OS/CD, modificada mediante la Resolución N° 224-2022-OS/CD. Asimismo, Osinergmin fijó el VAD para el periodo 01 de noviembre de 2023 al 31 de octubre de 2027, correspondiente a las empresas del Grupo 2, mediante la Resolución N° 187-2023-OS/CD, modificada mediante la Resolución N° 223-2023-OS/CD.

## 1.3 Procedimientos de Fijación

---

### 1.3.1 Fijación del VAD 2022-2026

El Procedimiento de Fijación del VAD 2022-2026 se inició el 03 de mayo de 2022 con la presentación de los Estudios de Costos del VAD por parte de las empresas Enel, Luz del Sur, Electro Dunas; además, para las empresas con hasta 50 000 suministros, las empresas Coelvisac, Emseusa, Electro Tocache y Eilhicha, de acuerdo con la designación de Osinergmin, presentaron sus Estudios de Costos del VAD correspondientes a los sectores de distribución típicos 2 (urbano), 3 (urbano-rural), 4 (rural) y SER, respectivamente.

Seguidamente, Osinergmin convocó y organizó la Audiencia Pública Virtual para la sustentación de los estudios por parte de las empresas. La audiencia se llevó a cabo el 19 de mayo de 2022 para la sustentación de Enel, Luz del Sur, Electro Dunas, Coelvisac, Emseusa, Electro Tocache y Eilhicha.

Posteriormente, el 03 de junio de 2022, para las empresas Electro Dunas, Enel, Luz del Sur, Coelvisac, Emseusa, Electro Tocache y Eilhicha, Osinergmin formuló y comunicó las observaciones a los estudios presentados. En atención a dichas observaciones, el 20 de junio de 2022, las empresas presentaron la absolucón de las observaciones, así como sus Estudios de Costos del VAD Definitivos, los cuales fueron analizados por Osinergmin.

Los resultados de los análisis de Osinergmin fueron recogidos en la publicación del Proyecto de Resolución de Fijación del VAD 2022-2026, la cual se realizó el 09 de agosto de 2022 a través de la Resolución Osinergmin N° 162-2022-OS/CD. El proyecto fue sustentado por Osinergmin en audiencia pública virtual que se llevó a cabo el 16 de agosto de 2022 para la sustentación de la propuesta de Electro Dunas, Enel y Luz del Sur, así como del grupo de empresas con hasta 50 000 suministros.

Hasta el 22 de setiembre de 2022, los interesados presentaron sus observaciones al Proyecto de Resolución de Fijación del VAD 2022-2026. Los interesados fueron Adinelsa, Coelvisac, Eilhicha, Electro Dunas, Electro Tocache, Enel y Luz del Sur. Las observaciones fueron analizadas por Osinergmin, incorporándose aquellas que fueron aceptadas total o en parte.

La publicación de la Resolución de Fijación del VAD 2022-2026 se realizó el 16 de octubre de 2022, a través de la Resolución Osinergmin N° 189-2022-OS/CD. Luego, dentro del plazo que vencía el 08 de noviembre de 2022, Adinelsa, Coelvisac, Eilhicha, Electro Dunas, Electro Tocache, Enel y Esemptat interpusieron Recursos de Reconsideración contra la resolución citada, los cuales fueron sustentados en la audiencia pública virtual realizada el 17 de noviembre de 2022.

Luego del análisis respectivo, Osinergmin mediante las Resoluciones N° 208-2022-OS/CD y N° 217-2022-OS/CD al N° 222-2022-OS/CD, resolvió los Recursos de Reconsideración interpuestos por los interesados. Asimismo, mediante Resolución N° 223-2022-OS/CD dispuso la rectificación de errores materiales, solicitada por Luz del Sur, y mediante la Resolución N° 224-2022-OS/CD aprobó la consolidación derivada de las modificaciones y rectificaciones respectivas de la Resolución N° 189-2022-OS/CD, culminándose con el Procedimiento de Fijación del VAD 2022-2026.

Se debe señalar que, toda la información del procedimiento se encuentra publicada en la página web: [www.osinergmin.gob.pe](http://www.osinergmin.gob.pe) (seguir la siguiente secuencia: Regulación Tarifaria, Procesos Regulatorios,

Electricidad, Valor Agregado de Distribución (VAD), Concluido, Fijación del VAD 2022-2026 y 2023-2027).

### 1.3.2 Fijación del VAD 2023-2027

El Procedimiento de Fijación del VAD 2023-2027 se inició el 02 de mayo de 2023 con la presentación de los Estudios de Costos del VAD por parte de las empresas Electrocentro, Electronoroeste, Electronorte, Hidrandina, Electro Puno, Electro Sur Este, Electrosur, Seal, Adinelsa, Electro Oriente y Electro Ucayali.

Seguidamente, Osinermin convocó y organizó la Audiencia Pública Virtual para la sustentación de los estudios por parte de las empresas. La audiencia se llevó a cabo el día 19 de mayo de 2023.

Posteriormente, el 05 de junio de 2023, Osinermin comunicó las observaciones a los estudios presentados. En atención a dichas observaciones, el 19 de junio de 2023, las empresas presentaron la absolución de las observaciones, así como sus Estudios de Costos del VAD Definitivos, los cuales fueron analizados por Osinermin.

Los resultados de los análisis de Osinermin fueron recogidos en la publicación del Proyecto de Resolución de Fijación del VAD 2023-2027, la cual se realizó el 09 de agosto de 2023 a través de la Resolución Osinermin N° 144-2023-OS/CD. El proyecto fue sustentado por Osinermin en audiencias públicas que se llevaron a cabo el 14, 16 y 18 de agosto de 2023 en Chiclayo (propuestas de Electrocentro, Electronoroeste, Electronorte e Hidrandina), Cusco (Electro Puno, Electro Sur Este, Electrosur y Seal) y Pucallpa (Adinelsa, Electro Oriente y Electro Ucayali), respectivamente. Cabe indicar que, las audiencias fueron además transmitidas vía streaming a través de YouTube Live: [www.youtube.com/osinermin](http://www.youtube.com/osinermin).

Hasta el 25 de setiembre de 2023, los interesados presentaron sus observaciones al Proyecto de Resolución de Fijación del VAD 2023-2027. Los interesados fueron: Adinelsa, Coelvisac, Corporación FONAFE, el Sr. Eduardo Roel, Electro Oriente, Electro Puno, Electro Sur Este, Electro Ucayali, Electrocentro, Electronoroeste, Electronorte, Electrosur, Hidrandina y Seal. Las observaciones fueron analizadas por Osinermin, incorporándose aquellas que fueron total o parcialmente aceptadas.

La publicación de la Resolución de Fijación del VAD 2023-2027 se realizó el 16 de octubre de 2023, a través de la Resolución Osinermin N° 187-2023-OS/CD. Luego, dentro del plazo que vencía el 10 de noviembre de 2023, Electrocentro, Electronoroeste, Electronorte, Hidrandina, Electro Puno, Electro Sur Este, Electrosur, Seal, Adinelsa, Electro Oriente y Electro Ucayali interpusieron Recursos de Reconsideración contra la resolución citada, los cuales fueron sustentados en la audiencia pública realizada el día 21 de noviembre de 2023 en Lima.

Luego del análisis respectivo, Osinermin mediante las Resoluciones N° 209-2023-OS/CD y N° 213-2023-OS/CD al N° 222-2023-OS/CD, resolvió los Recursos de Reconsideración interpuestos por los interesados. Asimismo, mediante la Resolución N° 223-2023-OS/CD aprobó modificaciones a la Resolución N° 187-2023-OS/CD, culminándose con el Procedimiento de Fijación del VAD 2023-2027.

Se debe señalar que, toda la información del procedimiento se encuentra publicada en la página web: [www.osinermin.gob.pe](http://www.osinermin.gob.pe) (seguir la siguiente secuencia: Regulación Tarifaria, Procesos Regulatorios, Electricidad, Valor Agregado de Distribución (VAD), Concluido, Fijación del VAD 2022-2026 y 2023-2027).



## 1.4 Resultados

Los resultados del VAD son los siguientes:

### 1.4.1 Valores Agregados de Distribución

Grupo	Empresa	Valor Agregado de Distribución (VAD)		
		VADMT	VADBT	VADSED
		S//kW-mes		
1	Electro Dunas	23,669	74,828	15,908
	Enel	20,305	62,345	11,354
	Luz del Sur	20,111	58,338	12,652
	Chavimochic	25,352	84,208	13,252
	Coelvisac	22,784	102,536	49,790
	Edelsa	26,199	88,885	14,063
	Egepsa	34,712	96,141	18,986
	Eilhicha	46,889	88,872	15,988
	Electro Pangoa	26,199	88,885	14,063
	Electro Tocache	36,501	95,909	18,781
	Emsemsa	24,716	83,854	13,021
	Emseusa	26,199	88,885	14,063
	Esempat	46,889	88,872	15,988
	Sersa	26,199	88,885	13,803

Grupo	Empresa	Valor Agregado de Distribución (VAD)		
		VADMT	VADBT	VADSED
		S//kW-mes		
2	Adinelsa	181,359	168,276	34,851
	Electro Oriente	30,976	83,365	19,333
	Electro Puno	43,181	100,399	20,125
	Electro Sur Este	32,974	110,610	17,514
	Electro Ucayali	19,216	68,939	14,617
	Electrocentro	49,162	99,922	21,441
	Electronoroeste	18,000	67,728	10,784
	Electronorte	24,593	75,352	15,587
	Electrosur	25,391	93,148	14,143
	Hidrandina	19,825	72,193	11,991
	Seal	22,272	87,839	16,873

## 1.4.2 Cargos Fijos

Grupo	Empresa	Cargos Fijos					
		CFE	CFS	CFH	CFEAP	CCSP	CFHCO
		S//mes					
1	Electro Dunas	3,885	5,104	6,253	4,407	---	---
	Enel	2,201	4,096	4,784	4,109	2,605	2,570
	Luz del Sur	2,120	5,286	6,146	2,511	2,175	1,694
	Chavimochic	3,265	8,802	8,593	5,197	---	---
	Coelvisac	3,469	9,609	9,464	5,759	---	---
	Edelsa	3,292	9,029	8,791	5,527	---	---
	Egepsa	3,718	10,601	10,325	4,485	---	---
	Eilhicha	3,514	7,905	7,905	4,582	---	---
	Electro Pangoa	3,292	9,029	8,791	5,527	---	---
	Electro Tocache	3,687	9,825	9,636	4,559	---	---
	Emsemsa	3,196	8,766	8,535	5,366	---	---
	Emseusa	3,292	9,029	8,791	5,527	---	---
	Esempat	3,514	7,905	7,905	4,582	---	---
	Sersa	3,292	9,029	8,791	5,527	---	---

Grupo	Empresa	Cargos Fijos					
		CFE	CFS	CFH	CFEAP	CCSP	CFHCO
		S//mes					
2	Adinelsa	7,143	24,133	25,227	7,393	3,607	2,826
	Electro Oriente	5,157	13,861	16,511	5,871	3,690	2,891
	Electro Puno	4,497	14,488	15,456	4,756	3,596	2,818
	Electro Sur Este	5,064	13,906	15,068	5,550	3,539	2,773
	Electro Ucayali	4,335	9,914	10,846	6,400	3,664	2,871
	Electrocentro	3,652	15,769	14,984	4,513	3,587	2,811
	Electronoroeste	3,581	10,186	13,649	6,136	3,583	2,808
	Electronorte	3,489	11,458	11,689	6,951	3,601	2,822
	Electrosur	3,487	8,374	8,288	4,400	3,586	2,810
	Hidrandina	3,445	10,626	10,989	7,732	3,567	2,795
	Seal	3,745	9,335	9,334	5,069	3,592	2,815

## 2. Introducción

### 2.1 Objetivo

---

Presentar el resumen de los antecedentes, procedimientos desarrollados y resultados que sustentan la Fijación del VAD 2022-2026, aprobada con la Resolución Osinergmin N° 189-2022-OS/CD, modificada con la Resolución Osinergmin N° 224-2022-OS/CD; y la Fijación del VAD 2023-2027, aprobada con la Resolución Osinergmin N° 187-2023-OS/CD, modificada con la Resolución Osinergmin N° 223-2023-OS/CD.

### 2.2 Antecedentes

---

El Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante “LCE”), y su Reglamento, aprobado mediante el Decreto Supremo N° 009-93-EM (en adelante “RLCE”); y la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural (en adelante “LGER”), y su Reglamento, aprobado mediante el Decreto Supremo N° 018-2020-EM; establecen los principios y criterios para la fijación del VAD, el cual representa la tarifa eléctrica para la prestación del servicio de distribución eléctrica. Asimismo, de conformidad con la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, dicha fijación se realiza siguiendo el “Procedimiento para la Fijación del Valor Agregado de Distribución (VAD)”, contenido en el Anexo B.1.1 de la Norma “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados”, aprobada mediante la Resolución Osinergmin N° 080-2012-OS/CD, adaptándose los cronogramas del proceso según lo dispuesto en el artículo 3 de la Resolución N° 240-2021-OS/CD y la Ley N° 31603 que modifica el artículo 207 de la Ley N° 27444 respecto al plazo para resolver recursos de reconsideración.

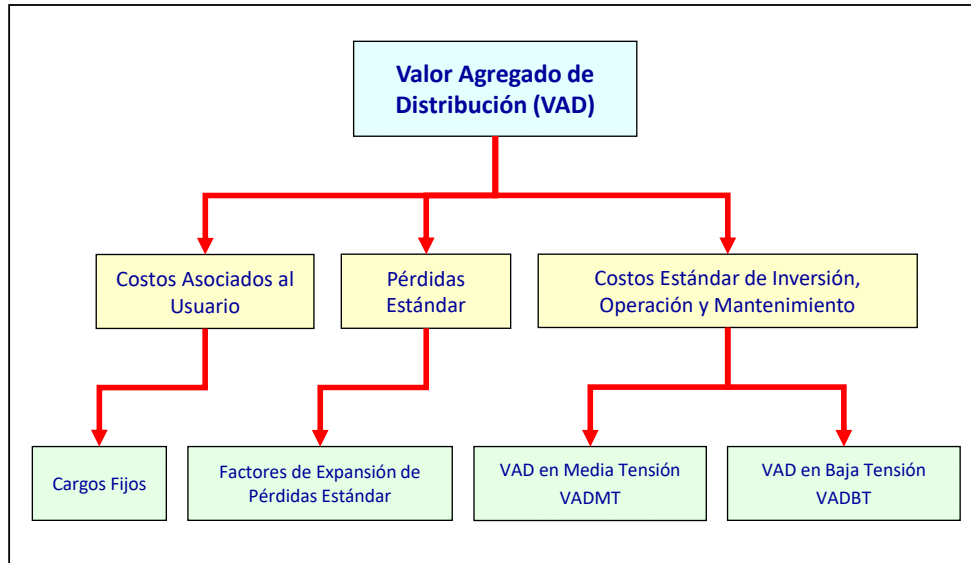
De acuerdo con el artículo 64 de la LCE, el VAD se basa en una empresa modelo eficiente con un nivel de calidad preestablecido en las normas técnicas de calidad y considera los siguientes componentes:

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

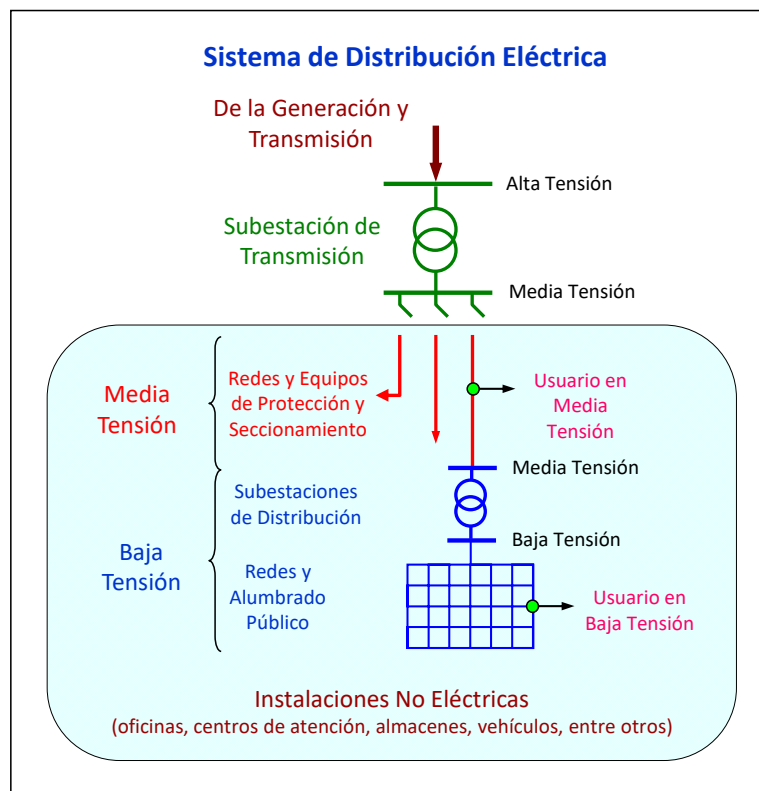
Los costos asociados al usuario se denominan Cargos Fijos y cubren los costos eficientes para el desarrollo de las actividades de lectura del medidor, procesamiento de la lectura y, emisión, reparto y cobranza de la factura o recibo.

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

Los costos estándar de inversión, operación y mantenimiento se reconocen a través del VAD en media tensión (VADMT) y VAD en baja tensión (VADBT).



El VAD es el costo por unidad de potencia necesario para poner a disposición del usuario la energía eléctrica desde el inicio de la distribución eléctrica (para efectos de regulación de tarifas eléctricas, después de la celda de salida del alimentador en media tensión ubicada en la subestación de transmisión) hasta el punto de empalme de la acometida del usuario.



Adicionalmente, el Artículo 64 de la LCE señala que el VAD incorpora un cargo asociado a la innovación tecnológica y/o eficiencia energética en los sistemas de distribución eléctrica, equivalente a un porcentaje máximo de los ingresos anuales, que tiene como objetivo el desarrollo de proyectos de innovación tecnológica y/o eficiencia energética, los cuales son propuestos y sustentados por las empresas y aprobados por Osinergmin, debiéndose garantizar la rentabilidad de los mismos durante su vida útil considerando la tasa a la que se refiere el Artículo 79 de la LCE. Además, se dispone que

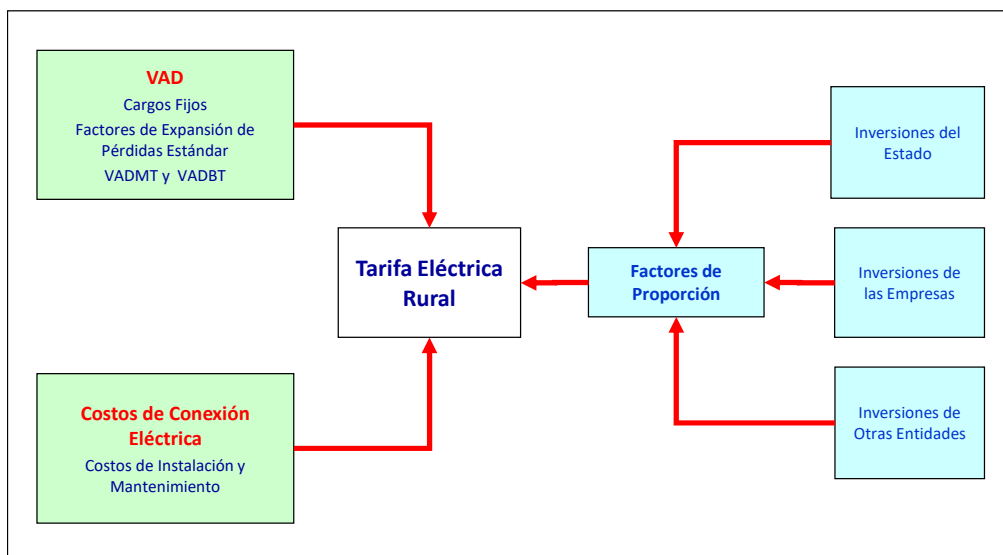
tratándose de proyectos que reemplacen instalaciones existentes deberá garantizarse el reconocimiento de los costos remanentes de estas en caso no hayan cumplido su vida útil. Conforme lo dispone el artículo 144-A del RLCE, el cargo resultante será incorporado en el VAD y tendrá como límite máximo el 1% de los ingresos registrados de cada empresa en el año anterior al de la fijación.

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

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

En el caso de la Tarifa Eléctrica Rural de los SER, calificados como tales por el MINEM, cabe indicar que, el 22 de setiembre de 2015, se publicó el Decreto Legislativo N° 1207, a través del cual se introdujeron diversas modificaciones a los artículos de la LGER, entre ellos, el artículo 14, el cual dispone que el VAD de los Sistemas Eléctricos Rurales (SER) se fija conforme a lo establecido en la LCE, considerando que dicho VAD incluye los costos de conexión eléctrica y que los costos de operación, mantenimiento y gestión comercial de dicho VAD son costos reales auditados, sujetos a un valor máximo establecido por Osinergmin sobre la base de mediciones de eficiencia relativa entre los SER de las empresas, los cuales a la fecha resultan inaplicables por la falta de datos para dichos efectos.

Asimismo, el VAD de los SER considerará factores de proporción que reflejen las inversiones efectuadas por el Estado, las empresas de distribución eléctrica u otras entidades. Cuando las inversiones de los SER están constituidas por 100% de los aportes del Estado, la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) se multiplicará por el Factor del Fondo de Reposición (FFR). Cuando las inversiones de los SER están constituidas por aportes del Estado, de las empresas y de otras entidades, i) el monto de retribución de las inversiones de las empresas y de otras entidades se determinará aplicando a la anualidad del VNR, el factor de proporción (fp) que refleje la proporción de las inversiones de las empresas y de otras entidades, y ii) el monto de reposición de las inversiones del Estado se determinará aplicando a la anualidad del VNR, el factor uno descontado del factor de proporción (1-fp) y luego se aplicará el FFR. El monto total se determinará de la suma de los montos de retribución y de reposición más los costos de operación y mantenimiento respectivos.

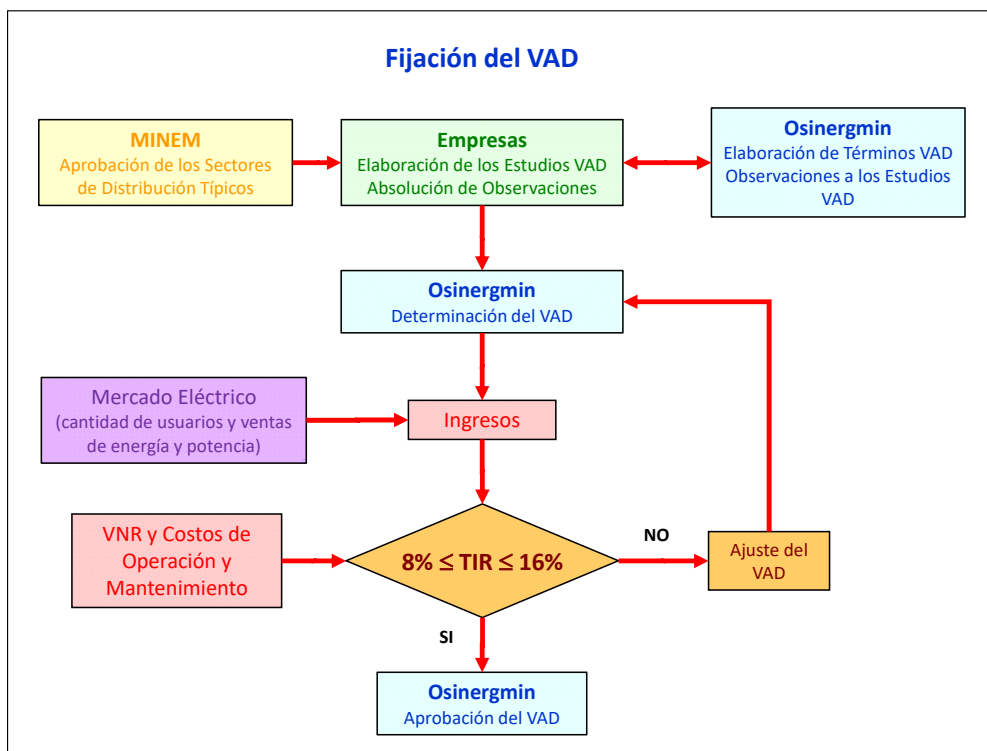


Conforme con lo establecido en el artículo 66 de la LCE, el VAD se calcula individualmente para cada empresa que preste el servicio a más de 50 000 suministros y, en forma agrupada, para las demás empresas.

El artículo 67 de la LCE señala que VAD y sus componentes, se calculan para cada empresa con más de 50 000 suministros mediante estudios de costos presentados por las empresas, de acuerdo con los términos de referencia elaborados por Osinergmin. Además, se indica que Osinergmin debe realizar la evaluación de los estudios de costos considerando criterios de eficiencia de las inversiones y de la gestión de un concesionario operando en el país, considerando el cumplimiento del ordenamiento jurídico en general, especialmente las normas ambientales, de seguridad y salud en el trabajo, laborales, de transportes y municipales aplicables en su zona de concesión, entre otras. Asimismo, se precisa que Osinergmin puede modificar solo aquellos aspectos de los estudios de costos presentados que habiendo sido oportunamente observados no hubiesen sido absueltos por las empresas. Para ello acompañará el sustento de la evaluación a cada una de las observaciones realizadas.

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

Posteriormente, los VAD deben ser validados a través de la verificación de la rentabilidad de cada empresa o conjunto de empresas, según corresponda, de conformidad con los artículos 69, 70 y 71 de la LCE. Dicha verificación se realiza calculando la tasa interna de retorno (TIR) que considera los ingresos que se hubieran percibido a través de los VAD con el mercado eléctrico (usuarios, ventas de energía y ventas de potencia) del ejercicio inmediato anterior; los costos de operación y mantenimiento exclusivos de las instalaciones de distribución eléctrica del ejercicio inmediato anterior; y el VNR de las instalaciones de distribución eléctrica con un valor residual igual a cero. Si la TIR resultante no difiere en más de cuatro puntos porcentuales de la Tasa de Actualización establecida en el artículo 79 de la LCE (12%), los VAD serán definitivos, caso contrario se deberán ajustar proporcionalmente hasta alcanzar el límite más próximo inferior o superior.



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

La Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas, mediante la Resolución Directoral N° 159-2021-MINEM/DGE, estableció para las fijaciones del VAD de los periodos 2022-2026 y 2023-2027, los sectores de distribución típicos, de acuerdo con lo siguiente:

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

En la Décima Disposición Complementaria Transitoria del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, modificada con Decreto Supremo N° 028-2021-EM, se establece que las empresas de distribución eléctrica proponen a Osinerghin, un plan gradual de reemplazo a Sistemas de Medición Inteligente (SMI) en cada proceso de fijación tarifaria, precisándose que el plan gradual de reemplazo a los SMI de cada EDE incluye una etapa inicial que no excederá dos (2) periodos tarifarios de fijación del VAD para que las empresas puedan realizar voluntariamente hasta dos (2) experiencias piloto y, posteriormente, una etapa de despliegue. Asimismo, se dispone que los procesos tarifarios se sujetan, entre otras directrices, a la incorporación en el VAD del cargo correspondiente a los SMI, luego de la puesta en operación comercial de los SMI, conforme lo establezca Osinerghin en la respectiva resolución tarifaria. Al respecto, en la Primera Disposición Complementaria Final del Decreto Supremo N° 028-2021-EM, respecto a la implementación de los Sistemas de Medición Inteligente se precisó, entre otros, que en la determinación del VAD de los periodos regulatorios 2022-2026 y 2023-2027 se debe considerar la liquidación de lo recaudado por las empresas de sus usuarios durante los periodos regulatorios 2018-2022 y 2019-2023 por concepto de proyecto piloto de SMI respecto de los costos previstos para el proyecto piloto.

En ese contexto, Osinergmin elaboró y aprobó, mediante la Resolución N° 240-2021-OS/CD, modificada con la Resolución N° 013-2022-OS/CD, los Términos VAD, en cumplimiento del Artículo 67 de la LCE.

Con Resolución N° 018-2022-OS/CD, en cumplimiento del artículo 146 del RLCE, Osinergmin designó para cada sector de distribución típico, las empresas que se encargarán del estudio de costos de las empresas con hasta 50 000 suministros, tal como se señala a continuación:

Sector de Distribución Típico	Sistema Eléctrico Representativo	Empresa Responsable
2 (urbano)	Villacurí	Coelvisac
3 (urbano-rural)	Utcubamba	Emseusa
4 (rural)	Tocache	Electro Tocache
SER	SER Chacas	Eilhicha

Además, aprobó la calificación de los sistemas eléctricos en sectores de distribución típicos de las empresas Enel, Luz del Sur, Electro Dunas, Chavimochic, Coelvisac, Edelsa, Egepsa, Eilhicha, Electro Pangoa, Electro Tocache, Emsemsa, Emseusa, Esemptat y Sersa (en adelante “Grupo 1”), necesaria para la fijación del VAD del periodo 2022-2026 y la de las empresas Electrocentro, Electronoroeste, Electronorte, Hidrandina, Electro Puno, Electro Sur Este, Electrosur, Seal, Adinelsa, Electro Oriente y Electro Ucayali (en adelante “Grupo 2”), necesaria para la fijación del VAD del periodo 2023-2027.

Finalmente, luego de los procedimientos llevados a cabo en los años 2022 y 2023, Osinergmin fijó el VAD para el periodo 01 de noviembre de 2022 al 31 de octubre de 2026, correspondiente a las empresas del Grupo 1, a través de la Resolución N° 189-2022-OS/CD, modificada mediante la Resolución N° 224-2022-OS/CD. Asimismo, Osinergmin fijó el VAD para el periodo 01 de noviembre de 2023 al 31 de octubre de 2027, correspondiente a las empresas del Grupo 2, mediante la Resolución N° 187-2023-OS/CD, modificada mediante la Resolución N° 223-2023-OS/CD.

## 2.3 Procedimientos de Fijación

### 2.3.1 Fijación del VAD 2022-2026

El Procedimiento de Fijación del VAD 2022-2026 se inició el 03 de mayo de 2022 con la presentación de los Estudios de Costos del VAD por parte de las empresas Enel, Luz del Sur, Electro Dunas; además, para las empresas con hasta 50 000 suministros, las empresas Coelvisac, Emseusa, Electro Tocache y Eilhicha, de acuerdo con la designación de Osinergmin, presentaron sus Estudios de Costos del VAD correspondientes a los sectores de distribución típicos 2 (urbano), 3 (urbano-rural), 4 (rural) y SER, respectivamente. A partir de dichas fechas, el cronograma seguido para el procedimiento fue el siguiente:



## Cronograma Procedimiento de Fijación del VAD 2022-2026

Etapa		Fecha Límite
<b>a</b>	<b>Presentación Estudios VAD</b>	<b>3-may-2022</b>
b	Publicación Web Estudios VAD	5-may-2022
c	Audiencia Empresas	19-may-2022
<b>d</b>	<b>Observaciones Osinerghmin</b>	<b>3-jun-2022</b>
e	Absolución Empresas	20-jun-2022
f	Publicación Web Absolución	22-jun-2022
<b>g</b>	<b>Proyecto de Resolución Fijación</b>	<b>9-ago-2022</b>
h	Audiencia Osinerghmin	16-ago-2022
i	Opiniones Interesados	22-sep-2022
<b>j</b>	<b>Aprobación de Resolución Fijación</b>	<b>14-oct-2022</b>
k	Recursos Interesados	8-nov-2022
l	Publicación Web Recursos	11-nov-2022
m	Audiencia Recursos	17-nov-2022
n	Opiniones Interesados Legitimados	23-nov-2022
<b>ñ</b>	<b>Resolución Recursos</b>	<b>29-nov-2022</b>
o	Publicación Web Recursos	2-dic-2022

Seguidamente, Osinerghmin convocó y organizó la Audiencia Pública Virtual para la sustentación de los estudios por parte de las empresas. La audiencia se llevó a cabo el 19 de mayo de 2022 para la sustentación de Enel, Luz del Sur, Electro Dunas, Coelvisac, Emseusa, Electro Tocache y Eilhicha.

Posteriormente, el 03 de junio de 2022, para las empresas Electro Dunas, Enel, Luz del Sur, Coelvisac, Emseusa, Electro Tocache y Eilhicha, Osinerghmin formuló y comunicó las observaciones a los estudios presentados.

Tipo de Estudio	Empresa/Sector	Observaciones de Osinerghmin
Estudio Individual	Enel (Sectores 1, 2, 3, 4 y SER)	Oficio N° 0855-2022-GRT
	Luz del Sur (Sectores 1, 2 y 3)	Oficio N° 0856-2022-GRT
	Electro Dunas (Sectores 2, 3, 4 y SER)	Oficio N° 0854-2022-GRT
Estudio por Sectores de Distribución Típicos Empresas con hasta 50 000 suministros	Coelvisac (Sector 2)	Oficio N° 0866-2022-GRT
	Emseusa (Sector 3)	Oficio N° 0867-2022-GRT
	Electro Tocache (Sector 4)	Oficio N° 0869-2022-GRT
	Eilhicha (Sector SER)	Oficio N° 0870-2022-GRT

En atención a dichas observaciones, el 20 de junio de 2022, las empresas presentaron la absolución de las observaciones, así como sus Estudios de Costos del VAD Definitivos, los cuales fueron analizados por Osinerghmin.

Los resultados de los análisis de Osinerghmin fueron recogidos en la publicación del Proyecto de Resolución de Fijación del VAD 2022-2026, la cual se realizó el 09 de agosto de 2022 a través de la Resolución Osinerghmin N° 162-2022-OS/CD. El proyecto fue sustentado por Osinerghmin en audiencia pública virtual que se llevó a cabo el 16 de agosto de 2022 para la sustentación de la propuesta de Electro Dunas, Enel y Luz del Sur, así como del grupo de empresas con hasta 50 000 suministros.

Hasta el 22 de setiembre de 2022, los interesados presentaron sus observaciones al Proyecto de Resolución de Fijación del VAD 2022-2026. Los interesados fueron:

	<b>Interesado</b>	<b>Fecha</b>	<b>Documento</b>
1	Adinelsa	22/09/2022	281-2022-GG-ADINELSA
2	Coelvisac	22/09/2022	CEV N° 2606-2022/GG.GG
3	Eilhicha	22/09/2022	Carta N° 116-2022 EILHICHA
4	Electro Dunas	22/09/2022	GG-31-2022-GTC
5	Electro Tocache	22/09/2022	G-1424-2022
6	Enel	22/09/2022	GRyRI-109-2022
7	Luz del Sur	22/09/2022	GC-22-063

Las observaciones fueron analizadas por Osinergmin, incorporándose aquellas que fueron aceptadas total o en parte.

La publicación de la Resolución de Fijación del VAD 2022-2026 se realizó el 16 de octubre de 2022, a través de la Resolución N° 189-2022-OS/CD. Luego, dentro del plazo que vencía el 08 de noviembre de 2022, Adinelsa, Coelvisac, Eilhicha, Electro Dunas, Electro Tocache, Enel y Esempat interpusieron Recursos de Reconsideración contra la resolución citada, los cuales fueron sustentados en la audiencia pública virtual realizada el 17 de noviembre de 2022.

Luego del análisis respectivo, Osinergmin mediante las Resoluciones N° 208-2022-OS/CD y N° 217-2022-OS/CD al N° 222-2022-OS/CD, resolvió los Recursos de Reconsideración interpuestos por los interesados. Asimismo, mediante Resolución N° 223-2022-OS/CD dispuso la rectificación de errores materiales, solicitada por Luz del Sur, y mediante la Resolución N° 224-2022-OS/CD aprobó la consolidación derivada de las modificaciones y rectificaciones respectivas de la Resolución N° 189-2022-OS/CD, culminándose con el Procedimiento de Fijación del VAD 2022-2026.

Se debe señalar que, toda la información del procedimiento se encuentra publicada en la página web: [www.osinergmin.gob.pe](http://www.osinergmin.gob.pe) (seguir la siguiente secuencia: Regulación Tarifaria, Procesos Regulatorios, Electricidad, Valor Agregado de Distribución (VAD), Concluido, Fijación del VAD 2022-2026 y 2023-2027).

### **2.3.2 Fijación del VAD 2023-2027**

El Procedimiento de Fijación del VAD 2023-2027 se inició el 02 de mayo de 2023 con la presentación de los Estudios de Costos del VAD por parte de las empresas Electrocentro, Electronoroeste, Electronorte, Hidrandina, Electro Puno, Electro Sur Este, Electrosur, Seal, Adinelsa, Electro Oriente y Electro Ucayali. A partir de dicha fecha, el cronograma seguido para el procedimiento fue el siguiente:

## Cronograma Procedimiento de Fijación del VAD 2023-2027

Etapa		Fecha Límite
<b>a</b>	<b>Presentación Estudios VAD</b>	<b>2-may-2023</b>
b	Publicación Web Estudios VAD	5-may-2023
c	Audiencia Empresas	19-may-2023
<b>d</b>	<b>Observaciones Osinergmin</b>	<b>5-jun-2023</b>
e	Absolución Empresas	19-jun-2023
f	Publicación Web Absolución	22-jun-2023
<b>g</b>	<b>Proyecto de Resolución Fijación</b>	<b>9-ago-2023</b>
h	Audiencia Osinergmin	14, 16 y 18-ago-2023
i	Opiniones Interesados	25-sep-2023
<b>j</b>	<b>Aprobación de Resolución Fijación</b>	<b>16-oct-2023</b>
k	Recursos Interesados	10-nov-2023
l	Publicación Web Recursos	15-nov-2023
m	Audiencia Recursos	21-nov-2023
n	Opiniones Interesados Legitimados	27-nov-2023
<b>ñ</b>	<b>Resolución Recursos</b>	<b>1-dic-2023</b>
o	Publicación Web Recursos	6-dic-2023

Seguidamente, Osinergmin convocó y organizó la Audiencia Pública Virtual para la sustentación de los estudios por parte de las empresas. La audiencia se llevó a cabo el día 19 de mayo de 2023.

Posteriormente, el 05 de junio de 2023, para las empresas Electrocentro, Electronoroeste, Electronorte, Hidrandina, Electro Puno, Electro Sur Este, Electrosur, Seal, Adinelsa, Electro Oriente y Electro Ucayali, Osinergmin formuló y comunicó las observaciones a los estudios presentados.

Tipo de Estudio	Empresas	Observaciones de Osinergmin
Estudio Individual	Electrocentro, Electronoroeste, Electronorte, Hidrandina	Oficio Múltiple N° 0958-2023-GRT
	Electro Puno, Electro Sur Este, Electrosur, Seal	Oficio Múltiple N° 0943-2023-GRT
	Adinelsa, Electro Oriente y Electro Ucayali	Oficio Múltiple N° 0959-2023-GRT

En atención a dichas observaciones, el 19 de junio de 2023, las empresas presentaron la absolución de las observaciones, así como sus Estudios de Costos del VAD Definitivos, los cuales fueron analizados por Osinergmin.

Los resultados de los análisis de Osinergmin fueron recogidos en la publicación del Proyecto de Resolución de Fijación del VAD 2023-2027, la cual se realizó el 09 de agosto de 2023 a través de la Resolución Osinergmin N° 144-2023-OS/CD. El proyecto fue sustentado por Osinergmin en audiencias públicas que se llevaron a cabo el 14, 16 y 18 de agosto de 2023 en Chiclayo (propuestas de Electrocentro, Electronoroeste, Electronorte e Hidrandina), Cusco (Electro Puno, Electro Sur Este, Electrosur y Seal) y Pucallpa (Adinelsa, Electro Oriente y Electro Ucayali), respectivamente. Cabe indicar que, las audiencias fueron además transmitidas vía streaming a través de YouTube Live: [www.youtube.com/osinergmin](http://www.youtube.com/osinergmin).

Hasta el 25 de setiembre de 2023, los interesados presentaron sus observaciones al Proyecto de Resolución de Fijación del VAD 2023-2027. Los interesados fueron:

	<b>Interesado</b>	<b>Fecha</b>	<b>Documento</b>
1	Adinelsa	25/09/2023	Oficio N° 352-2023-GG-ADINELSA
2	Coelvisac	25/09/2023	CEV N° 3199-2023/GG-GG
3	Corporación FONAFE	25/09/2023	Oficio N° 0179-2023-GDC-FONAFE
4	Eduardo Roel	25/09/2023	Correo electrónico
5	Electro Oriente	25/09/2023	G-599-2023
6	Electro Puno	25/09/2023	Oficio N° 562-2023-ELPU/GG
7	Electro Sur Este	25/09/2023	Oficio N° G-2228-2023
8	Electro Ucayali	25/09/2023	G-1260-2023
9	Electrocentro	25/09/2023	GG-376-2023
10	Electronoroeste	25/09/2023	GG-373-2023
11	Electronorte	25/09/2023	GG-374-2023
12	Electrosur	25/09/2023	GC-1901-2023
13	Hidrandina	25/09/2023	GG-375-2023
14	Seal	25/09/2023	Carta SEAL GG/CM-0690-2023

Las observaciones fueron analizadas por Osinermin, incorporándose aquellas que fueron total o parcialmente aceptadas.

La publicación de la Resolución de Fijación del VAD 2023-2027 se realizó el 16 de octubre de 2023, a través de la Resolución Osinermin N° 187-2023-OS/CD. Luego, dentro del plazo que vencía el 10 de noviembre de 2023, Electrocentro, Electronoroeste, Electronorte, Hidrandina, Electro Puno, Electro Sur Este, Electrosur, Seal, Adinelsa, Electro Oriente y Electro Ucayali interpusieron Recursos de Reconsideración contra la resolución citada, los cuales fueron sustentados en la audiencia pública realizada el día 21 de noviembre de 2023 en Lima.

Luego del análisis respectivo, Osinermin mediante las Resoluciones N° 209-2023-OS/CD y N° 213-2023-OS/CD al N° 222-2023-OS/CD, resolvió los Recursos de Reconsideración interpuestos por los interesados. Asimismo, mediante la Resolución N° 223-2023-OS/CD aprobó modificaciones a la Resolución N° 187-2023-OS/CD, culminándose con el Procedimiento de Fijación del VAD 2023-2027.

Se debe señalar que, toda la información del procedimiento se encuentra publicada en la página web: [www.osinermin.gob.pe](http://www.osinermin.gob.pe) (seguir la siguiente secuencia: Regulación Tarifaria, Procesos Regulatorios, Electricidad, Valor Agregado de Distribución (VAD), Concluido, Fijación del VAD 2022-2026 y 2023-2027).

## 3. Resultados

### 3.1 Valor Agregado de Distribución (VAD)

#### Fijación del VAD 2022-2026

Los resultados del VADMT, VADBT, VADSED y Cargos Fijos para cada empresa son los siguientes:

##### 3.1.1 Electro Dunas

Empresa		Electro Dunas							
Descripción	Unidad	VAD			Cargo Fijo				
		MT	BT	SED MT/BT	CFE	CFS	CFH	CFEAP	
Valor Nuevo de Reemplazo	miles US\$	53 191	92 412	24 243					
Costo Anual de Inversión (aVNR)	miles US\$	6 603	11 472	3 010					
Costo Anual de OyM	miles US\$	5 852	5 893	711					
Total Costo Anual	miles US\$	12 456	17 365	3 721	2 956	32	10	42	
Demanda	kW	170 576	74 707	74 707					
Número de clientes	und				253 484	2 064	558	3 206	
VAD Inversión	US\$/kW-mes	3,061	12,143	3,185					
VAD OyM	US\$/kW-mes	2,859	6,573	0,794					
VAD	US\$/kW-mes	5,920	18,716	3,979					
Cargo Fijo	US\$/mes				0,972	1,277	1,564	1,102	
VAD Inversión	S//kW-mes	12,238	48,548	12,735					
VAD OyM	S//kW-mes	11,431	26,280	3,172					
VAD	S//kW-mes	23,669	74,828	15,908					
Cargo Fijo	S//mes				3,885	5,104	6,253	4,407	

Los resultados mostrados consideran el reconocimiento de costos asociados al Covid-19. Posteriormente, el 26 de mayo de 2023, debido a la culminación de la emergencia sanitaria, se retiraron dichos costos con la aplicación de un factor de ajuste al VAD y Cargos Fijos de 0,9971 y 0,9927, respectivamente.

##### 3.1.2 Enel

Empresa		Enel							
Descripción	Unidad	VAD			Cargo Fijo				
		MT	BT	SED MT/BT	CFE	CFS	CFH	CFEAP	
Valor Nuevo de Reemplazo	miles US\$	452 430	911 109	162 570					
Costo Anual de Inversión (aVNR)	miles US\$	56 166	113 109	20 182					
Costo Anual de OyM	miles US\$	20 407	34 151	6 615					
Total Costo Anual	miles US\$	76 573	147 260	26 798	9 776	142	7	97	
Demanda	kW	1 209 312	756 040	756 040					
Número de clientes	und				1 479 742	11 556	477	7 894	
VAD Inversión	US\$/kW-mes	3,673	11,830	2,111					
VAD OyM	US\$/kW-mes	1,406	3,764	0,729					
VAD	US\$/kW-mes	5,079	15,594	2,840					
Cargo Fijo	US\$/mes				0,551	1,024	1,197	1,028	
VAD Inversión	S//kW-mes	14,683	47,296	8,439					
VAD OyM	S//kW-mes	5,622	15,050	2,915					
VAD	S//kW-mes	20,305	62,345	11,354					
Cargo Fijo	S//mes				2,201	4,096	4,784	4,109	

Para los cargos fijos CCSP (S//mes 2,605) y CFHCO (S//mes 2,570) se toma los vigentes a diciembre de 2021.

Los resultados mostrados consideran el reconocimiento de costos asociados al Covid-19. Posteriormente, el 26 de mayo de 2023, debido a la culminación de la emergencia sanitaria, se retiraron dichos costos con la aplicación de un factor de ajuste al VAD y Cargos Fijos de 0,9986 y 0,9941, respectivamente.

### 3.1.3 Luz del Sur

Empresa		Luz del Sur							
Descripción	Unidad	VAD			Cargo Fijo				
		MT	BT	SED MT/BT	CFE	CFS	CFH	CFEAP	CFHCO
Valor Nuevo de Reemplazo	miles US\$	500 181	840 567	180 720					
Costo Anual de Inversión (aVNR)	miles US\$	62 095	104 351	22 435					
Costo Anual de OyM	miles US\$	19 208	33 725	7 501					
<b>Total Costo Anual</b>	<b>miles US\$</b>	<b>81 302</b>	<b>138 076</b>	<b>29 936</b>	<b>7 604</b>	<b>423</b>	<b>31</b>	<b>43</b>	<b>99</b>
Demanda	kW	1 294 298	758 086	758 086					
Número de clientes	und				1 195 176	26 640	1 675	5 724	19 531
VAD Inversión	US\$/kW-mes	3,794	10,884	2,340					
VAD OyM	US\$/kW-mes	1,237	3,707	0,825					
VAD	US\$/kW-mes	5,030	14,592	3,165					
Cargo Fijo	US\$/mes				0,530	1,322	1,537	0,628	0,424
VAD Inversión	S//kW-mes	15,167	43,516	9,356					
VAD OyM	S//kW-mes	4,944	14,821	3,297					
VAD	S//kW-mes	20,111	58,338	12,652					
Cargo Fijo	S//mes				2,120	5,286	6,146	2,511	1,694

Para el cargo fijo CCSP (S//mes 2,175) se toma el vigente a diciembre de 2021.

Los resultados mostrados consideran el reconocimiento de costos asociados al Covid-19. Posteriormente, el 26 de mayo de 2023, debido a la culminación de la emergencia sanitaria, se retiraron dichos costos con la aplicación de un factor de ajuste al VAD y Cargos Fijos de 0,9989 y 0,9956, respectivamente.

### 3.1.4 Empresas con hasta 50 000 suministros

Los resultados por sector de distribución típico son los siguientes:

Sector Típico		2							
Descripción	Unidad	VAD			Cargo Fijo				
		MT	BT	SED MT/BT	CFE	CFS	CFH	CFEAP	
Valor Nuevo de Reemplazo	miles US\$	9 037	752	476					
Costo Anual de Inversión (aVNR)	miles US\$	1 122	93	59					
Costo Anual de OyM	miles US\$	1 199	50	12					
<b>Total Costo Anual</b>	<b>miles US\$</b>	<b>2 321</b>	<b>143</b>	<b>72</b>	<b>11,14</b>	<b>14,57</b>	<b>2,80</b>	<b>1,19</b>	
Demanda	kW	33 193	448	448					
Número de clientes	und				948	442	85	62	
VAD Inversión	US\$/kW-mes	2,672	16,501	10,448					
VAD OyM	US\$/kW-mes	3,010	9,308	2,325					
VAD	US\$/kW-mes	5,682	25,809	12,773					
Cargo Fijo	US\$/mes				0,979	2,747	2,746	1,601	
VAD Inversión	S//kW-mes	10,683	65,971	41,771					
VAD OyM	S//kW-mes	12,034	37,213	9,295					
VAD	S//kW-mes	22,717	103,184	51,066					
Cargo Fijo	S//mes				3,914	10,984	10,979	6,400	

Sector Típico	3
---------------	---

Descripción	Unidad	VAD			Cargo Fijo			
		MT	BT	SED MT/BT	CFE	CFS	CFH	CFEAP
Valor Nuevo de Reemplazo	miles US\$	741	3 581	536				
Costo Anual de Inversión (aVNR)	miles US\$	92	445	67				
Costo Anual de OyM	miles US\$	168	325	53				
Total Costo Anual	miles US\$	260	769	119	119,14	0,97	0,49	1,10
Demanda	kW	3 444	2 967	2 967				
Número de clientes	und				12 421	37	19	68

VAD Inversión	US\$/kW-mes	2,113	11,848	1,773				
VAD OyM	US\$/kW-mes	4,069	9,126	1,484				
VAD	US\$/kW-mes	6,182	20,974	3,257				
Cargo Fijo	US\$/mes				0,799	2,193	2,135	1,342

VAD Inversión	S//kW-mes	8,448	47,368	7,088				
VAD OyM	S//kW-mes	16,268	36,486	5,933				
VAD	S//kW-mes	24,716	83,854	13,021				
Cargo Fijo	S//mes				3,196	8,766	8,535	5,366

Sector Típico	4
---------------	---

Descripción	Unidad	VAD			Cargo Fijo			
		MT	BT	SED MT/BT	CFE	CFS	CFH	CFEAP
Valor Nuevo de Reemplazo	miles US\$	2 341	5 332	1 145				
Costo Anual de Inversión (aVNR)	miles US\$	291	662	142				
Costo Anual de OyM	miles US\$	259	528	89				
Total Costo Anual	miles US\$	550	1 190	231	208,63	0,68	0,36	2,72
Demanda	kW	5 442	4 247	4 247				
Número de clientes	und				19 256	22	12	208

VAD Inversión	US\$/kW-mes	4,224	12,323	2,647				
VAD OyM	US\$/kW-mes	3,967	10,363	1,750				
VAD	US\$/kW-mes	8,191	22,686	4,397				
Cargo Fijo	US\$/mes				0,903	2,574	2,507	1,089

VAD Inversión	S//kW-mes	16,888	49,267	10,583				
VAD OyM	S//kW-mes	15,860	41,431	6,997				
VAD	S//kW-mes	32,748	90,699	17,579				
Cargo Fijo	S//mes				3,610	10,292	10,024	4,354

Sector Típico	SER
---------------	-----

Descripción	Unidad	VAD			Cargo Fijo			
		MT	BT	SED MT/BT	CFE	CFS	CFH	CFEAP
Valor Nuevo de Reemplazo	miles US\$	1 029	3 106	439				
Costo Anual de Inversión (aVNR)	miles US\$	29	88	12				
Costo Anual de OyM	miles US\$	116	170	34				
Total Costo Anual	miles US\$	145	258	46	50,10	4,53	4,53	1,32
Demanda	kW	1 023	951	951				
Número de clientes	und				4 749	191	191	96

VAD Inversión	US\$/kW-mes	2,253	7,310	1,034				
VAD OyM	US\$/kW-mes	9,475	14,919	2,965				
VAD	US\$/kW-mes	11,728	22,229	3,999				
Cargo Fijo	US\$/mes				0,879	1,977	1,977	1,146

VAD Inversión	S//kW-mes	9,007	29,225	4,134				
VAD OyM	S//kW-mes	37,881	59,646	11,854				
VAD	S//kW-mes	46,889	88,872	15,988				
Cargo Fijo	S//mes				3,514	7,905	7,905	4,582

A partir de los resultados por sector de distribución típico se determinó el VADMT, VADBT, VADSED y los Cargos Fijos aplicables para las empresas con hasta 50 000 suministros. En cada empresa, se utilizó como parámetros de ponderación la demanda máxima y el número de clientes de sus sistemas de distribución eléctrica para el VAD y los Cargos Fijos, respectivamente. Asimismo, se consideró para las empresas Edelsa, Egepsa, Electro Pangoa, Electro Tocache, Emseusa y Sersa, los Factores IGV<sup>1</sup> ya que son empresas ubicadas en la Zona de la Amazonía.

<sup>1</sup> Los Factores IGV reconocen el costo del IGV en que incurren las empresas ubicadas en la Zona de la Amazonía por las adquisiciones de materiales, bienes y servicios que hacen fuera de la Zona de la Amazonía.

Empresa	Sistema	Sector Típico	Demanda Máxima (kW)	Factor Ponderación Demanda Máxima	Clientes	Factor Ponderación Clientes	Factor IGV VADMT	Factor IGV VADBT	Factor IGV VAISED	Factor IGV Cargos Fijos
Chavimochic	Chao	3	5 173	0,94	10 586	0,81	---	---	---	---
Chavimochic	Tanguche Desarenador	4	229	0,04	1 100	0,08	---	---	---	---
Chavimochic	SER Chao	SER	72	0,01	1 319	0,10	---	---	---	---
Chavimochic	SER Tanguche Desarenador	SER	3	0,00	80	0,01	---	---	---	---
Coelvisac	Andahuasi	3	1 612	0,03	2 031	0,50	---	---	---	---
Coelvisac	Tierras Nuevas-Olmos	2	20 153	0,37	100	0,02	---	---	---	---
Coelvisac	Olmos-Motupe-Íllimo	3	240	0,00	476	0,12	---	---	---	---
Coelvisac	Villacurí	2	33 205	0,60	1 437	0,36	---	---	---	---
Edelsa	San Ramón de Pangoa	3	384	1,00	2 231	1,00	1,06	1,06	1,08	1,03
Egepsa	Pangoa	4	539	1,00	3 188	1,00	1,06	1,06	1,08	1,03
Electro Pangoa	Pangoa	3	726	1,00	2 019	1,00	1,06	1,06	1,08	1,03
Electro Tocache	Tocache	4	4 815	0,88	19 290	0,68	1,06	1,06	1,08	1,03
Electro Tocache	Tocache Rural	SER	652	0,12	8 891	0,32	1,06	1,06	1,08	1,03
Emsemsa	Paramonga	3	1 962	1,00	8 706	1,00	---	---	---	---
Emseusa	Utcubamba	3	3 429	1,00	12 545	1,00	1,06	1,06	1,08	1,03
Sersa	Rioja	3	1 971	1,00	8 360	1,00	1,06	1,06	1,06	1,03
Esempat	SER Valle Pativilca	SER	662	1,00	1 928	1,00	---	---	---	---
Eilhicha	Chacas	SER	1 343	0,57	4 941	0,74	---	---	---	---
Eilhicha	SER Chacas	SER	1 018	0,43	1 729	0,26	---	---	---	---

Los resultados por empresa son los siguientes:

Grupo	Empresa	Valor Agregado de Distribución (VAD)		
		VADMT	VADBT	VAISED
		S//kW-mes		
1	Chavimochic	25,352	84,208	13,252
	Coelvisac	22,784	102,536	49,790
	Edelsa	26,199	88,885	14,063
	Egepsa	34,712	96,141	18,986
	Eilhicha	46,889	88,872	15,988
	Electro Pangoa	26,199	88,885	14,063
	Electro Tocache	36,501	95,909	18,781
	Emsemsa	24,716	83,854	13,021
	Emseusa	26,199	88,885	14,063
	Esempat	46,889	88,872	15,988
	Sersa	26,199	88,885	13,803

Grupo	Sector Típico	Cargos Fijos			
		CFE	CFS	CFH	CFEAP
		S//mes			
1	Chavimochic	3,265	8,802	8,593	5,197
	Coelvisac	3,469	9,609	9,464	5,759
	Edelsa	3,292	9,029	8,791	5,527
	Egepsa	3,718	10,601	10,325	4,485
	Eilhicha	3,514	7,905	7,905	4,582
	Electro Pangoa	3,292	9,029	8,791	5,527
	Electro Tocache	3,687	9,825	9,636	4,559
	Emsemsa	3,196	8,766	8,535	5,366
	Emseusa	3,292	9,029	8,791	5,527
	Esempat	3,514	7,905	7,905	4,582
	Sersa	3,292	9,029	8,791	5,527

Los resultados mostrados consideran el reconocimiento de costos asociados al Covid-19. Posteriormente, el 26 de mayo de 2023, debido a la culminación de la emergencia sanitaria, se retiraron dichos costos con la aplicación de un factor de ajuste al VAD y Cargos Fijos. Los factores de ajuste aplicados son los siguientes:



### Factor de Ajuste Covid-19 - VAD

	Chavimochic	Coelvisac	Edelsa	Egepsa	Electro Pangoa	Electro Tocache
Factor de ajuste al VAD	0,9951	0,9952	0,9950	0,9951	0,9950	0,9952

	Emsemsa	Emseusa	Sersa	Esempat	Eilhicha
Factor de ajuste al VAD	0,9950	0,9950	0,9950	0,9958	0,9958

### Factor de Ajuste Covid-19 - Cargos Fijos

	Chavimochic	Coelvisac	Edelsa	Egepsa	Electro Pangoa	Electro Tocache
Factor de ajuste a Cargos Fijos	0,9983	0,9986	0,9984	0,9979	0,9984	0,9982

	Emsemsa	Emseusa	Sersa	Esempat	Eilhicha
Factor de ajuste a Cargos Fijos	0,9984	0,9984	0,9984	0,9981	0,9981

## Fijación del VAD 2023-2027

Los resultados del VADMT, VADBT, VADSED y Cargos Fijos para cada empresa son los siguientes:

### 3.1.5 Adinelsa

Empresa	Adinelsa							
Descripción	Unidad	VAD			Cargo Fijo			
		MT	BT	SED MT/BT	CFE	CFS	CFH	CFEAP
Valor Nuevo de Reemplazo	miles US\$	27 530	32 573	5 594				
Costo Anual de Inversión (aVNR)	miles US\$	783	915	159				
Costo Anual de OyM	miles US\$	4 571	2 736	596				
Total Costo Anual	miles US\$	5 354	3 651	755	1 492	10	3	1
Demanda	kW	9 328	6 818	6 818				
Número de clientes	und				66 478	135	32	23
VAD Inversión	US\$/kW-mes	6,641	10,612	1,845				
VAD OyM	US\$/kW-mes	40,835	33,439	7,279				
VAD	US\$/kW-mes	47,476	44,051	9,123				
Cargo Fijo	US\$/mes				1,870	6,318	6,604	1,935
VAD Inversión	S//kW-mes	25,370	40,538	7,046				
VAD OyM	S//kW-mes	155,989	127,738	27,805				
VAD	S//kW-mes	181,359	168,276	34,851				
Cargo Fijo	S//mes				7,143	24,133	25,227	7,393

Para los cargos fijos CCSP (S//mes 3,607) y CFHCO (S//mes 2,826) se toma los vigentes a diciembre de 2022.

### 3.1.6 Electro Oriente

Empresa		Electro Oriente							
Descripción	Unidad	VAD			Cargo Fijo				
		MT	BT	SED MT/BT	CFE	CFS	CFH	CFEAP	
Valor Nuevo de Reemplazo	miles US\$	88 109	173 552	41 280					
Costo Anual de Inversión (aVNR)	miles US\$	7 348	14 338	3 813					
Costo Anual de OyM	miles US\$	10 340	18 460	3 649					
Total Costo Anual	miles US\$	17 687	32 799	7 463	8 616	58	30	2	
Demanda	kW	188 239	131 326	131 326					
Número de clientes	und				555 477	1 393	610	129	
VAD Inversión	US\$/kW-mes	3,086	8,633	2,296					
VAD OyM	US\$/kW-mes	4,577	11,714	2,316					
VAD	US\$/kW-mes	7,664	20,347	4,612					
Cargo Fijo	US\$/mes				1,293	3,453	4,110	1,450	
VAD Inversión	S//kW-mes	11,790	32,979	8,771					
VAD OyM	S//kW-mes	17,486	44,748	8,846					
VAD	S//kW-mes	29,276	77,727	17,617					
Cargo Fijo	S//mes				4,938	13,189	15,701	5,540	

A partir de los resultados señalados, se aplicó los Factores IGv, toda vez que Electro Oriente es una empresa ubicada en la Zona de la Amazonía. Los factores y resultados finales son:

#### Electro Oriente

	VAD		
	VADMT	VADBT	VADSED
	S//kW-mes		
Inicial	29,276	77,727	17,617
Factor IGv	1,0581	1,0725	1,0974
Final	30,976	83,365	19,333

	Cargos Fijos			
	CFE	CFS	CFH	CFEAP
	S//mes			
Inicial	4,938	13,189	15,701	5,540
Factor IGv	1,0443	1,0510	1,0516	1,0598
Final	5,157	13,861	16,511	5,871

Los cargos fijos CCSP (S//mes 3,690) y CFHCO (S//mes 2,891) corresponden a los vigentes a diciembre de 2022, considerando los Factores IGv respectivos.

### 3.1.7 Electro Puno

Empresa		Electro Puno							
Descripción	Unidad	VAD			Cargo Fijo				
		MT	BT	SED MT/BT	CFE	CFS	CFH	CFEAP	
Valor Nuevo de Reemplazo	miles US\$	98 980	198 840	32 360					
Costo Anual de Inversión (aVNR)	miles US\$	4 192	8 867	1 788					
Costo Anual de OyM	miles US\$	6 232	8 337	1 661					
Total Costo Anual	miles US\$	10 424	17 204	3 449	4 729	40	15	123	
Demanda	kW	75 267	53 110	53 110					
Número de clientes	und				334 785	868	305	8 205	
VAD Inversión	US\$/kW-mes	4,404	13,201	2,662					
VAD OyM	US\$/kW-mes	6,900	13,081	2,606					
VAD	US\$/kW-mes	11,304	26,282	5,268					
Cargo Fijo	US\$/mes				1,177	3,793	4,046	1,245	
VAD Inversión	S//kW-mes	16,822	50,428	10,170					
VAD OyM	S//kW-mes	26,359	49,970	9,955					
VAD	S//kW-mes	43,181	100,399	20,125					
Cargo Fijo	S//mes				4,497	14,488	15,456	4,756	

Para los cargos fijos CCSP (S//mes 3,596) y CFHCO (S//mes 2,818) se toma los vigentes a diciembre de 2022.

### 3.1.8 Electro Sur Este

Empresa		Electro Sur Este						
Descripción	Unidad	VAD			Cargo Fijo			
		MT	BT	SED MT/BT	CFE	CFS	CFH	CFEAP
Valor Nuevo de Reemplazo	miles US\$	126 222	336 822	50 962				
Costo Anual de Inversión (aVNR)	miles US\$	7 405	19 934	3 115				
Costo Anual de OyM	miles US\$	8 532	21 772	3 487				
Total Costo Anual	miles US\$	15 936	41 706	6 602	10 072	58	13	170
Demanda	kW	150 197	117 096	117 096				
Número de clientes	und				633 157	1 329	274	9 726
VAD Inversión	US\$/kW-mes	3,898	13,461	2,103				
VAD OyM	US\$/kW-mes	4,734	15,494	2,481				
VAD	US\$/kW-mes	8,632	28,955	4,585				
Cargo Fijo	US\$/mes				1,326	3,640	3,945	1,453
VAD Inversión	S//kW-mes	14,891	51,421	8,035				
VAD OyM	S//kW-mes	18,082	59,188	9,479				
VAD	S//kW-mes	32,974	110,610	17,514				
Cargo Fijo	S//mes				5,064	13,906	15,068	5,550

Para los cargos fijos CCSP (S//mes 3,539) y CFHCO (S//mes 2,773) se toma los vigentes a diciembre de 2022.

### 3.1.9 Electro Ucayali

Empresa		Electro Ucayali						
Descripción	Unidad	VAD			Cargo Fijo			
		MT	BT	SED MT/BT	CFE	CFS	CFH	CFEAP
Valor Nuevo de Reemplazo	miles US\$	18 179	48 595	10 347				
Costo Anual de Inversión (aVNR)	miles US\$	1 594	4 793	1 041				
Costo Anual de OyM	miles US\$	2 462	4 552	906				
Total Costo Anual	miles US\$	4 055	9 345	1 947	1 402	10	11	0
Demanda	kW	69 562	45 002	45 002				
Número de clientes	und				105 954	337	351	8
VAD Inversión	US\$/kW-mes	1,812	8,422	1,830				
VAD OyM	US\$/kW-mes	2,949	8,429	1,677				
VAD	US\$/kW-mes	4,761	16,852	3,507				
Cargo Fijo	US\$/mes				1,103	2,478	2,709	1,588
VAD Inversión	S//kW-mes	6,920	32,173	6,991				
VAD OyM	S//kW-mes	11,265	32,201	6,407				
VAD	S//kW-mes	18,185	64,373	13,397				
Cargo Fijo	S//mes				4,213	9,467	10,347	6,066

A partir de los resultados señalados, se aplicó los Factores IGV, toda vez que Electro Ucayali es una empresa ubicada en la Zona de la Amazonía. Los factores y resultados finales son:

## Electro Ucayali

	VAD		
	VADMT	VADBT	VA SED
	S//kW-mes		
Inicial	18,185	64,373	13,397
Factor IGV	1,0567	1,0709	1,0910
Final	19,216	68,939	14,617

	Cargos Fijos			
	CFE	CFS	CFH	CFEAP
	S//mes			
Inicial	4,213	9,467	10,347	6,066
Factor IGV	1,0289	1,0472	1,0483	1,0551
Final	4,335	9,914	10,846	6,400

Los cargos fijos CCSP (S//mes 3,664) y CFHCO (S//mes 2,871) corresponden a los vigentes a diciembre de 2022, considerando los Factores IGV respectivos.

### 3.1.10 Electrocentro

Empresa		Electrocentro							
Descripción	Unidad	VAD			Cargo Fijo				
		MT	BT	SED MT/BT	CFE	CFS	CFH	CFEAP	
Valor Nuevo de Reemplazo	miles US\$	158 306	370 602	68 228					
Costo Anual de Inversión (aVNR)	miles US\$	13 387	31 471	6 236					
Costo Anual de OyM	miles US\$	20 718	26 774	6 236					
Total Costo Anual	miles US\$	34 105	58 245	12 472	10 559	267	13	241	
Demanda	kW	216 405	180 434	180 434					
Número de clientes	und				920 353	5 387	276	17 006	
VAD Inversión	US\$/kW-mes	4,892	13,792	2,733					
VAD OyM	US\$/kW-mes	7,978	12,366	2,880					
VAD	US\$/kW-mes	12,870	26,157	5,613					
Cargo Fijo	US\$/mes				0,956	4,128	3,923	1,181	
VAD Inversión	S//kW-mes	18,686	52,685	10,439					
VAD OyM	S//kW-mes	30,476	47,237	11,002					
VAD	S//kW-mes	49,162	99,922	21,441					
Cargo Fijo	S//mes				3,652	15,769	14,984	4,513	

Para los cargos fijos CCSP (S//mes 3,587) y CFHCO (S//mes 2,811) se toma los vigentes a diciembre de 2022.

### 3.1.11 Electronoroeste

Empresa		Electronoroeste							
Descripción	Unidad	VAD			Cargo Fijo				
		MT	BT	SED MT/BT	CFE	CFS	CFH	CFEAP	
Valor Nuevo de Reemplazo	miles US\$	79 227	185 011	30 730					
Costo Anual de Inversión (aVNR)	miles US\$	6 948	16 061	2 758					
Costo Anual de OyM	miles US\$	9 675	14 384	2 100					
Total Costo Anual	miles US\$	16 623	30 445	4 858	5 331	30	2	106	
Demanda	kW	287 711	139 238	139 238					
Número de clientes	und				473 901	936	36	5 519	
VAD Inversión	US\$/kW-mes	1,910	9,121	1,566					
VAD OyM	US\$/kW-mes	2,802	8,608	1,257					
VAD	US\$/kW-mes	4,712	17,730	2,823					
Cargo Fijo	US\$/mes				0,937	2,666	3,573	1,606	
VAD Inversión	S//kW-mes	7,295	34,843	5,983					
VAD OyM	S//kW-mes	10,705	32,884	4,801					
VAD	S//kW-mes	18,000	67,728	10,784					
Cargo Fijo	S//mes				3,581	10,186	13,649	6,136	

Para los cargos fijos CCSP (S//mes 3,583) y CFHCO (S//mes 2,808) se toma los vigentes a diciembre de 2022.

### 3.1.12 Electronorte

Empresa		Electronorte						
Descripción	Unidad	VAD			Cargo Fijo			
		MT	BT	SED MT/BT	CFE	CFS	CFH	CFEAP
Valor Nuevo de Reemplazo	miles US\$	74 001	163 479	28 372				
Costo Anual de Inversión (aVNR)	miles US\$	6 748	13 737	2 639				
Costo Anual de OyM	miles US\$	6 933	12 299	2 736				
Total Costo Anual	miles US\$	13 681	26 036	5 375	4 472	84	15	91
Demanda	kW	172 625	107 025	107 025				
Número de clientes	und				408 064	2 325	422	4 187
VAD Inversión	US\$/kW-mes	3,091	10,149	1,950				
VAD OyM	US\$/kW-mes	3,347	9,576	2,130				
VAD	US\$/kW-mes	6,438	19,726	4,080				
Cargo Fijo	US\$/mes				0,913	2,999	3,060	1,820
VAD Inversión	S//kW-mes	11,808	38,771	7,449				
VAD OyM	S//kW-mes	12,785	36,582	8,138				
VAD	S//kW-mes	24,593	75,352	15,587				
Cargo Fijo	S//mes				3,489	11,458	11,689	6,951

Para los cargos fijos CCSP (S//mes 3,601) y CFHCO (S//mes 2,822) se toma los vigentes a diciembre de 2022.

### 3.1.13 Electrosur

Empresa		Electrosur						
Descripción	Unidad	VAD			Cargo Fijo			
		MT	BT	SED MT/BT	CFE	CFS	CFH	CFEAP
Valor Nuevo de Reemplazo	miles US\$	35 010	68 787	12 427				
Costo Anual de Inversión (aVNR)	miles US\$	4 326	8 475	1 503				
Costo Anual de OyM	miles US\$	2 040	6 442	773				
Total Costo Anual	miles US\$	6 365	14 917	2 276	2 052	18	7	26
Demanda	kW	77 029	49 497	49 497				
Número de clientes	und				187 333	698	265	1 851
VAD Inversión	US\$/kW-mes	4,440	13,539	2,402				
VAD OyM	US\$/kW-mes	2,207	10,846	1,301				
VAD	US\$/kW-mes	6,647	24,384	3,702				
Cargo Fijo	US\$/mes				0,913	2,192	2,170	1,152
VAD Inversión	S//kW-mes	16,962	51,717	9,175				
VAD OyM	S//kW-mes	8,429	41,431	4,968				
VAD	S//kW-mes	25,391	93,148	14,143				
Cargo Fijo	S//mes				3,487	8,374	8,288	4,400

Para los cargos fijos CCSP (S//mes 3,586) y CFHCO (S//mes 2,810) se toma los vigentes a diciembre de 2022.

### 3.1.14 Hidrandina

Empresa		Hidrandina							
Descripción	Unidad	VAD			Cargo Fijo				
		MT	BT	SED MT/BT	CFE	CFS	CFH	CFEAP	
Valor Nuevo de Reemplazo	miles US\$	115 278	343 759	46 892					
Costo Anual de Inversión (aVNR)	miles US\$	11 404	29 199	4 545					
Costo Anual de OyM	miles US\$	13 670	30 097	5 288					
Total Costo Anual	miles US\$	25 074	59 296	9 833	10 385	141	19	196	
Demanda	kW	393 260	254 884	254 884					
Número de clientes	und				959 645	4 224	545	8 087	
VAD Inversión	US\$/kW-mes	2,293	9,058	1,410					
VAD OyM	US\$/kW-mes	2,897	9,840	1,729					
VAD	US\$/kW-mes	5,190	18,899	3,139					
Cargo Fijo	US\$/mes				0,902	2,782	2,877	2,024	
VAD Inversión	S//kW-mes	8,759	34,603	5,386					
VAD OyM	S//kW-mes	11,066	37,590	6,605					
VAD	S//kW-mes	19,825	72,193	11,991					
Cargo Fijo	S//mes				3,445	10,626	10,989	7,732	

Para los cargos fijos CCSP (S//mes 3,567) y CFHCO (S//mes 2,795) se toma los vigentes a diciembre de 2022.

### 3.1.15 Seal

Empresa		Seal							
Descripción	Unidad	VAD			Cargo Fijo				
		MT	BT	SED MT/BT	CFE	CFS	CFH	CFEAP	
Valor Nuevo de Reemplazo	miles US\$	85 181	229 833	34 980					
Costo Anual de Inversión (aVNR)	miles US\$	9 701	27 810	4 198					
Costo Anual de OyM	miles US\$	6 413	12 211	3 431					
Total Costo Anual	miles US\$	16 115	40 021	7 629	5 636	46	7	70	
Demanda	kW	223 243	139 887	139 887					
Número de clientes	und				479 135	1 584	246	4 376	
VAD Inversión	US\$/kW-mes	3,436	15,720	2,373					
VAD OyM	US\$/kW-mes	2,394	7,275	2,044					
VAD	US\$/kW-mes	5,830	22,994	4,417					
Cargo Fijo	US\$/mes				0,980	2,444	2,443	1,327	
VAD Inversión	S//kW-mes	13,127	60,050	9,064					
VAD OyM	S//kW-mes	9,145	27,789	7,808					
VAD	S//kW-mes	22,272	87,839	16,873					
Cargo Fijo	S//mes				3,745	9,335	9,334	5,069	

Para los cargos fijos CCSP (S//mes 3,592) y CFHCO (S//mes 2,815) se toma los vigentes a diciembre de 2022.

Los criterios, análisis, metodologías y cálculos que sustentan los resultados mostrados se encuentran consignados en los Estudios de Costos del VAD, que forman parte de los informes de sustento de la Fijación del VAD 2022-2026, aprobada por la Resolución Osinergmin N° 189-2022-OS/CD, modificada con la Resolución Osinergmin N° 224-2022-OS/CD; y de la Fijación del VAD 2023-2027, aprobada con la Resolución Osinergmin N° 187-2023-OS/CD, modificada con la Resolución Osinergmin N° 223-2023-OS/CD. Dichos estudios y toda la información de los procedimientos de fijación del VAD se encuentran publicados en la página web: [www.osinergmin.gob.pe](http://www.osinergmin.gob.pe) (seguir la siguiente secuencia: Regulación Tarifaria, Procesos Regulatorios, Electricidad, Valor Agregado de Distribución (VAD), Concluido, Fijación del VAD 2022-2026 y 2023-2027).

## 3.2 Cargos Adicionales del VAD

De acuerdo con la LCE, el VAD incorpora un cargo asociado a la innovación tecnológica y/o eficiencia energética en los sistemas de distribución eléctrica. Además, establece 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.

Asimismo, mediante Decreto Supremo N° 018-2016-EM se emitieron diversas disposiciones con el propósito de adecuar el RLCE a las modificaciones introducidas a través del DL 1221; es así que, en la Décima Disposición Complementaria Transitoria, modificada con Decreto Supremo N° 028-2021-EM, se establece que las empresas de distribución eléctrica proponen a Osinergmin, un plan gradual de reemplazo a Sistemas de Medición Inteligente (SMI) en cada proceso de fijación tarifaria, precisándose que el plan gradual de reemplazo a los SMI de cada EDE incluye una etapa inicial que no excederá dos (2) periodos tarifarios de fijación del VAD para que las empresas puedan realizar voluntariamente hasta dos (2) experiencias piloto y, posteriormente, una etapa de despliegue. Asimismo, se dispone que los procesos tarifarios se sujetan entre otras directrices a la incorporación en el VAD del cargo correspondiente a los SMI, luego de la puesta en operación comercial de los SMI, conforme lo establezca Osinergmin en la respectiva resolución tarifaria.

Al respecto, en la Primera Disposición Complementaria Final del Decreto Supremo N° 028-2021-EM, publicado el 24 de noviembre de 2021, respecto a la implementación de los Sistemas de Medición Inteligente se precisó lo siguiente: (i) el primer periodo tarifario para la realización de proyectos piloto de las empresas corresponde al periodo de fijación del VAD de los periodos regulatorios 2018-2022 o 2019-2023, (ii) las empresas que no hayan concluido con reemplazar los medidores convencionales correspondientes a su primer proyecto piloto de SMI deben culminar dicho reemplazo, como máximo, durante el periodo de vigencia de los periodos regulatorios del VAD 2022-2026 y 2023-2027, y (iii) en la determinación del VAD de los periodos regulatorios 2022-2026 y 2023-2027 se debe considerar la liquidación de lo recaudado por las empresas de sus usuarios durante los periodos regulatorios 2018-2022 y 2019-2023 por concepto de proyecto piloto de SMI respecto de los costos previstos para el proyecto piloto.

Los cargos adicionales del VAD aprobados son los siguientes:

### Cargos Adicionales del VAD (S//kW-mes) - VAD 2022-2026

#### Cargo por Implementación de Sistemas de Medición Inteligente (CISMI)

	Enel	Luz del Sur	Electro Dunas
VADBT	0,230	0,167	0,186

#### Factor de Mejora de la Calidad de Suministro

	Luz del Sur
VADMT	1,0009

## Cargos Adicionales del VAD (S//kW-mes) - VAD 2023-2027

### Cargo por Innovación Tecnológica y/o Eficiencia Energética (CITEE)

	Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Seal	Electro Ucayali
VADBT	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

En caso Seal no cumpla con culminar con la ejecución del proyecto de telegestión del alumbrado público del periodo tarifario 2019-2023 hasta junio de 2024, el cargo aprobado será sumado con el valor de **-0,190 S//kW-mes** a partir del mes de julio de 2024.

En caso Seal no cumpla con culminar con la ejecución del proyecto de transformadores de núcleo amorfo del periodo tarifario 2019-2023 hasta abril de 2024, el cargo aprobado será sumado con el valor de **-0,402 S//kW-mes** a partir del mes de mayo de 2024.

### Cargo por Implementación de Sistemas de Medición Inteligente (CISMI)

	Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Electro Puno	Electro Sur Este
VADBT	0,185	0,150	0,194	0,167	0,359	0,242

	Electrosur	Seal	Adinelsa	Electro Oriente	Electro Ucayali
VADBT	0,237	0,280	0,831	0,163	0,290

### Factor de Mejora de la Calidad de Suministro

	Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Seal
VADMT	0,9834	1,0047	1,0050	1,0101	1,0024

## 3.3 Cargo por Energía Reactiva

---

Para la Fijación del VAD 2022-2026, el cargo por energía reactiva corresponde al cargo vigente a diciembre de 2021 igual a 0,0559 S//kVAR.h. En el caso de la Fijación del VAD 2023-2027, el cargo por energía reactiva corresponde al cargo vigente a diciembre de 2022 igual a 0,0479 S//kVAR.h.

## 3.4 Factores de Economía de Escala

---

Los resultados son los siguientes:



		Enel	Luz del Sur	Electro Dunas	Chavimochic	Coelvisac	Edelsa	Egepsa
Nov-2022 a	VADMT	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
	VADBT	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Oct-2023	VADSED	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
	Cargos Fijos	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Nov-2023 a	VADMT	0,9986	0,9955	0,9968	0,9955	0,9959	0,9955	0,9959
	VADBT	0,9959	0,9956	0,9923	0,9965	0,9963	0,9965	0,9961
Oct-2024	VADSED	0,9936	0,9967	0,9920	0,9964	0,9964	0,9964	0,9962
	Cargos Fijos	0,9978	0,9988	0,9966	0,9946	0,9934	0,9946	0,9945
Nov-2024 a	VADMT	0,9973	0,9910	0,9935	0,9909	0,9918	0,9909	0,9918
	VADBT	0,9919	0,9913	0,9846	0,9930	0,9925	0,9930	0,9922
Oct-2025	VADSED	0,9872	0,9934	0,9840	0,9929	0,9929	0,9929	0,9924
	Cargos Fijos	0,9955	0,9976	0,9932	0,9891	0,9868	0,9891	0,9890
Nov-2025 a	VADMT	0,9959	0,9866	0,9903	0,9864	0,9877	0,9864	0,9878
	VADBT	0,9879	0,9870	0,9770	0,9895	0,9888	0,9895	0,9883
Oct-2026	VADSED	0,9808	0,9902	0,9761	0,9893	0,9894	0,9893	0,9886
	Cargos Fijos	0,9933	0,9964	0,9898	0,9837	0,9803	0,9837	0,9836

		Electro Pangoa	Electro Tocache	Emsemsa	Emseusa	Sersa	Esempat	Eilhicha
Nov-2022 a	VADMT	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
	VADBT	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Oct-2023	VADSED	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
	Cargos Fijos	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Nov-2023 a	VADMT	0,9955	0,9959	0,9955	0,9955	0,9955	0,9980	0,9980
	VADBT	0,9965	0,9961	0,9965	0,9965	0,9965	0,9978	0,9978
Oct-2024	VADSED	0,9964	0,9962	0,9964	0,9964	0,9964	0,9981	0,9981
	Cargos Fijos	0,9946	0,9945	0,9946	0,9946	0,9946	0,9970	0,9970
Nov-2024 a	VADMT	0,9909	0,9918	0,9909	0,9909	0,9909	0,9960	0,9960
	VADBT	0,9930	0,9922	0,9930	0,9930	0,9930	0,9956	0,9956
Oct-2025	VADSED	0,9929	0,9924	0,9929	0,9929	0,9929	0,9963	0,9963
	Cargos Fijos	0,9891	0,9890	0,9891	0,9891	0,9891	0,9941	0,9941
Nov-2025 a	VADMT	0,9864	0,9878	0,9864	0,9864	0,9864	0,9940	0,9940
	VADBT	0,9895	0,9883	0,9895	0,9895	0,9895	0,9933	0,9933
Oct-2026	VADSED	0,9893	0,9886	0,9893	0,9893	0,9893	0,9944	0,9944
	Cargos Fijos	0,9837	0,9836	0,9837	0,9837	0,9837	0,9912	0,9912

### Factores de Economía de Escala (FEE) - VAD 2023-2027

		Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Electro Puno	Electro Sur Este
Nov-2023 a Oct-2024	VADMT	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
	VADBT	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
	VADSED	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
	Cargos Fijos	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Nov-2024 a Oct-2025	VADMT	0,9963	0,9963	0,9963	0,9963	0,9992	0,9993
	VADBT	0,9964	0,9964	0,9964	0,9964	0,9992	0,9993
	VADSED	0,9934	0,9934	0,9934	0,9934	0,9992	0,9993
	Cargos Fijos	0,9980	0,9980	0,9980	0,9980	0,9994	0,9997
Nov-2025 a Oct-2026	VADMT	0,9927	0,9927	0,9927	0,9927	0,9984	0,9986
	VADBT	0,9929	0,9929	0,9929	0,9929	0,9984	0,9986
	VADSED	0,9868	0,9868	0,9868	0,9868	0,9984	0,9986
	Cargos Fijos	0,9961	0,9961	0,9961	0,9961	0,9988	0,9995
Nov-2026 a Oct-2027	VADMT	0,9891	0,9891	0,9891	0,9891	0,9975	0,9979
	VADBT	0,9894	0,9894	0,9894	0,9894	0,9977	0,9979
	VADSED	0,9804	0,9804	0,9804	0,9804	0,9976	0,9978
	Cargos Fijos	0,9942	0,9942	0,9942	0,9942	0,9983	0,9992

		Electrosur	Seal	Adinelsa	Electro Oriente	Electro Ucayali
Nov-2023 a Oct-2024	VADMT	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
	VADBT	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
	VADSED	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
	Cargos Fijos	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Nov-2024 a Oct-2025	VADMT	0,9992	0,9991	0,9979	0,9973	0,9952
	VADBT	0,9991	0,9992	0,9949	0,9956	0,9941
	VADSED	0,9991	0,9988	0,9926	0,9955	0,9939
	Cargos Fijos	0,9991	0,9986	1,0000	1,0000	1,0000
Nov-2025 a Oct-2026	VADMT	0,9983	0,9981	0,9958	0,9946	0,9905
	VADBT	0,9981	0,9983	0,9898	0,9913	0,9883
	VADSED	0,9983	0,9977	0,9853	0,9911	0,9878
	Cargos Fijos	0,9981	0,9972	1,0000	1,0000	1,0000
Nov-2026 a Oct-2027	VADMT	0,9975	0,9972	0,9936	0,9918	0,9858
	VADBT	0,9972	0,9975	0,9848	0,9870	0,9825
	VADSED	0,9975	0,9965	0,9781	0,9866	0,9817
	Cargos Fijos	0,9972	0,9958	1,0000	1,0000	1,0000

## 3.5 Factores de Expansión de Pérdidas Estándar

Los factores de expansión de pérdidas estándar resultantes son los siguientes:

### Factores de Expansión de Pérdidas - VAD 2022-2026

		Enel	Luz del Sur	Electro Dunas	Chavimochic	Coelvisac	Edelsa	Egepsa
Media Tensión	PEMT	1,0085	1,0099	1,0116	1,0142	1,0246	1,0139	1,0190
	PPMT	1,0112	1,0131	1,0180	1,0191	1,0317	1,0188	1,0263
SED MT/BT	PESED	1,0478	1,0465	1,0505	1,0195	1,0192	1,0192	1,0144
	PPSED	1,0559	1,0532	1,0604	1,0267	1,0266	1,0267	1,0241
Baja Tensión	PEBT	1,0865	1,0922	1,0896	1,0709	1,0555	1,0702	1,0778
	PPBT	1,1099	1,1151	1,1154	1,0885	1,0949	1,0887	1,0876
Medición Centralizada	PEBTCO	1,0838	1,0880	1,0873	1,0675	1,0534	1,0680	1,0554
	PPBTCO	1,1060	1,1093	1,1122	1,0848	1,0917	1,0856	1,0721

		Electro Pangoa	Electro Tocache	Emsemsa	Emseusa	Sersa	Esempat	Eilhicha
Media Tensión	PEMT	1,0139	1,0191	1,0139	1,0139	1,0139	1,0194	1,0194
	PPMT	1,0188	1,0249	1,0188	1,0188	1,0188	1,0144	1,0144
SED MT/BT	PESED	1,0192	1,0170	1,0192	1,0192	1,0192	1,0336	1,0336
	PPSED	1,0267	1,0251	1,0267	1,0267	1,0267	1,0328	1,0328
Baja Tensión	PEBT	1,0702	1,0787	1,0702	1,0702	1,0702	1,0843	1,0843
	PPBT	1,0887	1,0861	1,0887	1,0887	1,0887	1,0753	1,0753
Medición Centralizada	PEBTCO	1,0680	1,0568	1,0680	1,0680	1,0680	1,0655	1,0655
	PPBTCO	1,0856	1,0718	1,0856	1,0856	1,0856	1,0694	1,0694

Factores de Expansión de Pérdidas - VAD 2023-2027

		Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Electro Puno	Electro Sur Este
Media Tensión	PEMT	1,0305	1,0135	1,0152	1,0104	1,0205	1,0180
	PPMT	1,0291	1,0203	1,0220	1,0214	1,0276	1,0250
SED MT/BT	PESED	1,0205	1,0170	1,0188	1,0199	1,0300	1,0225
	PPSED	1,0223	1,0167	1,0202	1,0209	1,0323	1,0269
Baja Tensión	PEBT	1,0768	1,0680	1,0716	1,0655	1,0947	1,0872
	PPBT	1,0876	1,0755	1,0823	1,0781	1,1055	1,0915
Medición Centralizada	PEBTCO	1,0737	1,0650	1,0685	1,0627	1,0942	1,0868
	PPBTCO	1,0825	1,0696	1,0765	1,0723	1,1050	1,0911

		Electrosur	Seal	Adinelsa	Electro Oriente	Electro Ucayali
Media Tensión	PEMT	1,0163	1,0202	1,0215	1,0112	1,0130
	PPMT	1,0236	1,0236	1,0314	1,0160	1,0192
SED MT/BT	PESED	1,0190	1,0173	1,0246	1,0211	1,0201
	PPSED	1,0198	1,0230	1,0361	1,0298	1,0284
Baja Tensión	PEBT	1,0904	1,0830	1,0702	1,0889	1,0913
	PPBT	1,0927	1,1020	1,0945	1,1128	1,1182
Medición Centralizada	PEBTCO	1,0900	1,0826	1,0679	1,0883	1,0903
	PPBTCO	1,0923	1,1016	1,0907	1,1120	1,1167

## 3.6 Factores de Caracterización de la Carga

Los resultados son los siguientes:

Factores de Caracterización de la Carga - VAD 2022-2026

		Enel	Luz del Sur	Electro Dunas	Chavimochic	Coelvisac	Edelsa	Egepsa
Factores de Coincidencia	FCPPMT	0,9060	0,8786	0,9087	0,9222	0,9942	0,9230	0,9230
	FCPPMT	0,8365	0,8518	0,8245	0,7906	0,9023	0,7880	0,7880
	FCPPBT	0,8695	0,8871	0,9085	0,8590	0,6140	0,8590	0,8590
	FCFPBT	0,8047	0,8130	0,8153	0,7870	0,9228	0,7870	0,7870
Factores de Contribución a la Punta	CMTPPg	0,8283	0,8000	0,7837	0,7989	0,1672	0,7960	0,7960
	CMTFPg	0,4399	0,5585	0,6317	0,4981	0,0197	0,4960	0,4960
	CBTPPg	0,8136	0,7836	0,7561	0,6449	0,2275	0,6470	0,6470
	CBTFPg	0,4845	0,5659	0,5178	0,5800	0,0788	0,5800	0,5800
	CMTPPd	0,7401	0,6984	0,7187	0,6644	0,3724	0,6590	0,6590
	CMTFPd	0,3935	0,4697	0,5661	0,4272	0,2771	0,4260	0,4260
	CBTPPd	0,7224	0,6517	0,7016	0,5888	0,5620	0,5910	0,5910
	CBTFPd	0,4051	0,4469	0,4671	0,4810	0,4584	0,4810	0,4810
Número de Horas de Uso	NHUBT	439	447	427	349	309	353	305
	NHUBT <sub>PA</sub>	98	56	105	105	109	105	105
	NHUBT <sub>PA</sub>	375	171	481	482	439	482	482
	NHUBT <sub>PB</sub>	93	42	86	86	102	86	86
	NHUBT <sub>PB</sub>	279	162	381	382	304	382	382
	NHUBTPRE	439	447	427	350	320	353	353
	NHUBTAP	360	360	360	360	360	360	360
	NHUBT <sub>PF</sub>	132	132	132	132	132	132	132
	NHUBT <sub>F</sub>	432	427	419	350	320	353	353

		Electro Pangoa	Electro Tocache	Emsemsa	Emseusa	Sersa	Esempat	Eilhicha
Factores de Coincidencia	FCPPMT	0,9330	0,9534	0,9230	0,9230	0,9230	0,8810	0,8810
	FCPPMT	0,8490	0,7746	0,7880	0,7880	0,7880	0,9220	0,9220
	FCPPBT	0,8560	0,8387	0,8590	0,8590	0,8590	0,8590	0,8590
	FCFPBT	0,7140	0,7958	0,7870	0,7870	0,7870	0,7870	0,7870
Factores de Contribución a la Punta	CMTPPg	0,8690	0,9071	0,7960	0,7960	0,7960	0,9450	0,9450
	CMTFPg	0,4290	0,5842	0,4960	0,4960	0,4960	0,6010	0,6010
	CBTPPg	0,7220	0,5410	0,6470	0,6470	0,6470	0,5410	0,5410
	CBTFPg	0,4730	0,5800	0,5800	0,5800	0,5800	0,5800	0,5800
	CMTPPd	0,7480	0,8509	0,6590	0,6590	0,6590	0,9330	0,9330
	CMTFPd	0,3610	0,4763	0,4260	0,4260	0,4260	0,4860	0,4860
	CBTPPd	0,6290	0,4780	0,5910	0,5910	0,5910	0,4780	0,4780
	CBTFPd	0,4100	0,4810	0,4810	0,4810	0,4810	0,4810	0,4810
Número de Horas de Uso	NHUBT	353	294	353	353	353	210	210
	NHUBT <sub>PA</sub>	105	105	105	105	105	105	105
	NHUBT <sub>PA</sub>	482	482	482	482	482	482	482
	NHUBT <sub>PB</sub>	86	86	86	86	86	86	86
	NHUBT <sub>PB</sub>	382	382	382	382	382	382	382
	NHUBTPRE	362	294	353	353	353	208	208
	NHUBTAP	360	360	360	360	360	360	360
	NHUBT <sub>PF</sub>	132	132	132	132	132	132	132
	NHUBT <sub>F</sub>	362	294	353	353	353	208	208

### Factores de Caracterización de la Carga - VAD 2023-2027

		Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Electro Puno	Electro Sur Este
Factores de Coincidencia	FCPPMT	0,9174	0,9242	0,9254	0,9203	0,9017	0,9163
	FCPPMT	0,8223	0,7947	0,7935	0,8034	0,8558	0,8228
	FCPPBT	0,8549	0,8558	0,8573	0,8578	0,8590	0,8558
	FCFPBT	0,7888	0,7884	0,7877	0,7875	0,7870	0,7884
Factores de Contribución a la Punta	CMTPPg	0,8499	0,8191	0,8200	0,8208	0,8482	0,8432
	CMTFPg	0,5422	0,5137	0,5160	0,5161	0,5491	0,5391
	CBTPPg	0,5958	0,6194	0,6293	0,6253	0,5987	0,5991
	CBTFPg	0,5800	0,5800	0,5800	0,5800	0,5800	0,5800
	CMTPPd	0,7465	0,6998	0,6990	0,7008	0,7303	0,7312
	CMTFPd	0,4524	0,4361	0,4374	0,4375	0,4564	0,4506
	CBTPPd	0,5364	0,5616	0,5721	0,5679	0,5395	0,5399
	CBTFPd	0,4810	0,4810	0,4810	0,4810	0,4810	0,4810
Número de Horas de Uso	NHUBT	354	384	411	350	362	391
	NHUBTTP <sub>A</sub>	105	105	105	105	105	105
	NHUBTFP <sub>A</sub>	482	482	482	482	482	482
	NHUBTTP <sub>B</sub>	86	86	86	86	86	86
	NHUBTFP <sub>B</sub>	382	382	382	382	382	382
	NHUBTPRE	354	384	411	350	362	391
	NHUBTAP	360	360	360	360	360	360
	NHUBTTP <sub>F</sub>	132	132	132	132	132	132
	NHUBTF <sub>F</sub>	354	384	411	350	362	391

		Electrosur	Seal	Adinelsa	Electro Oriente	Electro Ucayali
Factores de Coincidencia	FCPPMT	0,9268	0,9254	0,8810	0,9222	0,9215
	FCPPMT	0,7902	0,7900	0,9220	0,8097	0,7959
	FCPPBT	0,8580	0,8568	0,8590	0,8554	0,8582
	FCFPBT	0,7874	0,7880	0,7870	0,7886	0,7873
Factores de Contribución a la Punta	CMTPPg	0,8173	0,8116	0,9440	0,8385	0,8092
	CMTFPg	0,5146	0,5091	0,6010	0,5357	0,5057
	CBTPPg	0,6360	0,6321	0,5410	0,6056	0,6335
	CBTFPg	0,5800	0,5800	0,5800	0,5800	0,5800
	CMTPPd	0,6933	0,6848	0,9302	0,7231	0,6829
	CMTFPd	0,4366	0,4335	0,4860	0,4487	0,4315
	CBTPPd	0,5793	0,5751	0,4780	0,5468	0,5766
	CBTFPd	0,4810	0,4810	0,4810	0,4810	0,4810
Número de Horas de Uso	NHUBT	414	421	211	412	406
	NHUBTTP <sub>A</sub>	105	105	105	105	105
	NHUBTFP <sub>A</sub>	482	482	482	482	482
	NHUBTTP <sub>B</sub>	86	86	86	86	86
	NHUBTFP <sub>B</sub>	382	382	382	382	382
	NHUBTPRE	414	421	211	412	406
	NHUBTAP	360	360	360	360	360
	NHUBTTP <sub>F</sub>	132	132	132	132	132
	NHUBTF <sub>F</sub>	414	421	211	412	406

## 3.7 Factores de Corrección del VAD

Los factores de corrección del VAD ajustan el VADMT, VADBT y VADSED por las ventas de potencia en horas fuera de punta de las empresas de distribución eléctrica. Los factores de corrección aprobados son los siguientes:

### Factor de Corrección del VAD - VAD 2022-2026

	Enel	Luz del Sur	Electro Dunas	Chavimochic	Coelvisac	Edelsa	Egepsa
PTPMT	0,8996	0,9013	0,9135	1,0000	0,9928	0,9422	0,9574
PTPBT	0,9350	0,8889	0,9845	1,0000	0,9952	1,0000	1,0000

	Electro Pangoa	Electro Tocache	Emsemsa	Emseusa	Sersa	Esempat	Eilhicha
PTPMT	0,9906	0,9434	0,8600	0,8503	0,8722	0,9868	1,0000
PTPBT	0,9684	0,9996	0,9924	0,9605	0,9944	1,0000	0,8405

### Factor de Corrección del VAD - VAD 2023-2027

	Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Electro Puno	Electro Sur Este
PTPMT	0,9143	0,7666	0,8452	0,7939	0,8367	0,8388
PTPBT	0,9822	0,9706	0,9591	0,9833	0,9951	0,9808

	Electrosur	Seal	Adinelsa	Electro Oriente	Electro Ucayali
PTPMT	0,7925	0,8303	0,8750	0,7474	0,7434
PTPBT	0,9868	0,9671	0,9986	0,9758	0,9772

## 3.8 Factor de Balance de Potencia

Con los nuevos factores de expansión de pérdidas estándar, factores de coincidencia, factores contribución y número de horas de uso en baja tensión, los valores resultantes son los siguientes:

### Factor de Balance de Potencia - VAD 2022-2026

	Enel	Luz del Sur
FBPMT	0,9180	0,8431
FBPBT	0,8989	0,8508

	Electro Dunas	Chavimochic	Coelvisac	Edelsa	Egepsa
FBP	0,9518	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000

	Electro Pangoa	Electro Tocache	Emsemsa	Emseusa	Sersa	Esempat	Eilhicha
FBP	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000

### Factor de Balance de Potencia - VAD 2023-2027

	Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Electro Puno	Electro Sur Este
FBP	0,9277	0,9735	0,8973	0,8990	1,0000	---
FBP MT	---	---	---	---	---	0,9488
FBP BT	---	---	---	---	---	0,9525

	Electrosur	Seal	Adinelsa	Electro Oriente	Electro Ucayali
FBP	---	---	1,0000	0,9461	0,9613
FBP MT	0,9403	0,9270	---	---	---
FBP BT	1,0121	0,9173	---	---	---

## 3.9 Fórmulas de Actualización

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

Las fórmulas de actualización aprobadas son las siguientes:

### 3.9.1 Fórmula de Actualización del VADMT (FAVADMT)

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

Siendo:

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

### 3.9.2 Fórmula de Actualización del VADBT (FAVADBT)

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

Siendo:

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

### 3.9.3 Fórmula de Actualización del VADSED (FAVADSED)

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

Siendo:

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

### 3.9.4 Fórmula de Actualización de los Cargos Fijos (FACF)

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

### 3.9.5 Fórmula de Actualización del Cargo por Energía Reactiva (FACER)

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

### 3.9.6 Definición de Parámetros

TC: Valor referencial para el Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica: Dólar promedio para cobertura de importaciones (valor venta) publicado por la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, cotización de Oferta y Demanda - Tipo de Cambio Promedio Ponderado o el que lo reemplace.

Se utilizará el último valor venta publicado al último día hábil del mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes serán aplicadas.

IPM: Índice de precios al por mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática. Se tomará el valor del mes de la última publicación oficial disponible al último día hábil del mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes serán aplicadas.

IPCu: Índice del precio del cobre calculado como el promedio del precio medio mensual de los últimos 12 meses de la libra de cobre en la Bolsa de Metales de Londres. Para estos efectos se considerarán los doce meses que terminan con el segundo mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes serán aplicadas. Para la obtención de este indicador se tomarán en cuenta la cotización de la libra de cobre Londres en ctv. US\$/lb, publicado en la Nota Semanal del Banco Central de Reserva del Perú "Cotizaciones CIF de Productos (Datos promedio del periodo)".

IPAl: Índice del precio del aluminio calculado como el promedio del precio semanal de la tonelada de aluminio de las últimas cincuenta y dos (52) semanas en la Bolsa de Metales de Londres. Para estos efectos se considerará las últimas 52 semanas que terminan con la cuarta semana del segundo mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes serán aplicadas. Para la obtención de este indicador se tomará en cuenta el valor promedio semanal (week avg.) de la tonelada de aluminio del London Metal Exchange (LME HG Cash) publicado por la revista Platt's Metals Daily.

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

### Parámetros de las Fórmulas de Actualización - VAD 2022-2026

Parámetro	Valor	Referencia
TC <sub>0</sub> (S//USD)	3,998	Al 31/12/2021
IPM <sub>0</sub>	125,433801	Diciembre 2021
IPCu <sub>0</sub> (ctv. USD/lb)	422,17	Diciembre 2021
IPAl <sub>0</sub> (USD/tn)	2464,86	Diciembre 2021

### Parámetros de las Fórmulas de Actualización - VAD 2023-2027

Parámetro	Valor	Referencia
TC <sub>0</sub> (S//USD)	3,820	Al 30/12/2022
IPM <sub>0</sub>	134,248217	Diciembre 2022
IPCu <sub>0</sub> (ctv. USD/lb)	400,08	Diciembre 2022
IPAl <sub>0</sub> (USD/tn)	2704,99	Diciembre 2022

## 3.9.7 Coeficientes de las Fórmulas

### Coeficientes de las Fórmulas de Actualización - VAD 2022-2026

		Enel	Luz del Sur	Electro Dunas	Chavimochic	Coelvisac	Edelsa	Egepsa
Media Tensión	AMT	0,8654	0,8684	0,8261	0,8205	0,7750	0,8205	0,8692
	BMT	0,0618	0,0725	0,1176	0,1667	0,2049	0,1667	0,1258
	CMT	0,0145	0,0161	0,0114	0,0036	0,0057	0,0036	0,0014
	DMT	0,0583	0,0430	0,0449	0,0092	0,0144	0,0092	0,0036
Baja Tensión	ABT	0,8452	0,8536	0,8221	0,7871	0,7213	0,7871	0,8515
	BBT	0,0785	0,0879	0,1073	0,1626	0,1796	0,1626	0,1213
	CBT	0,0152	0,0160	0,0143	0,0086	0,0120	0,0086	0,0041
	DBT	0,0611	0,0425	0,0563	0,0417	0,0871	0,0417	0,0231
SED MT/BT	ASED	0,8100	0,8555	0,7827	0,7461	0,6486	0,7461	0,8020
	BSED	0,1152	0,0865	0,1303	0,1513	0,1838	0,1513	0,1327
	CSED	0,0149	0,0158	0,0176	0,0102	0,0166	0,0102	0,0065
	DSED	0,0599	0,0422	0,0694	0,0924	0,1510	0,0924	0,0588

		Electro Pangoa	Electro Tocache	Emsemsa	Emseusa	Sersa	Esempat	Eilhicha
Media Tensión	AMT	0,8205	0,8692	0,8205	0,8205	0,8205	0,7646	0,7646
	BMT	0,1667	0,1258	0,1667	0,1667	0,1667	0,2136	0,2136
	CMT	0,0036	0,0014	0,0036	0,0036	0,0036	0,0062	0,0062
	DMT	0,0092	0,0036	0,0092	0,0092	0,0092	0,0156	0,0156
Baja Tensión	ABT	0,7871	0,8515	0,7871	0,7871	0,7871	0,7800	0,7800
	BBT	0,1626	0,1213	0,1626	0,1626	0,1626	0,1693	0,1693
	CBT	0,0086	0,0041	0,0086	0,0086	0,0086	0,0069	0,0069
	DBT	0,0417	0,0231	0,0417	0,0417	0,0417	0,0438	0,0438
SED MT/BT	ASED	0,7461	0,8020	0,7461	0,7461	0,7461	0,7121	0,7121
	BSED	0,1513	0,1327	0,1513	0,1513	0,1513	0,1627	0,1627
	CSED	0,0102	0,0065	0,0102	0,0102	0,0102	0,0124	0,0124
	DSED	0,0924	0,0588	0,0924	0,0924	0,0924	0,1128	0,1128



## Coefficientes de las Fórmulas de Actualización - VAD 2023-2027

		Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Electro Puno	Electro Sur Este
Media Tensión	AMT	0,8811	0,8784	0,8651	0,8812	0,7608	0,7000
	BMT	0,0502	0,0513	0,0564	0,0517	0,1696	0,2000
	CMT	0,0014	0,0014	0,0016	0,0013	0,0348	0,0500
	DMT	0,0673	0,0689	0,0769	0,0658	0,0348	0,0500
Baja Tensión	ABT	0,8178	0,8244	0,8202	0,8305	0,8248	0,8000
	BBT	0,0872	0,0838	0,0849	0,0815	0,1000	0,1000
	CBT	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0376	0,0500
	DBT	0,0946	0,0914	0,0945	0,0876	0,0376	0,0500
SED MT/BT	ASED	0,8130	0,7904	0,8185	0,8326	0,5987	0,5000
	BSED	0,1241	0,1389	0,1199	0,1117	0,2753	0,3000
	CSED	0,0629	0,0707	0,0616	0,0557	0,0630	0,1000
	DSED	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0630	0,1000

		Electrosur	Seal	Adinelsa	Electro Oriente	Electro Ucayali
Media Tensión	AMT	0,7332	0,7411	0,8676	0,8361	0,7731
	BMT	0,1834	0,1795	0,1202	0,1088	0,1451
	CMT	0,0417	0,0397	0,0031	0,0098	0,0326
	DMT	0,0417	0,0397	0,0091	0,0453	0,0492
Baja Tensión	ABT	0,8222	0,8158	0,8546	0,8288	0,7582
	BBT	0,1000	0,1000	0,1245	0,1124	0,1441
	CBT	0,0389	0,0421	0,0054	0,0104	0,0389
	DBT	0,0389	0,0421	0,0155	0,0484	0,0588
SED MT/BT	ASED	0,5702	0,5925	0,8661	0,8072	0,7558
	BSED	0,2824	0,2769	0,1164	0,1291	0,1418
	CSED	0,0737	0,0653	0,0045	0,0113	0,0408
	DSED	0,0737	0,0653	0,0130	0,0524	0,0616

## 3.10 Verificación de la Rentabilidad

### 3.10.1 Introducción

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

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

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

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

### 3.10.2 Proceso de Verificación

El procedimiento de verificación se ha realizado en conformidad a lo señalado en el Artículo 149° del Reglamento de la LCE que establece que Osinergmin obtendrá valores totales de ingresos, de costos y valores nuevos de reemplazo de cada concesionario o conjunto de concesionarios según corresponda. Asimismo, señala para efectos del cálculo de la TIR, los ingresos y costos de compra de electricidad no sujetos a regulación de precios, se determinarán con las tarifas aplicables a los usuarios regulados.

Los ingresos por empresa o grupo se obtuvieron a partir de las nuevas tarifas propuestas, sus factores respectivos y, las ventas de energía y potencia de las empresas correspondiente al año anterior. Las tarifas de generación y transmisión para determinar los pliegos tarifarios, corresponden al mes de diciembre del año anterior. Los costos (compra de energía y costos de operación y mantenimiento), se determinaron tomando como referencia los costos incurridos por las empresas y costos estándar de operación y mantenimiento. Se consideró el VNR de las instalaciones de distribución eléctrica con metrados adaptados al 31 de diciembre del año anterior, resultante del proceso de determinación llevado a cabo por Osinergmin con información de las empresas. Cabe indicar que, en el caso de los SER solo se considera las instalaciones de los SER con inversiones de la empresa. Por ello, se consideran sus ventas de energía, así como sus costos estándar de operación y mantenimiento. Se obtuvieron los siguientes resultados:

#### Fijación VAD 2022-2026

Empresa	Valor Nuevo de Reemplazo miles S/	Ingresos miles S/	Compra de Energía miles S/	Costos de Operación y Mantenimiento miles S/	Flujo Operativo miles S/	TIR
Luz del Sur	6 836 102	4 238 596	3 368 650	145 441	724 505	9,5%
Enel Distribución Perú	7 105 396	3 715 499	2 822 898	173 394	719 207	8,9%
Electro Dunas	491 100	405 283	285 336	54 657	65 290	12,6%
Empresas con hasta 50000 suministros	217 662	174 591	115 449	31 438	27 704	12,0%

#### Fijación VAD 2023-2027

Empresa	Valor Nuevo de Reemplazo miles S/	Ingresos miles S/	Compra de Energía miles S/	Costos de Operación y Mantenimiento miles S/	Flujo Operativo miles S/	TIR
Electrocentro	1 232 836	822 743	489 917	156 785	176 042	13,7%
Electronoroeste	624 329	820 921	630 734	111 542	78 645	11,8%
Electronorte	610 964	572 933	422 472	79 433	71 027	10,7%
Hidrandina	1 207 183	1 208 287	896 712	147 828	163 748	12,9%
Electro Puno	916 979	336 178	202 258	36 095	97 825	9,6%
Electro Sur Este	1 056 299	596 656	362 488	90 605	143 564	12,9%
Electrosur	337 256	275 190	189 649	32 988	52 553	15,1%
Seal	775 474	693 135	503 818	69 425	119 893	15,0%
Adinelsa	2 062	901	249	334	318	15,0%
Electro Oriente	764 452	613 512	430 967	58 587	123 958	15,8%
Electro Ucayali	147 385	223 523	176 986	24 778	21 759	14,2%

Lima, 22 de marzo de 2024.

[Igrajeda]

## **4. Anexos**

Anexo 1: Metrados y Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las Instalaciones de Distribución Eléctrica.

Anexo 2: Costos de Operación y Mantenimiento de las Instalaciones de Distribución Eléctrica.

Anexo 3: Balance de Energía y Potencia.

**Anexo 1: Metrados y Valor Nuevo de  
Reemplazo (VNR) de las Instalaciones de  
Distribución Eléctrica**

## Metrados y VNR

		Adinelsa		Electro Dunas		Electro Oriente		Electro Puno	
		Metrados	VNR (miles US\$)	Metrados	VNR (miles US\$)	Metrados	VNR (miles US\$)	Metrados	VNR (miles US\$)
<b>Media Tensión</b>									
Red Aérea	km	3 806	22 944	2 589	24 234	10 379	69 338	12 688	80 704
Red Subterránea	km	0	0	118	11 998	95	8 991	54	6 065
Equipos PyS	cant.	1 807	2 856	2 104	12 226	1 902	4 795	3 777	8 683
<b>Total MT</b>	<b>km</b>	<b>3 806</b>	<b>25 801</b>	<b>2 707</b>	<b>48 458</b>	<b>10 475</b>	<b>83 124</b>	<b>12 742</b>	<b>95 452</b>
<b>Subestaciones MT/BT</b>									
Monoposte	cant.	1 601	4 992	2 766	15 718	6 793	33 658	8 112	28 412
Biposte	cant.	15	263	5	39	0	0	22	430
Convencional	cant.	0	0	0	0	0	0	0	0
Compacta Pedestal	cant.	0	0	0	0	0	0	0	0
Compacta Bóveda	cant.	0	0	247	6 333	166	5 290	93	2 357
<b>Total SED MT/BT</b>	<b>cant.</b>	<b>1 616</b>	<b>5 254</b>	<b>3 018</b>	<b>22 090</b>	<b>6 959</b>	<b>38 948</b>	<b>8 227</b>	<b>31 199</b>
<b>Baja Tensión</b>									
<b>Red Aérea</b>									
Servicio Particular	km	1 536	9 822	2 551	27 038	8 908	66 042	16 958	124 198
Alumbrado Público	km	931	2 204	2 837	10 798	2 897	7 728	4 573	10 205
Luminarias	cant.	22 200	3 404	78 026	11 767	156 586	23 496	90 484	14 240
Equipos de Control AP	cant.	1 616	203	2 422	258	6 277	789	6 867	863
<b>Total Red Aérea</b>	<b>km</b>	<b>2 468</b>	<b>15 633</b>	<b>5 388</b>	<b>49 861</b>	<b>11 805</b>	<b>98 055</b>	<b>21 531</b>	<b>149 506</b>
<b>Red Subterránea</b>									
Servicio Particular	km	0	0	39	2 866	98	8 920	54	4 785
Alumbrado Público	km	0	0	132	7 371	14	777	81	580
Luminarias	cant.	0	0	3 601	587	367	63	2 280	364
Equipos de Control AP	cant.	0	0	282	30	691	87	93	5
Postes AP	cant.	0	0	7 129	1 180	407	88	2 280	430
<b>Total Red Subterránea</b>	<b>km</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>171</b>	<b>12 034</b>	<b>112</b>	<b>9 936</b>	<b>136</b>	<b>6 165</b>
<b>Total BT</b>	<b>km</b>	<b>2 468</b>	<b>15 633</b>	<b>5 559</b>	<b>61 895</b>	<b>11 918</b>	<b>107 991</b>	<b>21 666</b>	<b>155 671</b>
<b>VNR Eléctrico</b>			<b>46 688</b>		<b>132 443</b>		<b>230 063</b>		<b>282 322</b>
<b>VNR No Eléctrico</b>			<b>3 730</b>		<b>12 950</b>		<b>13 680</b>		<b>10 292</b>
VNR INE MT			1 729		4 732		4 985		3 528
VNR INE BT_SED MT/BT			339		2 153		2 331		1 162
VNR INE BT_Reses			1 661		6 065		6 364		5 602
<b>VNR Conexiones Eléctricas (*)</b>			<b>9 686</b>		<b>210</b>		<b>17 917</b>		<b>5 206</b>
<b>Total VNR</b>			<b>60 103</b>		<b>145 603</b>		<b>261 661</b>		<b>297 820</b>

(\*) Corresponde a los SER.

## Metrados y VNR

		Electro Sur Este		Electro Ucayali		Electrocentro	
		Metrados	VNR (miles US\$)	Metrados	VNR (miles US\$)	Metrados	VNR (miles US\$)
<b>Media Tensión</b>							
Red Aérea	km	13 645	96 928	1 498	10 763	20 682	131 614
Red Subterránea	km	120	13 494	38	3 609	82	9 321
Equipos PyS	cant.	14 004	11 104	649	1 914	11 843	11 707
Total MT	km	13 765	121 526	1 537	16 286	20 763	152 642
<b>Subestaciones MT/BT</b>							
Monoposte	cant.	9 356	41 151	1 143	7 573	16 718	61 457
Biposte	cant.	72	1 159	0	0	114	1 404
Convencional	cant.	0	0	0	0	0	0
Compacta Pedestal	cant.	0	0	0	0	109	2 983
Compacta Bóveda	cant.	298	6 706	52	1 673	0	0
Total SED MT/BT	cant.	9 726	49 016	1 195	9 246	16 941	65 844
<b>Baja Tensión</b>							
<b>Red Aérea</b>							
Servicio Particular	km	19 656	161 191	1 480	16 452	21 854	172 212
Alumbrado Público	km	22 023	50 528	1 526	5 852	13 676	36 332
Luminarias	cant.	189 712	30 983	33 737	5 380	275 339	43 475
Equipos de Control AP	cant.	9 411	1 183	1 195	150	16 941	2 129
Total Red Aérea	km	41 678	243 885	3 006	27 834	35 530	254 148
<b>Red Subterránea</b>							
Servicio Particular	km	222	19 189	28	2 576	79	6 885
Alumbrado Público	km	197	1 405	2	168	65	465
Luminarias	cant.	5 631	972	54	10	1 778	284
Equipos de Control AP	cant.	298	16	2	0	0	0
Postes AP	cant.	5 631	1 056	56	11	1 827	319
Total Red Subterránea	km	419	22 638	30	2 765	144	7 954
Total BT	km	42 097	266 523	3 036	30 599	35 674	262 102
<b>VNR Eléctrico</b>			437 065		56 131		480 588
<b>VNR No Eléctrico</b>			17 473		7 045		19 477
VNR INE MT			4 696		1 893		5 664
VNR INE BT_SED MT/BT			1 946		1 101		2 384
VNR INE BT_Reses			10 831		4 051		11 429
<b>VNR Conexiones Eléctricas (*)</b>			8 506		3 597		28 843
<b>Total VNR</b>			463 044		66 773		528 908

(\*) Corresponde a los SER.

## Metrados y VNR

		Electronoroeste		Electronorte		Electrosur		Enel	
		Metrados	VNR (miles US\$)	Metrados	VNR (miles US\$)	Metrados	VNR (miles US\$)	Metrados	VNR (miles US\$)
<b>Media Tensión</b>									
Red Aérea	km	6 861	63 752	5 953	54 819	1 450	18 635	2 345	44 484
Red Subterránea	km	70	7 429	105	11 973	96	10 719	1 981	226 029
Equipos PyS	cant.	2 479	5 211	1 651	4 872	802	3 290	5 829	161 965
Total MT	km	6 932	76 392	6 058	71 665	1 545	32 644	4 326	432 478
<b>Subestaciones MT/BT</b>									
Monoposte	cant.	5 968	25 501	5 378	21 924	1 695	9 084	4 877	32 693
Biposte	cant.	136	1 867	153	1 915	38	319	0	0
Convencional	cant.	0	0	0	0	0	0	0	0
Compacta Pedestal	cant.	85	2 340	137	3 746	0	0	0	0
Compacta Bóveda	cant.	0	0	0	0	118	2 190	4 814	122 732
Total SED MT/BT	cant.	6 189	29 708	5 668	27 585	1 851	11 593	9 691	155 425
<b>Baja Tensión</b>									
<b>Red Aérea</b>									
Servicio Particular	km	8 724	71 780	7 695	81 608	1 959	28 190	9 773	145 203
Alumbrado Público	km	5 436	15 273	3 485	9 861	2 148	7 094	7 363	42 279
Luminarias	cant.	166 278	26 241	94 687	15 050	82 831	13 930	221 746	36 984
Equipos de Control AP	cant.	4 440	558	5 668	712	1 733	218	4 434	473
Total Red Aérea	km	14 160	113 853	11 180	107 232	4 108	49 431	17 136	224 939
<b>Red Subterránea</b>									
Servicio Particular	km	137	12 077	129	13 664	28	2 441	2 704	234 435
Alumbrado Público	km	122	3 730	134	953	28	197	3 647	186 497
Luminarias	cant.	3 399	544	3 745	599	1 093	178	208 831	37 974
Equipos de Control AP	cant.	0	0	0	0	118	6	5 257	560
Postes AP	cant.	3 399	594	3 745	655	1 093	206	171 728	31 127
Total Red Subterránea	km	258	16 945	262	15 871	55	3 028	6 351	490 593
Total BT	km	14 418	130 798	11 443	123 103	4 163	52 459	23 487	715 532
<b>VNR Eléctrico</b>			<b>236 898</b>		<b>222 353</b>		<b>96 697</b>		<b>1 303 435</b>
<b>VNR No Eléctrico</b>			<b>9 298</b>		<b>6 896</b>		<b>7 029</b>		<b>60 104</b>
VNR INE MT			2 835		2 337		2 367		19 952
VNR INE BT_SED MT/BT			1 022		787		834		7 146
VNR INE BT_Resdes			5 442		3 772		3 828		33 006
<b>VNR Conexiones Eléctricas (*)</b>			<b>18 041</b>		<b>8 232</b>		<b>72</b>		<b>0</b>
<b>Total VNR</b>			<b>264 237</b>		<b>237 480</b>		<b>103 797</b>		<b>1 363 539</b>

(\*) Corresponde a los SER.

## Metrados y VNR

		Hidrandina		Luz del Sur		Seal	
		Metrados	VNR (miles US\$)	Metrados	VNR (miles US\$)	Metrados	VNR (miles US\$)
<b>Media Tensión</b>							
Red Aérea	km	10 026	87 713	2 120	47 805	4 125	50 847
Red Subterránea	km	146	16 744	2 025	232 347	153	17 311
Equipos PyS	cant.	5 136	5 126	6 547	209 453	2 267	13 860
Total MT	km	10 172	109 582	4 145	489 605	4 279	82 017
<b>Subestaciones MT/BT</b>							
Monoposte	cant.	10 158	39 125	4 029	29 124	3 765	19 778
Biposte	cant.	174	2 209	0	0	12	169
Convencional	cant.	0	0	0	0	0	0
Compacta Pedestal	cant.	128	3 523	0	0	0	0
Compacta Bóveda	cant.	0	0	5 101	147 786	583	13 649
Total SED MT/BT	cant.	10 460	44 858	9 130	176 910	4 360	33 597
<b>Baja Tensión</b>							
<b>Red Aérea</b>							
Servicio Particular	km	16 841	144 323	6 921	101 599	4 600	59 778
Alumbrado Público	km	10 560	28 519	5 457	21 913	4 706	19 030
Luminarias	cant.	292 542	46 435	174 338	36 256	142 787	22 991
Equipos de Control AP	cant.	10 460	1 315	2 614	279	3 777	475
Total Red Aérea	km	27 400	220 591	12 378	160 047	9 306	102 274
<b>Red Subterránea</b>							
Servicio Particular	km	147	15 907	3 152	281 157	873	75 648
Alumbrado Público	km	146	1 038	3 386	152 586	341	3 818
Luminarias	cant.	4 077	652	153 193	35 381	11 358	1 845
Equipos de Control AP	cant.	0	0	7 212	769	580	30
Postes AP	cant.	4 077	713	82 446	15 878	11 358	2 141
Total Red Subterránea	km	293	18 310	6 539	485 770	1 214	83 482
Total BT	km	27 693	238 901	18 917	645 817	10 521	185 756
<b>VNR Eléctrico</b>			393 341		1 312 332		301 370
<b>VNR No Eléctrico</b>			19 530		28 416		12 305
VNR INE MT			5 696		10 576		3 164
VNR INE BT_SED MT/BT			2 035		3 810		1 384
VNR INE BT_Reses			11 799		14 030		7 758
<b>VNR Conexiones Eléctricas (*)</b>			46 166		0		1 339
<b>Total VNR</b>			459 037		1 340 748		315 014

(\*) Corresponde a los SER.



## Medrados y VNR

		Coelvisac		Emseusa		Electro Tocache		Eilhicha	
		Sector Típico 2		Sector Típico 3		Sector Típico 4		Sector Típico SER	
		SE0001 - Villacuri		SE0155 - Utcubamba		SE0153 - Tocache		SR0136 - SER Chacas	
		Metrados	VNR (miles US\$)	Metrados	VNR (miles US\$)	Metrados	VNR (miles US\$)	Metrados	VNR (miles US\$)
<b>Media Tensión</b>									
Red Aérea	km	469	6 937	54	481	236	1 836	218	724
Red Subterránea	km	3	268	0	0	0	0	0	0
Equipos PyS	cant.	258	693	61	121	121	223	220	189
<b>Total MT</b>	<b>km</b>	<b>472</b>	<b>7 899</b>	<b>54</b>	<b>601</b>	<b>236</b>	<b>2 060</b>	<b>218</b>	<b>913</b>
<b>Subestaciones MT/BT</b>									
Monoposte	cant.	62	416	68	339	202	920	96	390
Biposte	cant.	0	0	8	96	6	87	0	0
Convencional	cant.	0	0	0	0	0	0	0	0
Compacta Pedestal	cant.	0	0	0	0	0	0	0	0
Compacta Bóveda	cant.	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total SED MT/BT</b>	<b>cant.</b>	<b>62</b>	<b>416</b>	<b>76</b>	<b>435</b>	<b>208</b>	<b>1 007</b>	<b>96</b>	<b>390</b>
<b>Baja Tensión</b>									
<b>Red Aérea</b>									
Servicio Particular	km	14	145	177	1 713	296	2 152	349	1 567
Alumbrado Público	km	11	34	90	231	254	592	0	0
Luminarias	cant.	359	54	3 399	523	6 137	927	1 571	238
Equipos de Control AP	cant.	62	3	76	3	208	9	96	4
<b>Total Red Aérea</b>	<b>km</b>	<b>25</b>	<b>236</b>	<b>267</b>	<b>2 470</b>	<b>550</b>	<b>3 682</b>	<b>349</b>	<b>1 809</b>
<b>Red Subterránea</b>									
Servicio Particular	km	0	5	0	0	0	0	0	0
Alumbrado Público	km	0	0	0	0	0	0	0	0
Luminarias	cant.	0	0	0	0	0	0	0	0
Equipos de Control AP	cant.	0	0	0	0	0	0	0	0
Postes AP	cant.	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total Red Subterránea</b>	<b>km</b>	<b>0</b>	<b>5</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Total BT</b>	<b>km</b>	<b>25</b>	<b>241</b>	<b>267</b>	<b>2 470</b>	<b>550</b>	<b>3 682</b>	<b>349</b>	<b>1 809</b>
<b>VNR Eléctrico</b>			<b>8 556</b>		<b>3 506</b>		<b>6 749</b>		<b>3 111</b>
<b>VNR No Eléctrico</b>			<b>1 233</b>		<b>816</b>		<b>924</b>		<b>397</b>
VNR INE MT			1 138		140		282		117
VNR INE BT_SED MT/BT			60		101		138		50
VNR INE BT_Redes			35		575		505		231
<b>VNR Conexiones Eléctricas (*)</b>			<b>0</b>		<b>0</b>		<b>0</b>		<b>626</b>
<b>Total VNR</b>			<b>9 789</b>		<b>4 322</b>		<b>7 673</b>		<b>4 135</b>

(\*) Corresponde a los SER.

**Anexo 2: Costos de Operación y  
Mantenimiento de las Instalaciones de  
Distribución Eléctrica**

## Costos de OyM

	<b>Adinelsa</b>	<b>Electro Dunas</b>	<b>Electro Oriente</b>	<b>Electro Puno</b>
	<b>Costo (miles US\$)</b>	<b>Costo (miles US\$)</b>	<b>Costo (miles US\$)</b>	<b>Costo (miles US\$)</b>
<b>Media Tensión</b>				
Directo	3 768	3 448	7 701	3 623
Indirecto	369	813	1 004	1 152
Asignación Gestión Comercial	176	1 155	782	54
Asignación Operación Comercial	258	436	854	1 404
<b>Total MT</b>	<b>4 571</b>	<b>5 852</b>	<b>10 340</b>	<b>6 232</b>
<b>Subestaciones MT/BT</b>				
Directo	380	419	2 296	966
Indirecto	127	99	541	307
Asignación Gestión Comercial	36	140	388	14
Asignación Operación Comercial	52	53	424	374
<b>Total SED MT/BT</b>	<b>596</b>	<b>711</b>	<b>3 649</b>	<b>1 661</b>
<b>Baja Tensión - Servicio Particular</b>				
Directo	652	1 941	4 106	1 555
Indirecto	426	459	2 266	494
Asignación Gestión Comercial	67	650	709	23
Asignación Operación Comercial	98	246	774	602
<b>Total BT - SP</b>	<b>1 244</b>	<b>3 296</b>	<b>7 855</b>	<b>2 674</b>
<b>Baja Tensión - Alumbrado Público</b>				
Directo	437	1 110	5 800	2 240
Indirecto	145	263	504	712
Asignación Gestión Comercial	15	372	79	33
Asignación Operación Comercial	22	140	86	868
<b>Total BT - AP</b>	<b>618</b>	<b>1 885</b>	<b>6 469</b>	<b>3 852</b>
<b>OyM Conexiones Eléctricas (*)</b>	<b>278</b>	<b>0</b>	<b>487</b>	<b>150</b>
<b>Total Costos OyM</b>	<b>7 307</b>	<b>11 745</b>	<b>28 800</b>	<b>14 569</b>

(\*) Corresponde a los SER.

## Costos de OyM

	<b>Electro Sur Este</b>	<b>Electro Ucayali</b>	<b>Electrocentro</b>
	<b>Costo (miles US\$)</b>	<b>Costo (miles US\$)</b>	<b>Costo (miles US\$)</b>
<b>Media Tensión</b>			
Directo	5 500	1 478	14 623
Indirecto	1 198	557	4 447
Asignación Gestión Comercial	29	234	513
Asignación Operación Comercial	1 804	193	1 135
<b>Total MT</b>	<b>8 532</b>	<b>2 462</b>	<b>20 718</b>
<b>Subestaciones MT/BT</b>			
Directo	2 248	384	3 607
Indirecto	490	265	1 918
Asignación Gestión Comercial	12	141	221
Asignación Operación Comercial	737	116	490
<b>Total SED MT/BT</b>	<b>3 487</b>	<b>906</b>	<b>6 236</b>
<b>Baja Tensión - Servicio Particular</b>			
Directo	5 946	776	3 221
Indirecto	1 295	898	5 218
Asignación Gestión Comercial	32	276	602
Asignación Operación Comercial	1 950	227	1 332
<b>Total BT - SP</b>	<b>9 223</b>	<b>2 177</b>	<b>10 372</b>
<b>Baja Tensión - Alumbrado Público</b>			
Directo	5 685	927	6 024
Indirecto	1 238	286	2 418
Asignación Gestión Comercial	30	87	279
Asignación Operación Comercial	1 865	72	617
<b>Total BT - AP</b>	<b>8 818</b>	<b>1 371</b>	<b>9 338</b>
<b>OyM Conexiones Eléctricas (*)</b>	<b>245</b>	<b>98</b>	<b>828</b>
<b>Total Costos OyM</b>	<b>30 303</b>	<b>7 014</b>	<b>47 492</b>

(\*) Corresponde a los SER.

## Costos de OyM

	<b>Electronoroeste</b>	<b>Electronorte</b>	<b>Electrosur</b>	<b>Enel</b>
	<b>Costo (miles US\$)</b>	<b>Costo (miles US\$)</b>	<b>Costo (miles US\$)</b>	<b>Costo (miles US\$)</b>
<b>Media Tensión</b>				
Directo	4 475	3 570	945	10 845
Indirecto	3 991	2 410	425	2 970
Asignación Gestión Comercial	322	262	22	4 817
Asignación Operación Comercial	887	691	647	1 774
<b>Total MT</b>	<b>9 675</b>	<b>6 933</b>	<b>2 040</b>	<b>20 407</b>
<b>Subestaciones MT/BT</b>				
Directo	678	1 442	358	3 503
Indirecto	1 091	927	161	983
Asignación Gestión Comercial	88	101	8	1 556
Asignación Operación Comercial	242	266	245	573
<b>Total SED MT/BT</b>	<b>2 100</b>	<b>2 736</b>	<b>773</b>	<b>6 615</b>
<b>Baja Tensión - Servicio Particular</b>				
Directo	1 732	1 336	643	9 851
Indirecto	2 862	3 203	289	2 731
Asignación Gestión Comercial	231	348	15	4 375
Asignación Operación Comercial	636	919	440	1 612
<b>Total BT - SP</b>	<b>5 462</b>	<b>5 807</b>	<b>1 388</b>	<b>18 570</b>
<b>Baja Tensión - Alumbrado Público</b>				
Directo	4 079	2 234	1 984	4 748
Indirecto	1 708	936	892	1 333
Asignación Gestión Comercial	138	102	47	2 109
Asignación Operación Comercial	379	268	1 357	777
<b>Total BT - AP</b>	<b>6 304</b>	<b>3 540</b>	<b>4 279</b>	<b>8 966</b>
<b>OyM Conexiones Eléctricas (*)</b>	<b>518</b>	<b>216</b>	<b>2</b>	<b>0</b>
<b>Total Costos OyM</b>	<b>24 059</b>	<b>19 232</b>	<b>8 482</b>	<b>54 558</b>

(\*) Corresponde a los SER.

## Costos de OyM

	<b>Hidrandina</b>	<b>Luz del Sur</b>	<b>Seal</b>
	<b>Costo (miles US\$)</b>	<b>Costo (miles US\$)</b>	<b>Costo (miles US\$)</b>
<b>Media Tensión</b>			
Directo	7 088	6 745	2 594
Indirecto	5 092	8 899	2 319
Asignación Gestión Comercial	395	2 039	357
Asignación Operación Comercial	1 096	1 526	1 143
<b>Total MT</b>	<b>13 670</b>	<b>19 208</b>	<b>6 413</b>
<b>Subestaciones MT/BT</b>			
Directo	2 594	4 250	1 016
Indirecto	2 084	1 959	1 785
Asignación Gestión Comercial	162	737	145
Asignación Operación Comercial	448	554	485
<b>Total SED MT/BT</b>	<b>5 288</b>	<b>7 501</b>	<b>3 431</b>
<b>Baja Tensión - Servicio Particular</b>			
Directo	2 900	4 892	1 476
Indirecto	7 445	6 165	1 776
Asignación Gestión Comercial	577	1 596	371
Asignación Operación Comercial	1 602	1 191	1 235
<b>Total BT - SP</b>	<b>12 525</b>	<b>13 844</b>	<b>4 858</b>
<b>Baja Tensión - Alumbrado Público</b>			
Directo	6 402	4 573	1 590
Indirecto	3 656	5 891	1 443
Asignación Gestión Comercial	283	1 094	199
Asignación Operación Comercial	786	822	652
<b>Total BT - AP</b>	<b>11 127</b>	<b>12 380</b>	<b>3 884</b>
<b>OyM Conexiones Eléctricas (*)</b>	<b>1 157</b>	<b>0</b>	<b>39</b>
<b>Total Costos OyM</b>	<b>43 767</b>	<b>52 932</b>	<b>18 625</b>

(\*) Corresponde a los SER.

## Costos de OyM

	<b>Coelvisac</b>	<b>Emseusa</b>	<b>Electro Tocache</b>	<b>Eilhicha</b>
	<b>Sector Típico 2</b>	<b>Sector Típico 3</b>	<b>Sector Típico 4</b>	<b>Sector Típico SER</b>
	<b>SE0001 - Villacuri</b>	<b>SE0155 - Utcubamba</b>	<b>SE0153 - Tocache</b>	<b>SR0136 - SER Chacas</b>
	<b>Costo (miles US\$)</b>	<b>Costo (miles US\$)</b>	<b>Costo (miles US\$)</b>	<b>Costo (miles US\$)</b>
<b>Media Tensión</b>				
Directo	831	77	158	55
Indirecto	361	77	71	55
Asignación Gestión Comercial	7	9	20	6
Asignación Operación Comercial	1	5	11	2
<b>Total MT</b>	<b>1 199</b>	<b>168</b>	<b>259</b>	<b>116</b>
<b>Subestaciones MT/BT</b>				
Directo	8	20	53	15
Indirecto	4	20	24	15
Asignación Gestión Comercial	0	8	8	3
Asignación Operación Comercial	0	4	4	1
<b>Total SED MT/BT</b>	<b>12</b>	<b>53</b>	<b>89</b>	<b>34</b>
<b>Baja Tensión - Servicio Particular</b>				
Directo	22	61	160	45
Indirecto	9	61	72	45
Asignación Gestión Comercial	0	25	23	9
Asignación Operación Comercial	0	12	13	3
<b>Total BT - SP</b>	<b>32</b>	<b>159</b>	<b>268</b>	<b>102</b>
<b>Baja Tensión - Alumbrado Público</b>				
Directo	4	48	102	16
Indirecto	2	48	46	16
Asignación Gestión Comercial	0	12	15	1
Asignación Operación Comercial	0	6	8	0
<b>Total BT - AP</b>	<b>5</b>	<b>114</b>	<b>171</b>	<b>33</b>
<b>OyM Conexiones Eléctricas (*)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>
<b>Total Costos OyM</b>	<b>1 249</b>	<b>493</b>	<b>787</b>	<b>287</b>

(\*) Corresponde a los SER.

## **Anexo 3: Balance de Energía y Potencia**





## Balance

	Electro Sur Este		Electro Ucayali		Electrocentro	
	Energía Anual (MW.h)	Potencia (kW)	Energía Anual (MW.h)	Potencia (kW)	Energía Anual (MW.h)	Potencia (kW)
<b>Ingreso MT</b>	781 833	153 950	385 993	70 898	1 023 529	222 692
Pérdidas Estándar MT	13 863	3 753	4 951	1 336	30 343	6 287
Técnicas	13 863	3 753	4 951	1 336	30 343	6 287
<b>Ventas MT</b>	171 544	22 390	141 797	19 243	158 671	20 159
MT1_Propios	14 484	2 202	9 214	1 165	5 410	583
MT1_Terceros	42 496	6 105	47 470	6 001	24 949	2 678
MT2	17 031	1 370	13 434	2 229	24 681	3 060
MT3P	38 646	5 263	32 635	4 254	48 541	6 235
MT3FP	23 701	2 713	38 371	5 476	18 940	2 552
MT4P	15 350	2 231	449	78	22 775	3 160
MT4FP	19 836	2 508	225	39	13 375	1 889
<b>Ingreso BT</b>	596 426	127 807	239 245	50 319	834 515	196 246
Pérdidas Estándar BT	47 847	10 711	20 022	5 317	59 496	15 812
Técnicas	32 579	7 439	13 898	4 029	38 132	10 788
No Técnicas	15 269	3 272	6 125	1 288	21 364	5 024
<b>Ventas BT</b>	548 579	117 096	219 223	45 002	775 020	180 434
BT1	0	0	0	0	0	0
BT2	657	74	418	78	2 074	298
BT3P	5 455	786	2 502	296	4 932	824
BT3FP	4 157	619	3 586	707	3 980	498
BT4P	3 077	517	76	13	5 891	859
BT4FP	2 123	232	83	12	3 003	391
BT5A.A	590	62	1 142	346	1 061	476
BT5A.B	0	0	0	0	0	0
BT5B	477 769	102 250	203 394	41 727	683 550	161 114
BT5C-AP	48 247	11 015	7 860	1 795	60 491	13 933
BT5D	2 937	725	0	0	5 181	1 103
BT5E	0	0	0	0	473	87
BT5F	0	0	0	0	0	0
BT6	3 569	815	161	28	4 386	851
BT7	0	0	0	0	0	0

## Balance

	Electronoroeste		Electronorte		Electosur		Enel	
	Energía Anual (MW.h)	Potencia (kW)	Energía Anual (MW.h)	Potencia (kW)	Energía Anual (MW.h)	Potencia (kW)	Energía Anual (MW.h)	Potencia (kW)
<b>Ingreso MT</b>	1 714 376	293 546	1 009 320	176 414	437 046	78 850	7 562 344	1 222 867
Pérdidas Estándar MT	22 790	5 836	15 156	3 789	7 008	1 821	63 219	13 555
Técnicas	22 790	5 836	15 156	3 789	7 008	1 821	63 219	13 555
<b>Ventas MT</b>	1 002 738	137 960	422 164	56 794	163 677	22 948	3 079 531	370 222
MT1_Propios	320 963	39 188	120 779	13 239	43 836	4 220	1 283 373	155 730
MT1_Terceros	418 342	65 102	150 270	19 367	17 196	1 657	1 081 116	132 173
MT2	53 665	6 880	40 087	6 106	51 251	10 243	57 211	4 652
MT3P	113 465	14 390	49 471	7 472	14 803	2 189	286 838	37 893
MT3FP	66 482	7 742	34 303	5 545	12 188	1 137	180 897	16 287
MT4P	20 253	3 210	18 213	3 432	13 478	2 472	115 979	15 946
MT4FP	9 568	1 448	9 041	1 633	10 923	1 030	74 116	7 541
<b>Ingreso BT</b>	688 849	149 751	572 001	115 831	266 361	54 081	4 419 594	839 090
Pérdidas Estándar BT	43 888	10 512	38 191	8 806	22 069	4 585	351 942	83 050
Técnicas	26 254	6 679	23 548	5 840	15 250	3 200	238 801	61 570
No Técnicas	17 635	3 834	14 643	2 965	6 819	1 384	113 142	21 481
<b>Ventas BT</b>	644 960	139 238	533 810	107 025	244 292	49 497	4 067 652	756 040
BT1	0	0	1 322	188	0	0	1 778	164
BT2	1 510	234	7 065	784	508	50	16 830	1 915
BT3P	10 767	1 762	5 373	661	1 255	185	85 345	11 284
BT3FP	10 779	1 457	5 609	689	879	109	78 981	8 129
BT4P	3 538	536	1 979	375	1 059	191	79 019	11 413
BT4FP	1 578	273	1 496	240	995	151	77 567	8 900
BT5A.A	940	196	171	30	313	37	17 129	2 450
BT5A.B	4 170	956	2 047	447	0	0	0	0
BT5B	564 725	123 351	475 242	96 049	210 718	42 398	3 530 706	670 822
BT5C-AP	40 408	9 226	24 453	5 583	20 049	4 467	145 922	33 316
BT5D	3 449	708	996	199	6 401	1 427	753	144
BT5E	1 043	214	1 303	245	0	0	4 388	829
BT5F	0	0	0	0	0	0	0	0
BT6	2 053	326	2 731	524	2 107	481	29 236	6 675
BT7	0	0	4 022	1 009	7	1	0	0

## Balance

	Hidrandina		Luz del Sur		Seal	
	Energía Anual (MW.h)	Potencia (kW)	Energía Anual (MW.h)	Potencia (kW)	Energía Anual (MW.h)	Potencia (kW)
<b>Ingreso MT</b>	2 218 233	401 677	8 752 318	1 311 162	1 333 693	228 523
Pérdidas Estándar MT	22 733	8 417	86 203	16 864	26 477	5 279
Técnicas	22 733	8 417	86 203	16 864	26 477	5 279
<b>Ventas MT</b>	1 029 845	118 469	3 994 682	449 000	530 181	69 083
MT1_Propios	264 236	28 002	133 120	13 215	167 050	23 422
MT1_Terceros	421 822	40 953	2 879 633	318 153	237 699	30 051
MT2	60 453	8 419	81 200	8 419	17 674	1 513
MT3P	139 208	21 755	445 690	55 738	37 134	5 373
MT3FP	100 123	13 637	256 661	27 920	42 687	4 933
MT4P	31 160	4 211	132 191	17 796	16 928	2 449
MT4FP	12 842	1 492	66 186	7 760	11 008	1 341
<b>Ingreso BT</b>	1 165 654	274 791	4 671 433	845 298	777 036	154 160
Pérdidas Estándar BT	71 633	19 907	394 295	87 212	59 550	14 273
Técnicas	41 792	12 873	274 707	65 572	39 658	10 327
No Técnicas	29 841	7 035	119 589	21 640	19 892	3 946
<b>Ventas BT</b>	1 094 022	254 884	4 277 138	758 086	717 486	139 887
BT1	0	0	6 590	779	0	0
BT2	2 333	156	37 197	4 303	4 339	579
BT3P	11 581	2 887	167 323	19 732	8 817	1 354
BT3FP	8 302	968	158 506	18 140	5 300	536
BT4P	6 461	1 494	158 916	19 164	6 449	970
BT4FP	2 718	365	155 829	19 184	7 532	951
BT5A.A	827	193	12 362	2 060	8 350	921
BT5A.B	409	27	0	0	0	0
BT5B	955 945	227 501	3 400 138	633 565	622 433	123 732
BT5C-AP	82 126	16 685	157 088	35 865	39 988	7 895
BT5D	11 348	2 256	0	0	11 299	2 267
BT5E	1 000	192	0	0	0	0
BT5F	0	0	0	0	0	0
BT6	4 325	839	23 190	5 295	2 979	680
BT7	6 647	1 320	0	0	0	0

