

Ref.: Deja sin efecto Resolución Exenta CNE N°626/2025 y aprueba nueva versión de Informe Técnico Preliminar del Cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuadrienio noviembre 2024–noviembre 2028.

SANTIAGO, 30 de enero de 2026

RESOLUCIÓN EXENTA N°58

VISTOS:

- a) Las facultades establecidas en las letras e) y h) del artículo 9° del Decreto Ley N°2.224 del Ministerio de Minería, de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía (en adelante, la **"Comisión"** o **"CNE"**);
- b) Lo establecido en el D.F.L. N°4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1 del Ministerio de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos (en adelante, la **"LGSE"**);
- c) Lo dispuesto en la Ley 19.880, que establece bases de los procedimientos administrativos que rigen los actos de los órganos de la Administración del Estado.
- d) Lo establecido en la Resolución Exenta CNE N°499, de 30 de junio de 2022, que Fija Áreas Típicas para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución cuadrienio noviembre 2024 - noviembre 2028, y deja sin efecto Resolución Exenta N°330, de 04 de mayo de 2022, la que fue rectificada por la Resolución Exenta CNE N°589, de 27 de julio de 2022;
- e) La Resolución Exenta CNE N°222, de 29 de mayo de 2023, que tiene por formalizadas las bases técnicas (en adelante, las **"Bases Técnicas"**) y administrativas para el "Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, cuatrienio noviembre 2024-2028" y del "Estudio de costos de los servicios no consistentes en suministros de energía, asociados a la Distribución Eléctrica", de conformidad con lo dispuesto en el inciso duodécimo del artículo 183° bis de la LGSE;
- f) Lo establecido en la Resolución Exenta CNE N°331, de 27 de julio de 2023, que modifica Resolución Exenta CNE N°624, de 11 de agosto de 2022, que constituye Registro de Participación Ciudadana a que se refiere el artículo 183° bis de la LGSE en el marco del proceso de

Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución
cuadrienio noviembre 2024 – noviembre 2028;

- g) Lo establecido en la Resolución Exenta CNE N°535, de 07 de noviembre de 2023 (en adelante, la "**RE N°535/2023**"), que establece procedimiento para la constitución y funcionamiento del Comité del Estudio de Costos establecido en el inciso 13° del artículo 183° bis de la LGSE, cuadrienio 2024- 2028;
- h) Lo establecido en la Resolución CNE N°03, de 11 de diciembre de 2023 (en adelante, la "**Resolución N°03/2023**"), que aprueba Contrato de Prestación de Servicios para elaboración del Estudio denominado "Estudio para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuadrienio noviembre 2024 - 2028" y "Estudio de Costos de los Servicios no consistentes en Suministros de Energía, asociados a la Distribución Eléctrica", tomada de razón por la Contraloría General de la República con fecha 04 de enero de 2024;
- i) Lo establecido en el artículo 88° de la Ley 21.647 del Ministerio de Hacienda, que modificó el inciso quinto del artículo 193° de la LGSE y agregó el artículo trigésimo transitorio a dicha ley, así como lo señalado en consecuencia en el Oficio Ordinario CNE N°134, de 22 de febrero de 2024;
- j) Lo establecido en la Resolución Exenta CNE N°10, de 10 de enero de 2024, que Designa representantes de la Comisión Nacional de Energía y constituye Comité del Estudio de Costos (en adelante, el "**Comité**") establecido en el artículo 183° bis de la LGSE, y en las Resoluciones Exentas CNE N°166, de 12 de abril de 2024, N°560, de 18 de octubre de 2024, y N°20, de 15 de enero de 2025, las que sucesivamente actualizaron la integración del Comité;
- k) Lo dispuesto en el acta de la vigesimoctava sesión extraordinaria del Comité;
- l) La Resolución Exenta CNE N°626 de 10 de octubre de 2025, que aprueba Informe Técnico Preliminar del Cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuadrienio noviembre 2024– noviembre 2028 (en adelante, la "**RE N°626/2025**");
- m) El Oficio Ordinario CNE N°1037 de 7 de noviembre de 2025 (en adelante, el "**Oficio N°1037/2025**");
- n) Carta GG-32/2025 de 24 de noviembre de 2025, remitida por Chilquinta Distribución S.A. a la Comisión;

- o) Carta GG-3454/2025 de 24 de noviembre de 2025, remitida por Compañía General de Electricidad S.A.;
- p) El Oficio Ordinario CNE N°1190 de 23 de diciembre de 2025 (en adelante, el "**Oficio N°1190/2025**");
- q) El Decreto Exento RA N°166, de 23 de julio de 2024, del Ministerio de Energía, que establece orden de subrogación del cargo de Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía; y
- r) La Resolución N°36, de 19 de diciembre de 2024, de la Contraloría General de la República, que "Fija normas sobre exención del trámite de toma de razón".

CONSIDERANDO:

- 1) Que la Comisión, mediante la Resolución N°03/2023, a fin de dar cumplimiento a las disposiciones contenidas en la LGSE, aprobó el Contrato de Prestación de Servicios entre la Comisión y el consultor INECON, Ingenieros y Economistas Consultores S.A., RUT N°84.705.100-0 (en adelante, el "**Consultor**") para la elaboración del Estudio denominado "Estudio para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuatrienio noviembre 2020-2024" y "Estudio de Costos de Servicios Asociados al suministro de electricidad de distribución", licitación ID 610-10-LR20 (en adelante, el "**Estudio**");
- 2) Que, el desarrollo del Estudio se inició a partir del 4 de enero de 2024, culminando con la aprobación del Informe Final Definitivo del Consultor el día 18 de agosto de 2025 por parte del Comité, tal como consta en el acta de la sesión vigesimoctava extraordinaria del Comité y con arreglo a lo establecido en la RE N°535/2023;
- 3) Que la Comisión publicó el Estudio y cada uno de sus anexos en su sitio web con fecha 10 de octubre de 2025;
- 4) Que el inciso dieciocho del artículo 183° bis de la LGSE dispone que la Comisión "*dispondrá de un plazo de tres meses para revisar, corregir y adecuar los resultados del estudio de costos y para notificar, por medios electrónicos, a las empresas concesionarias de distribución y a los participantes un informe técnico preliminar elaborado sobre la base de dicho estudio*" (en adelante, el "**Informe Técnico Preliminar**"), contándose el referido plazo desde la fecha en que el Comité otorgue su conformidad con el Estudio y, de acuerdo con el inciso diecinueve del mismo artículo, debiendo el Informe Técnico

Preliminar contener, a lo menos, las materias señaladas en el artículo 182° de la LGSE;

- 5) Que, estando dentro de plazo, la Comisión revisó, corrigió y adecuó los resultados del Estudio y finalizó la elaboración del Informe Técnico Preliminar, aprobando este último mediante la RE N°626/2025 y notificándolo por medios electrónicos de acuerdo con lo señalado en el considerando inmediatamente anterior. Dicha resolución, conforme al inciso diecinueve del artículo 183° bis de la LGSE, fijó un plazo de veinte días, contados desde su notificación, para la presentación de observaciones por parte de las empresas concesionarias de distribución y de los integrantes del Registro de Participación Ciudadana a que se refiere el mismo artículo 183° bis de la LGSE, plazo que vencía el 10 de noviembre de 2025. Luego, atendiendo a las solicitudes presentadas por Enel Distribución Chile S.A., Grupo SAESA y Federación Nacional de Cooperativas Eléctricas, esta Comisión, a través del Oficio N°1037/2025, otorgó una extensión de plazo de diez días hábiles adicionales para el envío de las referidas observaciones, es decir, hasta el 24 de noviembre de 2025;
- 6) Que, en dicho contexto, la empresa Chilquinta Distribución S.A., mediante carta GG-32/2025 de 24 de noviembre de 2025, hizo entrega de sus observaciones y, adicionalmente, aportó antecedentes relevantes e información complementaria que, según indicó en dicha carta, resultaban necesarios a partir de la revisión de los antecedentes previamente entregados para el desarrollo del proceso, relativos a costos de atención de emergencias y contingencias;
- 7) Que, por su parte, Compañía General de Electricidad S.A., a través de carta GG-3454/2025 de 24 de noviembre de 2025, señaló que, con posterioridad a la entrega de la información original, continuó trabajando en la elaboración y revisión de datos de la modelación. Al respecto, junto con la referida carta, adjuntó información adicional identificada, según lo indicado por la empresa, luego de un proceso de revisión más detallada, junto con una corrección de datos respecto de los siguientes temas: **(i)** Pérdidas de energía; **(ii)** Clientes facturados sin consumo; **(iii)** Estadística de poda del año 2022; **(iv)** Corrección de la moneda nominal del control de pérdidas; y **(v)** Traslado de redes solicitados por la Dirección de Vialidad;
- 8) Que, además, esta Comisión, a partir de las 878 observaciones recibidas durante el período abierto mediante la RE N°626/2025, provenientes de 14 empresas concesionarias, ha identificado aspectos que dan cuenta de la necesidad y oportunidad de efectuar correcciones de antecedentes y enmendar errores específicos en el informe técnico aprobado por la referida resolución;

- 9) Que, en virtud de los antecedentes expuestos, es posible concluir que existe nueva información presentada por las empresas que tiene incidencia no solo respecto de sus respectivas áreas típicas de distribución (en adelante, “**ATD**”), sino también respecto del resto de las ATD, como es el caso de los antecedentes relativos a pérdidas no técnicas, control de vegetación, atenciones de emergencia y planes de contingencia. De igual manera, algunos de estos temas impactan de forma importante los resultados obtenidos en algunas ATD, lo que puede alterar los análisis y revisiones que se realicen de los resultados del cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución que esta Comisión está mandatada a determinar;
- 10) Que, teniendo en cuenta lo anteriormente expuesto, esta Comisión comunicó a las empresas concesionarias de distribución y al referido Registro de Participación Ciudadana, mediante Oficio N°1190/2025, que ha estimado necesario la emisión de una nueva versión del Informe Técnico Preliminar mediante resolución exenta, en cuya elaboración se hayan tenido a la vista los nuevos antecedentes presentados por las empresas, tanto en las cartas señaladas como en las respectivas observaciones, y se hayan analizado las correcciones planteadas por éstas en dichas observaciones, dándose inicio a una nueva etapa de presentación de observaciones de acuerdo con lo establecido en el inciso vigésimo del artículo 183° bis de la LGSE; y
- 11) Que la Comisión ha finalizado la elaboración de un nuevo Informe Técnico Preliminar, por lo que procede a aprobar este último y a notificarlo por medios electrónicos de acuerdo con lo señalado en el considerando 4).

RESUELVO:

ARTÍCULO PRIMERO: Déjese sin efecto la RE N°626/2025 y apruébese nueva versión del Informe Técnico Preliminar del Cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuatrienio noviembre 2024–noviembre 2028, conforme a lo dispuesto en el artículo 182° y en el inciso decimoctavo del artículo 183° bis, ambos de la LGSE, pasando a ser dicho informe parte integrante de la presente resolución exenta para todos los efectos legales.



INFORME TÉCNICO PRELIMINAR

**CÁLCULO DE COMPONENTES DEL VALOR
AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN**

**CUADRIENIO
NOVIEMBRE 2024 – NOVIEMBRE 2028**

Enero de 2026

RESUMEN EJECUTIVO

El valor agregado de distribución representa los costos eficientes de inversión, operación, mantenimiento, administración y atención de usuarios que tendría una empresa modelo diseñada para prestar exclusivamente el servicio público de distribución eléctrica con los estándares de seguridad y calidad exigidos por la normativa. Su cuantificación es relevante pues permite dimensionar una remuneración de costos eficientes de inversión, operación, mantenimiento, administración, pérdidas y retribución al capital para la prestación del servicio público de distribución eléctrica, que más tarde es incorporada dentro del precio a nivel de distribución traspasable a los clientes regulados.

El presente Informe Técnico Preliminar presenta la metodología y resultados del cálculo de las componentes de costo del valor agregado de distribución para el cuatrienio noviembre 2024 – noviembre 2028, conforme a lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos (en adelante, la “**LGSE**” o la “**Ley**”), los artículos transitorios de la Ley N°21.194 y lo dispuesto en las Bases Técnicas Definitivas para el cálculo de las componentes del valor agregado de distribución, aprobadas mediante Resolución Exenta N°221 de 29 de mayo de 2023.

Conforme a la LGSE, el cálculo de las componentes del valor agregado de distribución se desarrolló sobre la base de un estudio de costos elaborado por la consultora INECON, Ingenieros y Economistas Consultores S.A. (en adelante, “**INECON**” o el “**Consultor**”), cuyo informe final definitivo, en su versión N°3, fue entregado a la Comisión Nacional de Energía (en adelante, “**Comisión**”) el 22 de julio de 2025 y aprobado por el comité¹ supervisor del estudio el 5 de septiembre de 2025. Esta Comisión realizó la revisión, corrección y adecuación de los resultados del referido estudio, según lo establece el artículo 183° bis de la LGSE, para efectos de elaborar el Informe Técnico Preliminar que fue aprobado mediante Resolución Exenta CNE N°626, de 10 de octubre de 2025 (en adelante, “**Resolución N°626/2025**”).

Dicha resolución fijó, conforme al inciso decimonoveno del artículo 183° bis de la Ley, un plazo de veinte días hábiles para la presentación de observaciones por parte de las empresas concesionarias de distribución y de los integrantes del Registro de Participación Ciudadana, el que, luego de una extensión otorgada mediante Oficio Ordinario CNE N°1037, de 7 de noviembre de 2025, venció el 24 de noviembre de 2025.

A la fecha indicada, diversas empresas concesionarias presentaron observaciones que implicaban ajustes y precisiones al informe aprobado mediante Resolución N°626/2025 y, adicionalmente, entregaron nuevos antecedentes y correcciones de información previamente remitida por ellas. Dichos antecedentes y observaciones evidenciaron la necesidad de efectuar enmiendas y actualizaciones al referido, motivo por el cual se deja sin efecto la Resolución Exenta N°626/2025 y se elabora una nueva versión del Informe Técnico Preliminar, dando inicio a una nueva etapa de presentación de observaciones conforme al inciso vigésimo del artículo 183° bis de la Ley.

Para este proceso se consideran doce áreas típicas de distribución, fijadas mediante Resolución Exenta N°589 de la Comisión, de 27 de julio de 2022, para cada una de las cuales se calcularon los costos estándares de inversión, operación y mantenimiento (costos de distribución); los costos fijos de administración, facturación y atención al usuario (carga fijo); y los factores de expansión de las pérdidas medias de energía y potencia.

¹ De acuerdo con lo establecido en el inciso decimotercero del artículo 183° bis de la LGSE, el estudio de costos será ejecutado y supervisado por un comité integrado por representantes de las empresas concesionarias de distribución, del Ministerio de Energía y de la Comisión Nacional de Energía.

Los resultados del informe elaborado por esta Comisión a partir del estudio de INECON, para cada una de las áreas típicas de distribución, se resumen en la tabla que se presenta a continuación, tanto para el año base, correspondiente a 2022, como para cada año del horizonte de tarificación. Dichos resultados incluyen los costos de distribución y el cargo fijo, expresados en pesos chilenos a diciembre de 2022, por unidad de potencia y cliente, respectivamente, así como los factores de expansión de pérdidas aplicables a la energía, la hora punta del sistema de generación y la hora punta del sistema de distribución.

Tabla Resumen: Resultados valor agregado de distribución.

Año	ATD	VADAT \$/kW-año	VADBT \$/kW-año	VADSD \$/kW-año	CFE \$/cliente-año	CFD \$/cliente-año	CFH \$/cliente-año	CFU \$/cliente-año	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
2022	1	30.688	72.131	75.403	8.462	8.462	8.462	6.242	1,0127	1,0132	1,0124	1,0568	1,0583	1,0617
2022	2	68.598	88.870	119.074	11.195	11.195	11.195	8.607	1,0212	1,0203	1,0225	1,0934	1,0949	1,1000
2022	3	61.811	138.199	127.911	10.733	10.733	10.733	8.539	1,0199	1,0257	1,0225	1,0819	1,0820	1,0879
2022	4	143.818	155.261	219.166	13.519	13.519	13.519	10.363	1,0143	1,0167	1,0163	1,0820	1,0805	1,0905
2022	5	391.829	244.224	542.531	13.638	13.638	13.638	9.649	1,0233	1,0259	1,0256	1,1353	1,1350	1,1464
2022	6	285.183	166.951	403.527	26.609	26.609	26.609	15.878	1,0194	1,0192	1,0200	1,0771	1,0772	1,0841
2022	7	47.764	134.225	135.466	20.447	20.447	20.447	18.264	1,0160	1,0169	1,0151	1,0680	1,0686	1,0766
2022	8	414.146	231.567	550.056	53.583	53.583	53.583	40.956	1,0223	1,0299	1,0280	1,1179	1,1179	1,1185
2022	9	116.339	204.887	160.024	38.881	64.178	64.178	30.908	1,0214	1,0427	1,0348	1,1553	1,1451	1,1540
2022	10	306.828	280.905	444.789	29.204	29.204	29.204	16.248	1,0480	1,0623	1,0616	1,1039	1,0965	1,1242
2022	11	337.922	207.742	478.541	26.803	33.364	33.364	19.742	1,0357	1,0391	1,0334	1,0781	1,0772	1,0943
2022	12	500.260	304.801	672.465	47.112	47.112	47.112	35.906	1,0303	1,0447	1,0378	1,1095	1,0965	1,1282
2024	1	29.761	69.175	73.376	8.444	8.444	8.444	6.198	1,0130	1,0134	1,0126	1,0548	1,0565	1,0593
2024	2	67.154	90.183	120.081	11.202	11.202	11.202	8.577	1,0211	1,0204	1,0223	1,0886	1,0904	1,0948
2024	3	62.009	144.367	131.293	10.715	10.715	10.715	8.497	1,0204	1,0263	1,0231	1,0803	1,0803	1,0862
2024	4	130.262	153.360	205.712	13.464	13.464	13.464	10.272	1,0157	1,0186	1,0181	1,0770	1,0765	1,0850
2024	5	383.886	268.683	545.507	13.662	13.662	13.662	9.624	1,0234	1,0259	1,0257	1,1361	1,1359	1,1473
2024	6	266.248	173.149	390.204	26.531	26.531	26.531	20.918	1,0201	1,0199	1,0206	1,0756	1,0757	1,0816
2024	7	45.166	142.990	132.242	20.308	20.308	20.308	16.128	1,0172	1,0183	1,0164	1,0693	1,0699	1,0778
2024	8	402.818	252.002	559.535	52.409	52.409	52.409	39.850	1,0240	1,0333	1,0305	1,1084	1,1073	1,1097
2024	9	115.665	244.203	167.146	37.531	63.218	63.218	29.673	1,0224	1,0433	1,0356	1,1545	1,1419	1,1520
2024	10	292.983	316.835	442.105	29.133	29.133	29.133	16.039	1,0498	1,0648	1,0640	1,1031	1,0958	1,1234
2024	11	311.631	223.805	463.992	26.587	33.249	33.249	19.448	1,0369	1,0406	1,0343	1,0763	1,0755	1,0923
2024	12	455.341	350.570	640.507	45.327	45.327	45.327	34.150	1,0312	1,0464	1,0390	1,1096	1,0972	1,1281
2025	1	29.356	69.934	73.396	8.442	8.442	8.442	6.183	1,0131	1,0136	1,0128	1,0551	1,0569	1,0595
2025	2	65.976	92.478	120.434	11.203	11.203	11.203	8.561	1,0213	1,0207	1,0225	1,0886	1,0908	1,0947
2025	3	60.875	145.872	130.521	10.698	10.698	10.698	8.468	1,0209	1,0269	1,0236	1,0806	1,0807	1,0864
2025	4	126.499	158.395	204.418	13.340	13.340	13.340	10.136	1,0160	1,0190	1,0184	1,0769	1,0767	1,0849
2025	5	374.685	282.861	544.335	13.611	13.611	13.611	9.554	1,0236	1,0263	1,0259	1,1374	1,1374	1,1484
2025	6	260.947	185.866	394.027	26.546	26.546	26.546	20.927	1,0203	1,0201	1,0207	1,0760	1,0761	1,0817
2025	7	43.299	143.155	128.489	20.184	20.184	20.184	16.013	1,0180	1,0190	1,0172	1,0706	1,0713	1,0789
2025	8	394.057	272.771	564.155	52.403	52.403	52.403	39.798	1,0241	1,0338	1,0308	1,1073	1,1079	1,1088
2025	9	113.278	250.627	166.506	36.978	62.851	62.851	29.166	1,0226	1,0438	1,0360	1,1533	1,1418	1,1514
2025	10	284.544	335.382	444.483	29.027	29.027	29.027	15.876	1,0506	1,0660	1,0651	1,1016	1,0947	1,1214
2025	11	298.971	233.229	457.783	26.536	33.246	33.246	19.370	1,0374	1,0412	1,0346	1,0761	1,0755	1,0919
2025	12	458.618	378.215	665.249	44.917	44.917	44.917	33.712	1,0322	1,0478	1,0403	1,1078	1,0961	1,1261
2026	1	28.994	71.682	74.105	8.510	8.510	8.510	6.183	1,0133	1,0138	1,0129	1,0554	1,0572	1,0596
2026	2	65.024	96.980	122.371	11.317	11.317	11.317	8.595	1,0216	1,0210	1,0227	1,0885	1,0907	1,0945
2026	3	59.838	150.749	131.208	10.761	10.761	10.761	8.470	1,0215	1,0277	1,0243	1,0811	1,0811	1,0868
2026	4	123.088	167.066	205.488	13.334	13.334	13.334	10.046	1,0164	1,0195	1,0188	1,0768	1,0768	1,0846
2026	5	366.497	304.327	548.651	13.715	13.715	13.715	9.546	1,0239	1,0267	1,0262	1,1386	1,1388	1,1495
2026	6	257.772	207.786	406.877	26.619	26.619	26.619	20.913	1,0205	1,0203	1,0208	1,0763	1,0764	1,0818
2026	7	41.798	147.992	128.071	20.213	20.213	20.213	15.984	1,0184	1,0195	1,0178	1,0726	1,0726	1,0796
2026	8	386.426	311.824	582.025	52.765	52.765	52.765	39.901	1,0240	1,0341	1,0309	1,1082	1,1082	1,1079
2026	9	111.997	272.294	171.191	36.818	63.521	63.521	28.920	1,0227	1,0443	1,0363	1,1512	1,1408	1,1497
2026	10	276.722	365.400	453.730	29.271	29.271	29.271	15.775	1,0512	1,0671	1,0660	1,1000	1,0937	1,1193
2026	11	288.492	252.055	460.507	26.697	33.622	33.622	19.356	1,0379	1,0418	1,0350	1,0758	1,0752	1,0912
2026	12	458.587	427.085	694.856	45.061	45.061	45.061	33.594	1,0331	1,0489	1,0414	1,1068	1,0957	1,1249
2027	1	28.710	71.048	73.448	8.531	8.531	8.531	6.173	1,0135	1,0140	1,0130	1,0556	1,0575	1,0596
2027	2	64.229	96.271	120.763	11.437	11.437	11.437	8.676	1,0219	1,0213	1,0230	1,0884	1,0908	1,0943
2027	3	58.597	148.258	128.010	10.772	10.772	10.772	8.453	1,0221	1,0285	1,0250	1,0816	1,0817	1,0872
2027	4	120.070	162.834	200.581	13.253	13.253	13.253	9.928	1,0167	1,0199	1,0191	1,0766	1,0769	1,0843
2027	5	358.988	299.272	537.195	13.715	13.715	13.715	9.497	1,0242	1,0270	1,0265	1,1396	1,1400	1,1504
2027	6	255.295	205.525	402.811	26.661	26.661	26.661	20.916	1,0207	1,0205	1,0209	1,0764	1,0766	1,0817
2027	7	41.471	143.752	124.649	20.177	20.177	20.177	15.899	1,0189	1,0199	1,0182	1,0724	1,0732	1,0802
2027	8	378.922	297.589	564.034	52.906	52.906	52.906	39.907	1,0244	1,0348	1,0315	1,1051	1,1072	1,1071
2027	9	107.220	257.162	161.394	36.442	63.546	63.546	28.533	1,0232	1,0461	1,0376	1,1524	1,1434	1,1516
2027	10	268.990	350.321	440.000	29.284	29.284	29.284	15.633	1,0511	1,0670	1,0658	1,0985	1,0927	1,1173
2027	11	278.629	240.393	441.587	26.717	33.746	33.746	19.298	1,0388	1,0427	1,0357	1,0756	1,0751	1,0906
2027	12	451.996	414.525	683.589	44.906	44.906	44.906	33.330	1,0332	1,0493	1,0415	1,1063	1,0957	1,1243
2028	1	28.552	70.873	73.217	8.608	8.608	8.608	6.175	1,0136	1,0142	1,0132	1,0559	1,0578	1,0598
2028	2	63.956	95.050	120.546	11.570	11.570	11.570	8.720	1,0222	1,0217	1,0233	1,0886	1,0910	1,0944
2028	3	58.972	148.772	128.398	10.848	10.848	10.848	8.462	1,0227	1,0293	1,0257	1,0822	1,0823	1,0878
2028	4	117.443	160.634	196.957	13.268	13.268	13.268	9.849	1,0171	1,0204	1,0196	1,0767	1,0771	1,0843
2028	5	352.771	296.779	528.755	13.843	13.843	13.843	9.502	1,0244	1,0273	1,0266	1,1407	1,1413	1,1514
2028	6	254.034	210.689	405.413	26.789	26.789	26.789	20.946	1,0208	1,0206	1,0211	1,0766	1,0767	1,0817
2028	7	41.278	143.800	123.955	20.264	20.264	20.264	15.884	1,0189	1,0200	1,0184	1,0730	1,0739	1,0806
2028	8	372.019	302.293	559.290	53.360	53.360	53.360	40.040	1,0244	1,0354	1,0317	1,1044	1,1076	1,1066
2028	9	106.336	262.189	162.357	36.362	64.377	64.377	28.343	1,0232	1,0464	1,0377	1,1515	1,1431	1,1510
2028	10	261.549	342.132	429.362	29.581	29.581	29.581	15.545	1,0517	1,0682	1,0668	1,0973	1,0919	1,1157
2028	11	271.601	240.133	433.547	26.908	34.173	34.173	19.296	1,0400	1,0441	1,0367	1,0764	1,0759	1,0918
2028	12	448.442	421.318	684.667	45.185	45.185	45.185	33.314	1,0333	1,0496	1,0417	1,1060	1,0958	1,1238

TABLA DE CONTENIDOS

1. INTRODUCCIÓN	10
2. ASPECTOS GENERALES DEL PROCESO	11
2.1 Objetivos.....	12
2.2 Antecedentes considerados	13
2.3 Componentes de costo del VAD	14
3. PROYECCIÓN DE DEMANDA Y DEMANDA DE DIMENSIONAMIENTO	16
3.1 Proyección de demanda.....	16
3.2 Demanda de dimensionamiento.....	16
4. COSTOS DE INVERSIÓN Y AJUSTE POR EFECTOS DEL IMPUESTO A LA RENTA	18
4.1 Dimensionamiento de las instalaciones eléctricas	18
4.1.1 Criterios generales	18
4.1.2 Normativas y estandarización de sistemas de distribución.....	19
4.1.3 Criterios de diseño y módulos constructivos	19
4.1.4 Metodología para el dimensionamiento de redes	19
4.1.5 Valorización de las instalaciones eléctricas de la empresa modelo	22
4.1.6 Resultado de dimensionamiento y costos de las instalaciones	22
4.2 Obras no construidas por la empresa de referencia	24
4.2.1 Obras originadas en desarrollos inmobiliarios	24
4.2.2 Consideración de las diferencias de costo en el cálculo tarifario	24
4.3 Sistemas de medida y monitoreo	25
4.3.1 Sistemas de monitoreo.....	25
4.3.2 Sistema de medidas para transferencias económicas.....	25
4.3.3 Sistema de medición, monitoreo y control	25
4.3.4 Campañas de medición.....	26
4.3.5 Resumen sistemas de medida y monitoreo	26
4.4 Bienes muebles e inmuebles	27
4.4.1 Dimensionamiento de inmuebles	27
4.4.2 Arriendo, compra y habilitación de edificios	27
4.4.3 Tecnologías de información	27
4.4.4 SCADA	28
4.4.5 Resumen bienes muebles e inmuebles	28
4.5 Resultados de costos de inversión y AEIR de la empresa modelo	31
5. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.....	32
5.1 Dimensionamiento de la dotación	32
5.1.1 Estructura organizacional	32
5.1.2 Dotaciones.....	33
5.1.3 Remuneraciones	34
5.2 O&M de las instalaciones eléctricas.....	35
5.2.1 Mantenimiento preventivo	35

5.2.2	Cuadrillas de guardia de emergencia.....	37
5.2.3	Otras actividades de mantenimiento	37
5.2.4	Costos incrementales asociados al cumplimiento de la calidad de suministro.....	38
5.3	O&M de los sistemas de medida y monitoreo.....	38
5.4	Servicios asociados.....	39
5.5	Costos óptimos de control de hurto.....	39
5.6	Resultados de costos de operación y mantenimiento de la empresa modelo.....	39
6.	COSTOS FIJOS INDEPENDIENTES DEL CONSUMO	40
6.1	Actividades de atención comercial y ventas (CEXAV).....	40
6.1.1	Atención comercial presencial.....	40
6.1.2	Atención telefónica	40
6.1.3	Otros canales de atención de clientes	41
6.1.4	Costos de comunicaciones en unidades de medida del SMMC	41
6.2	Costos asociados al ciclo comercial (CEXLM y CEXFC).....	41
6.2.1	Lectura y reparto	41
6.2.2	Facturación	41
6.2.3	Recaudación.....	41
6.2.4	Cobranza y otros costos para la reducción de incobrables	42
6.3	Resumen de costos fijos independientes del consumo	42
7.	PÉRDIDAS MEDIAS DE ENERGÍA Y POTENCIA	44
7.1	Pérdidas técnicas	44
7.2	Pérdidas no técnicas	44
7.3	Incobrables	44
7.4	Resultados de pérdidas medias de energía y potencia	45
8.	VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN.....	46
8.1	Costos estándares de inversión, operación y mantenimiento asociados a la distribución	46
8.2	Costo fijo por concepto de gastos de administración, facturación y atención de usuarios	48
8.3	Factores de expansión de pérdidas medias de distribución en potencia y energía	50
9.	COEFICIENTES Y FÓRMULAS DE INDEXACIÓN DE LOS VALORES AGREGADOS.....	52

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2-1: Empresa de referencia de cada ATD.....	12
Tabla 4-1: Clasificación general de redes de la empresa modelo.	18
Tabla 4-2: Dimensionamiento VNR red base de instalaciones eléctricas.	23
Tabla 4-3: Dimensionamiento VNR incremental para calidad de suministro.....	23
Tabla 4-4: Resultados de aVI del dimensionamiento de las instalaciones eléctricas.....	23
Tabla 4-5: Resultados del AEIR del dimensionamiento de las instalaciones eléctricas.....	24
Tabla 4-6: Ajuste en aVI por obras no construidas por la empresa de referencia.....	25

Tabla 4-7: Ajuste en AEIR por obras no construidas por la empresa de referencia.....	25
Tabla 4-8: Resultados de aVI de sistemas de medida y monitoreo.....	26
Tabla 4-9: Resultados de AEIR de sistemas de medida y monitoreo.....	26
Tabla 4-10: Resultados de aVI de bienes muebles e inmuebles.	29
Tabla 4-11: Resultados de AEIR de bienes muebles e inmuebles.	30
Tabla 4-12: aVI total de las instalaciones de la empresa modelo.....	31
Tabla 4-13: AEIR total de las instalaciones de la empresa modelo.....	31
Tabla 5-1: Resultados del dimensionamiento de las componentes de gasto.....	39
Tabla 6-1: Resumen de costos fijos.	43
Tabla 7-1: Hurto residual para el año base y para el horizonte de tarificación.....	44
Tabla 7-2: Incobrables considerados en la empresa modelo.	45
Tabla 8-1: Valores agregados de distribución.....	47
Tabla 8-2: Costos fijos por tipo de lectura a clientes.	49
Tabla 8-3: Factores de expansión de pérdidas.....	51
Tabla 9-1: Asignación de costos a índices de precios.....	54
Tabla 9-2: Valores base de los indexadores económicos.	54
Tabla 9-3: Indexadores de las componentes del valor agregado de distribución.....	55
Tabla 9-4: Indexadores de las componentes del costo fijo.....	56

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Sin perjuicio de las definiciones establecidas por la normativa vigente, para efectos del presente Informe Técnico Preliminar y sus anexos, las siguientes abreviaturas tendrán el significado que a continuación se indica:

1. AEIR : Ajustes por efectos del impuesto a la renta.
2. ANSI : American National Standards Institute.
3. AT : Alta tensión, con uso indistinto para media tensión.
4. ATD : Área típica de distribución
5. aVI : Anualidad de valorización de inversiones.
6. aVNR : Anualidad del valor nuevo de reemplazo.
7. BMI : Bienes muebles e inmuebles.
8. BSI : British Standards Institution.
9. BT : Baja tensión.
10. CENELEC : European Committee for Electrotechnical Standardization.
11. CF : Costos fijos independientes del consumo.
12. CFD : Costo fijo para medidores de energía y demanda máxima.
13. CFE : Costo fijo para medidores simple de energía.
14. CFH : Costo fijo para medidores de energía y demanda horaria.
15. CFU : Costo fijo para medidores que son parte del sistema de medida, monitoreo y control.
16. CMAT-A : Costos estándares de mantenimiento de red en alta tensión aérea.
17. CMAT-S : Costos estándares de mantenimiento de red en alta tensión subterránea.
18. CMBT-A : Costos estándares de mantenimiento de red en baja tensión aérea.
19. CMBT-S : Costos estándares de mantenimiento de red en baja tensión subterránea.
20. CMSGC : Costos estándares de mantenimiento asociados al Sistema de Gestión y Calidad de los Sistemas de Medida, Monitoreo y Control a que se refiere la Norma Técnica de Calidad y Servicio para Sistemas de Distribución.
21. COAT-A : Costos estándares de operación de red en alta tensión aérea.
22. COAT-S : Costos estándares de operación de red alta tensión subterránea.
23. COBT-A : Costos estándares de operación de red baja tensión aérea.
24. COBT-S : Costos estándares de operación de red baja tensión subterránea.
25. COMA : Costos de operación, mantenimiento y administración.
26. Comisión : Comisión Nacional de Energía.
27. Coordinador : Coordinador Eléctrico Nacional.
28. COSGC : Costos estándares de operación asociados al Sistema de Gestión y Calidad de los Sistemas de Medida, Monitoreo y Control a que se refiere la Norma Técnica de Calidad y Servicio para Sistemas de Distribución.

29.	COYM	: Costos de operación y mantenimiento.
30.	DIN	: Deutsches Institut für Normung.
31.	FIC	: Frecuencia de Interrupciones a Clientes.
32.	HH	: Horas persona de trabajo.
33.	IEC	: International Electrotechnical Commission.
34.	IEEE	: Institute of Electrical and Electronics Engineers.
35.	kV	: Kilovolt.
36.	kVA	: Kilo volt-ampere.
37.	kVA _r	: Kilo volt-ampere reactivo.
38.	kW	: Kilowatt.
39.	kWh	: Kilowatt-hora.
40.	MEN	: Ministerio de Energía.
41.	MT	: Media tensión.
42.	NTD	: Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.
43.	NTSyCS	: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
44.	O&M	: Operación y mantenimiento.
45.	PMEA	: Factor de expansión de pérdidas de energía en los sistemas de distribución de alta tensión
46.	PMEB	: Factor de expansión de pérdidas de energía en los sistemas de distribución de baja tensión.
47.	PMPAD	: Factor de expansión de pérdidas de potencia en horas de máxima utilización de los sistemas de distribución de alta tensión.
48.	PMPAG	: Factor de expansión de pérdidas de potencia en los sistemas de distribución en alta tensión en horas punta de generación.
49.	PMPBD	: Factor de expansión de pérdidas de potencia en horas de máxima utilización de los sistemas de distribución de baja tensión.
50.	PMPBG	: Factor de expansión de pérdidas de potencia en los sistemas de distribución en baja tensión en horas punta de generación.
51.	SAIDI	: Tiempo medio de interrupción por Cliente (en inglés, <i>System Average Interruption Frequency Index</i>).
52.	SAIFI	: Frecuencia media de interrupciones por Cliente (en inglés, <i>System Average Interruption Frequency Index</i>).
53.	SD	: Sistema de distribución.
54.	SEC	: Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
55.	SGC	: Sistema de Gestión y Calidad a que se refiere la Norma Técnica de Calidad y Servicio para Sistemas de Distribución.
56.	SMMC	: Sistemas de Medición, Monitoreo y Control definidos en la Norma Técnica de Calidad y Servicio para Sistemas de Distribución y en el Anexo Técnico de Sistemas de Medición, Monitoreo y Control.
57.	SSAA	: Servicios asociados.
58.	TI	: Tecnologías de la Información.
59.	TIC	: Tiempo de Interrupciones a Clientes.
60.	TTDD	: Transformadores de distribución.

- | | | | |
|-----|---------|---|--|
| 61. | UM | : | Unidad de medida. |
| 62. | VAD | : | Valor agregado de distribución. |
| 63. | VADAT | : | Valor agregado por costos de distribución de alta tensión. |
| 64. | VADBT | : | Valor agregado por costos de distribución de baja tensión. |
| 65. | VADSD | : | Valor agregado por costos de distribución equivalente al sistema de distribución. |
| 66. | VE | : | Vehículos eléctricos. |
| 67. | VNR | : | Valor nuevo de reemplazo. |
| 68. | VNRAT-A | : | Costos estándares de inversión de la red en alta tensión de distribución aérea. |
| 69. | VNRAT-S | : | Costos estándares de inversión de la red en alta tensión de distribución subterránea. |
| 70. | VNRBT-A | : | Costos estándares de inversión de la red en baja tensión de distribución aérea. |
| 71. | VNRBT-S | : | Costos estándares de inversión de la red en baja tensión de distribución subterránea. |
| 72. | VNR-SGC | : | Costos estándares de inversión asociados a los Sistemas de Gestión de Calidad de los Sistemas de Medida, Monitoreo y Control a que se refiere la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución. |

1. INTRODUCCIÓN

El presente documento corresponde al Informe Técnico Preliminar, el cual recoge los criterios y consideraciones que sustentan el proceso de cálculo de las componentes del valor agregado de distribución correspondiente al cuatrienio noviembre de 2024 – noviembre de 2028, y que la Comisión Nacional de Energía debe emitir conforme a lo dispuesto en los artículos 182°, 183° y 183 bis de la LGSE. Asimismo, considera los preceptos introducidos por la Ley N°21.194 en la LGSE, que rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica.

El presente informe fue desarrollado sobre la base del estudio de costos (en adelante, el “**Estudio**”), elaborado por el consultor INECON. El Estudio y sus anexos se encuentran publicados en la página web de esta Comisión². El Estudio fue objeto de revisión, tanto de sus antecedentes como de las metodologías propuestas en él, a partir de lo cual se efectuaron correcciones y adecuaciones a los resultados. Cabe señalar que se consideraron otros antecedentes que la Comisión tuvo a disposición, provenientes de fuentes de información pública, como información de la SEC, además de estudios de apoyo contratados por la Comisión para este proceso.

Este informe se divide en los siguientes ocho capítulos:

1. Aspectos generales del proceso.
2. Proyección de demanda y demanda de dimensionamiento.
3. Costos de inversión y ajuste por efectos del impuesto a la renta.
4. Costos de operación y mantenimiento.
5. Costos fijos independientes del consumo.
6. Pérdidas medias de energía y potencia.
7. Valor agregado de distribución.
8. Coeficientes y fórmulas de indexación de los valores agregados.

Además, se acompañan los Anexos 2, 3, 4, 5, 7 y 8, que complementan los contenidos del presente informe mediante antecedentes metodológicos, bases de cálculo, parámetros y resultados de apoyo. Sin perjuicio de lo anterior, el Anexo 1, junto con otros archivos de las carpetas restantes, no forma parte del cuerpo de anexos, pues contiene información confidencial sobre las empresas de referencia. Dicho material se utilizó única y exclusivamente para la construcción de parámetros y validación técnica del Estudio y este informe, permaneciendo resguardado en los respectivos expedientes administrativos, los cuales son de acceso restringido, a fin de asegurar trazabilidad metodológica sin comprometer información confidencial o comercialmente sensible.

² Disponible en el sitio web de la Comisión <https://www.cne.cl/tarifacion/electrica/valor-agregado-de-distribucion/vad-2024-2028/> sección “ESTUDIO DE COSTOS AL QUE SE REFIERE EL ARTÍCULO 183° DEL DFL N°4/06”.

Av. Libertador Bernardo O'Higgins 1449 Stgo. Downtown IV – Piso 13° – Santiago – Chile - FONO (56-2) 2797 2612 - FAX (56-2) 797 2627 - WEB <http://www.cne.cl>

2. ASPECTOS GENERALES DEL PROCESO

Conforme a lo establecido en el artículo 181° de la Ley, los precios a nivel de distribución deben considerar, además de otros componentes, el valor agregado por concepto de costos de distribución. Por su parte, el artículo 182° de la Ley establece que el valor agregado por concepto de costos de distribución se basará en empresas modelo y considerará:

- Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independientes de su consumo;
- Pérdidas medias de distribución en potencia y energía; y
- Costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calcularán considerando el valor nuevo de reemplazo de las instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil y una tasa de actualización de acuerdo con lo establecido en el artículo 182 bis de la Ley.

De acuerdo con lo establecido por el artículo 183° de la Ley, las componentes de costos anteriormente señaladas deben ser calculadas para un determinado número de ATD fijadas por esta Comisión. Dicho cálculo se debe realizar sobre la base de un estudio de costos encargado a una empresa consultora por la Comisión. Por su parte, el estudio de costos debe basarse en un supuesto de eficiencia en la política de inversiones y en la gestión de una empresa distribuidora operando en el país, conforme a los procedimientos previstos en la Ley.

Para efectos del presente informe, la empresa modelo será entendida como aquella diseñada óptima y eficientemente para prestar exclusivamente el servicio público de distribución dentro o fuera de la zona de concesión de la empresa de referencia correspondiente y que, además, satisface cada una de las siguientes condiciones:

- Que cumple con la normativa vigente al momento de inicio del estudio³;
- Que sus instalaciones se encuentran económicamente adaptadas a la demanda durante el horizonte de planificación, considerando solo las holguras basadas en indivisibilidades del tipo técnicas y económicas señaladas en la Resolución Exenta N°221 de esta Comisión, de 29 de mayo de 2023, que aprueba Bases Técnicas Definitivas para el “Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, cuatrienio noviembre 2024 – noviembre 2028” y del “Estudio de costos de los servicios no consistentes en suministros de energía, asociados a la Distribución Eléctrica” (en adelante, las “**Bases**”);
- Que es eficiente en su política de inversiones y gestión; y
- Que opera en Chile.

El supuesto de eficiencia antes indicado, conforme con lo establecido en el artículo 183° de la Ley y en las Bases, debe tener en consideración las restricciones que enfrenta la empresa distribuidora real de referencia.

Para los efectos de este informe, las ATD consideradas son aquellas fijadas por esta Comisión mediante Resolución Exenta N°589, de 27 de julio de 2022, que fija Áreas Típicas para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución cuatrienio noviembre 2024 – noviembre 2028.

³ Conforme a lo establecido en las Bases, se consideró la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución fijada mediante Resolución Exenta N°210, de 26 de abril de 2024, en adelante, NTD.

Av. Libertador Bernardo O'Higgins 1449 Stgo. Downtown IV – Piso 13° – Santiago – Chile - FONOS (56-2) 2797 2612 - FAX (56-2) 797 2627 - WEB <http://www.cne.cl>

En virtud de lo anterior, las empresas distribuidoras consideradas como antecedente para el diseño de las empresas modelo en cada ATD (en adelante, las “**empresas de referencia**”) son las siguientes.

Tabla 2-1: Empresa de referencia de cada ATD.

ATD	Empresa de referencia	Siglas
1	Enel Distribución Chile S.A.	ENEL
2	Compañía General de Electricidad S.A.	CGE
3	Chilquinta Energía S.A.	CHILQUINTA
4	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA
5	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL
6	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSÉN
7	Empresa Eléctrica Puente Alto S.A.	EEPA
8	Cooperativa Rural Eléctrica Río Bueno Ltda.	COOPREL
9	Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Curicó Ltda.	CEC
10	Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda.	COPELEC
11	Cooperativa Regional Eléctrica de Llanquihue Ltda.	CRELL
12	Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Charrúa Ltda.	COELCHA

El Estudio fue adjudicado al Consultor mediante Resolución Exenta N°515 de la Comisión, de 26 de octubre de 2023, y fue ejecutado y supervisado por un comité integrado por cinco representantes de las empresas concesionarias (cuatro con derecho a voz y voto, y uno con derecho a voz), dos representantes del Ministerio de Energía y dos representantes de la Comisión, siendo uno de los representante de la Comisión quien presidió el referido comité, conforme a lo establecido en la Resolución Exenta N°535 de esta Comisión, de 7 de noviembre de 2023, que establece procedimiento para la constitución y funcionamiento del comité del estudio de costos establecido en el inciso 13 del artículo 183° bis de la Ley (en adelante, el “**Comité**”).

El informe final definitivo del Estudio del Consultor, en su versión N°3, fue entregado a esta Comisión el 22 de julio de 2025, y recibido conforme por parte del Comité el 5 de septiembre de 2025, hito a partir del cual se contabilizan los tres meses para el desarrollo del informe técnico preliminar de la Comisión, según señala el artículo 183° bis de la LGSE. Así, la Comisión emitió la Resolución N°626/2025, que aprueba el Informe Técnico Preliminar del Cálculo de las componentes del valor Agregado de Distribución, cuatrienio noviembre 2024 – noviembre 2028, y en la cual se consignó un plazo de veinte días hábiles para la presentación de observaciones, el cual fue posteriormente extendido en diez días hábiles adicionales.

Durante dicho período, las empresas concesionarias de distribución formularon observaciones y aportaron nuevos antecedentes y correcciones de información previamente entregada, los que evidenciaron la necesidad de efectuar ajustes, precisiones y actualizaciones a los resultados contenidos en el informe aprobado mediante la Resolución Exenta N°626/2025. En atención a lo anterior, dicha resolución fue dejada sin efecto y tales modificaciones fueron incorporadas en la presente versión del Informe Técnico Preliminar.

2.1 Objetivos

El objetivo del presente Informe Técnico Preliminar es determinar las componentes del VAD basado en una empresa modelo, la cual considera:

- Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independientes de su consumo;
- Pérdidas medias de distribución en potencia y energía; y
- Costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calcularán considerando el VNR de las instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil y una tasa de actualización de acuerdo con lo establecido en el artículo 182° bis de la Ley.

Por su parte, este informe considera en el supuesto de eficiencia de la empresa modelo las siguientes restricciones:

- Las leyes, reglamentos y normas técnicas, incluidos todos los pliegos técnicos, entre otros, vigentes al momento de inicio del estudio;
- Los mismos clientes y consumos de la empresa de referencia sean éstos regulados, otras distribuidoras, libres propios o de terceros, que hacen uso de las instalaciones de distribución de la empresa de referencia;
- La distribución de los clientes en cuanto a localización y demanda, así como la normativa que la empresa deba cumplir para prestar el servicio público de distribución. En particular, el cumplimiento de los niveles de seguridad y calidad que la normativa técnica exija;
- Las condiciones geográficas, climáticas y demográficas de la zona, así como la clasificación par comuna-empresa establecidas por la norma técnica;
- El trazado de calles y caminos para el desarrollo de las redes, y los obstáculos físicos para el mismo;
- La velocidad de penetración de nuevas tecnologías para la materialización de la red de distribución;
- La consideración de cambios normativos en estándares de calidad del servicio que puedan incidir en inversiones relevantes; y
- La consideración de existencia de vegetación, su interacción con las redes y las actividades para su control.

2.2 Antecedentes considerados

En el desarrollo del presente Informe Técnico Preliminar se tuvieron en consideración los siguientes antecedentes:

- Antecedentes presentados por las empresas de referencia con motivo del desarrollo del estudio del Valor Agregado de Distribución cuadrienio noviembre 2020 – noviembre 2024.
- Resolución Exenta N°589 de la Comisión, de fecha 27 de julio de 2022, que rectifica Resolución Exenta N°499 de la Comisión, de 30 de junio de 2022, que fija Áreas Típicas para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución cuadrienio noviembre 2024 – noviembre 2028, por la razón que indica y aprueba texto refundido del “Informe Técnico Metodología y Definición de las Áreas Típicas de Distribución”.
- “Informe Final – Metodología de cálculo para la tasa de actualización de una empresa modelo de Distribución Eléctrica”, de Inversiones Maquieira Caro Ltda. (ATAINVER), de fecha 30 de agosto de 2022.
- “Bases para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, Cuadrienio noviembre 2024 – 2028”, aprobadas mediante Resolución Exenta N° 221 de la Comisión, de fecha 29 de mayo de 2023.

- Resolución Exenta N°222 de la Comisión, de fecha 29 de mayo de 2023, que tiene por formalizadas las bases técnicas y administrativas definitivas, de conformidad a lo dispuesto en el inciso duodécimo del artículo 183° bis de la Ley.
- Resolución Exenta N°20870 de la SEC, de fecha 08 de enero de 2025, que modifica Resolución Exenta N°25969 que fija Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de distribución de las empresas concesionarias de distribución eléctrica del año 2023, incorporando dictámenes del H. Panel de Expertos (en adelante, el “**VNR SEC**”).
- Oficio Ordinario N°215794 de fecha 11 de marzo de 2024 y Oficio Ordinario N°283236 de fecha 15 de mayo de 2025, ambos de la SEC, que respaldan cálculos asociados a la fijación del VNR SEC.
- Informe Final Definitivo, en su versión N°3, del “Estudio de Cálculo de los Componentes del Valor Agregado de Distribución”, desarrollado por el Consultor.
- Antecedentes complementarios presentados por las empresas de referencia en la etapa de revisión de observaciones al Estudio del Consultor.
- Antecedentes presentados por las empresas de referencia con motivo del desarrollo del informe técnico de la Comisión y solicitados mediante Oficios Ordinarios N°396, N°397, N°398, N°399, N°400, N°401, N°402, N°403, N°404 y N°405, todos de fecha 20 de mayo de 2025.
- Informe Definitivo del “Estudio de configuraciones óptimas de vanos de redes de distribución”, ID Licitación 610-5-LE25, de Ohmio Energía, de fecha 18 de agosto de 2025 (en adelante, “**Estudio de Vanos**”).
- Informes N°2 y N°3 del “Estudio de apoyo para la determinación de los Costos anuales de Operación, Mantenimiento y Administración para el Proceso de Valor Agregado de Distribución 2024-2028”, ID Licitación 610-9-LE25, de Ohmio Energía, de fecha 18 de agosto de 2025 y 23 de diciembre de 2025, respectivamente (en adelante, “**Estudio de COMA**”).
- Antecedentes presentados por las empresas con ocasión de las observaciones al Informe Técnico Preliminar aprobado mediante Resolución N°626/2025.

2.3 Componentes de costo del VAD

La determinación del valor agregado por concepto de costos de distribución se realizó sobre la base del cálculo de las siguientes componentes:

- Costos fijos:
 - Costos fijos independientes del consumo;
 - Costos fijos por concepto de gastos de administración;
 - Costos fijos por concepto de atención de facturación; y
 - Costos fijos por concepto de atención del usuario;
- Pérdidas medias de distribución en potencia y energía;
- Costos estándares de inversión, operación y mantenimiento:
 - Costos estándares de inversión en redes aéreas y subterráneas, tanto en alta como en baja tensión, VNR, vida útil y tasa de actualización del 6% después de impuestos;
 - Costos estándares de operación para redes aéreas y subterráneas, tanto en alta como en baja tensión;
 - Costos estándares de mantenimiento para redes aéreas y subterráneas, tanto en alta como en baja tensión; y

- Costos estándares de inversión, operación y mantenimiento asociados a los SGC de los SMMC, conforme a la NTD;
- Ajustes por efecto de impuesto a la renta:
 - Ajuste por efecto de impuesto a la renta a los costos de inversión en redes aéreas y subterráneas, tanto en alta como en baja tensión;
 - Ajuste por efecto de impuesto a la renta a los costos de inversión asociados al SGC de los SMMC.

Con los resultados obtenidos para los costos de la empresa modelo de cada ATD y la tasa de descuento a la que se refiere el artículo 182° de la Ley, se estructuraron los correspondientes valores agregados por concepto de costos de distribución a partir del año base (2022) y para cada uno de los años del horizonte de tarificación, correspondiente al período noviembre 2024 a octubre 2028, ambos inclusive, los que, para efectos de cálculo, se expresan en valores anuales completos para los años 2024 a 2028, acompañados por sus respectivas fórmulas de indexación.

3. PROYECCIÓN DE DEMANDA Y DEMANDA DE DIMENSIONAMIENTO

La proyección de demanda y la demanda de dimensionamiento permiten determinar la cantidad de clientes y energía a las que se verá enfrentada la red de la empresa modelo en cada año del horizonte de planificación. A continuación, se detallan las metodologías involucradas en el cálculo de dichos conceptos.

3.1 Proyección de demanda

La metodología empleada para la proyección de demanda corresponde a la misma utilizada por el Consultor en su Estudio. Dicha metodología contempló dos etapas: una proyección comunal y global elaborada en base a modelos econométricos, empleando la información proporcionada por las empresas de referencia; y una proyección en subzonas, que consideró un análisis territorial estimando los potenciales crecimientos de población y uso de suelo para las empresas de referencia, detectando áreas de densificación y zonas de una posible futura ocupación. Se consideran tanto el área urbana o bien hacia espacios periféricos tanto en el corto, mediano y largo plazo.

Por otra parte, la metodología también contempló una estimación de la demanda oculta asociada a los clientes con autogeneración, quienes se autoabastecen parcial o totalmente y cuyos autoconsumos no quedan reflejados en los medidores de las empresas de distribución. Asimismo, también se realizó una proyección de la demanda asociada a la electromovilidad, consistente en lo siguiente:

- i) Proyección de VE por comuna.
- ii) Proyección del consumo eléctrico de VE por comuna.
- iii) Proyección de consumos en electrolineras.
- iv) Proyección de consumos eléctricos de buses del sistema de transporte público.

Los resultados y planillas asociadas al cálculo de la proyección de demanda se adjuntan en el Anexo 2 del presente Informe Técnico Preliminar.

3.2 Demanda de dimensionamiento

Para el cálculo de la demanda de dimensionamiento se tuvo en cuenta la proyección de demanda antes señalada, la proyección de hurto de la sección 7.2 y los factores de carga, así como también la metodología de recorrido de redes descrita por el Consultor en su Estudio.

Los factores de carga determinados fueron: los de clientes en media y baja tensión, y los coincidentes con la demanda máxima del sistema de distribución y la demanda máxima en horas punta de generación, tanto en alta como baja tensión. Dichos factores fueron calculados usando la misma metodología del Consultor, exceptuando el filtrado de valores inexistentes y nulos que, para efectos del presente informe, fueron considerados nulos. Los antecedentes utilizados consideran los anexos provistos por las empresas de referencia y la información de la que dispone esta Comisión.

De este modo se obtuvo una demanda de dimensionamiento para cada uno de los elementos que componen el sistema de distribución de la empresa modelo. Dicha demanda contempla tanto la potencia de los clientes conectados como las pérdidas de los elementos aguas abajo.

Los resultados y planillas asociadas al cálculo de la demanda de dimensionamiento y los factores de carga se adjuntan en el Anexo 3-1 del presente informe.

4. COSTOS DE INVERSIÓN Y AJUSTE POR EFECTOS DEL IMPUESTO A LA RENTA

En el presente capítulo se describe la metodología y antecedentes considerados para el dimensionamiento de las inversiones de la empresa modelo en instalaciones eléctricas, sistemas de medición, monitoreo y control, y bienes muebles e inmuebles, en conformidad con lo establecido en la normativa vigente.

En general, la metodología y los criterios para la determinación de los costos de inversión y ajustes por efectos del impuesto a la renta provienen del Estudio del Consultor, los cuales fueron complementados con lineamientos propios de la Comisión, según se detalla a continuación.

4.1 Dimensionamiento de las instalaciones eléctricas

El dimensionamiento de las instalaciones eléctricas de la empresa modelo se realizó bajo un esquema de diseño óptimo. A continuación, se exponen los criterios generales de diseño y normativos utilizados, así como la metodología y los resultados monetarios obtenidos para el dimensionamiento de las instalaciones eléctricas de la empresa modelo.

4.1.1 Criterios generales

El dimensionamiento de las instalaciones eléctricas de la empresa modelo fue realizado mediante el uso de módulos estándares de diseño, determinados para cumplir las exigencias normativas y las características técnicas requeridas por cada ATD.

Para la construcción de los módulos señalados y representar adecuadamente la red eléctrica de la empresa modelo, se realizó una segmentación general de las instalaciones por tipo de zona, tal y como se muestra en la Tabla 4-1.

Tabla 4-1: Clasificación general de redes de la empresa modelo.

Clasificación	Opciones
Zona	Urbano, Rural
Tipo de red	MT Aérea, MT Subterránea, BT Aérea, BT subterránea

La clasificación por zona se efectuó en base a la densidad de clientes por kilómetro de red de cada combinación comuna – empresa establecida en el anexo de clasificación de redes de la NTD. Particularmente, se clasificaron como urbanas aquellas zonas contenidas en comunas con densidad alta o media, y como rurales aquellas zonas contenidas en comunas con densidad baja, muy baja o extremadamente baja.

Cabe mencionar que, además de las clasificaciones generales expuestas en la Tabla 4-1 anterior, se consideraron módulos constructivos que responden a algunas características geográficas particulares, tales como la contaminación salina en zonas costeras (emplazamientos ubicados hasta a 10 km de distancia del borde costero) o la mayor frecuencia de rayos en zonas sobre los 1.000 m.s.n.m. En las primeras solo se diseñaron módulos asociados a conductores que se encuentran preparados para poder operar en este tipo de sectores, mientras que para las zonas de gran altura se consideraron módulos de conductores desnudos con cable de guardia (además de redes protegidas), para brindar protección adicional.

4.1.2 Normativas y estandarización de sistemas de distribución

Las instalaciones eléctricas de la empresa modelo se diseñaron según lo establecido en la normativa nacional aplicable a redes de distribución vigentes al momento del inicio del estudio, tales como la NTSyCS y el reglamento de seguridad de las instalaciones eléctricas destinadas a la producción, transporte, prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento y distribución de energía eléctrica (Pliegos técnicos RPTD del 1 al 17, aprobados mediante Decreto N°109 de 2017 del Ministerio de Energía). Sin perjuicio de lo anterior, y de acuerdo con las Bases, se considera la NTD aprobada mediante Resolución Exenta CNE N°210, de 26 de abril de 2024.

Asimismo, en ausencia de disposiciones nacionales, se tomaron en consideración estandarizaciones internacionales tales como ANSI, BSI, CENELEC, DIN, IEC e IEEE.

4.1.3 Criterios de diseño y módulos constructivos

El presente Informe Técnico Preliminar adoptó aquellos criterios de diseño definidos por el Consultor en su respectivo Estudio para los elementos constructivos de redes de distribución que a continuación se indican:

- Redes de media y baja tensión, aéreas y subterráneas: Tipos de conductores, tipos de aisladores, cámaras y canalizaciones.
- Transformadores de distribución.
- Equipos de operación, protección y maniobra en AT.
- Sistemas de puesta a tierra.
- Equipos de compensación, regulación de tensión y pararrayos.

Por su parte, las alternativas de postación y distancias entre postes (vanos), fueron determinadas a partir de información de la empresa, en el caso de zonas clasificadas como urbanas, y modelos de cálculo propios, teniendo como antecedente el Estudio de Vanos, en las zonas clasificadas como rurales. En el caso de estas últimas zonas, se determinaron configuraciones a partir de condiciones geográficas y meteorológicas propias de cada zona, además de criterios de diseños de redes de distribución definidos en la normativa nacional (pliegos técnicos RPTD) e internacional. La modelación y resultados de vanos y postación obtenidos pueden ser consultados en el Anexo 3-4.

En función de lo anterior, se obtuvieron módulos estándares de diseño, cuyo detalle puede ser consultado en los Anexos 3-2 y 3-4 del presente informe. Conforme a lo definido en las Bases, estos módulos fueron estructurados de manera de representar adecuadamente las redes de distribución de la empresa modelo.

4.1.4 Metodología para el dimensionamiento de redes

Las instalaciones de la empresa modelo se construyeron siguiendo el mismo proceso de diseño óptimo de redes de distribución BT y AT empleado por el Consultor en su Estudio. Dicha metodología, en concordancia con las Bases, consideró como objetivo la minimización de los costos totales de una empresa modelo que comienza de cero y con un horizonte de planificación de 15 años. Adicionalmente, el diseño de la empresa modelo contempló la normativa vigente, el uso de materiales de nueva tecnología y las prácticas actuales de la ingeniería de proyectos, además de restricciones geográficas, climáticas y demográficas.

La metodología empleada constó de dos etapas: en la primera, se efectuó un dimensionamiento base que consideró todas las inversiones necesarias para abastecer eficientemente a los clientes de la empresa de referencia, conforme a los criterios y restricciones definidas por la normativa y las Bases. Dicho dimensionamiento podía resultar consistente con las exigencias de calidad de suministro establecidas en la NTD, pero sin que su cumplimiento fuese verificado ni exigido como condición vinculante en esta etapa; en la segunda etapa, se dimensionaron las inversiones adicionales eficientes que resultaron necesarias para el cumplimiento de las exigencias establecidas en la NTD.

4.1.4.1 Dimensionamiento eficiente de la red base

El proceso de diseño eficiente de la red base del sistema de distribución está conformado por las siguientes etapas:

1. Preprocesamiento de la información.
2. Diseño eficiente del sistema de distribución BT:
 - Ubicación y cantidad inicial de transformadores.
 - Trazado de la red BT.
 - Reubicación de transformadores para minimizar desequilibrios de carga.
 - Selección de módulos estándares de diseño para el sistema de distribución BT de la empresa modelo.
 - Regulación de voltaje de la red BT (flujo de potencia).
3. Diseño eficiente del sistema de distribución AT:
 - Trazado de la red AT (alimentadores).
 - Selección de módulos estándares de diseño para el sistema de distribución AT de la empresa modelo.
 - Regulación de voltaje de la red AT (flujo de potencia).
4. Optimización de la red de distribución:
 - Determinación de la cantidad y ubicación óptimas de los TTDD.
 - Selección del nivel óptimo de tensión.

Por otra parte, y en concordancia con lo establecido en las Bases, el proceso definido en los numerales precedentes consideró, entre otros, los siguientes datos de entrada:

- i. Ubicación de clientes y proyección de demanda respectiva.
- ii. Información geográfica y técnica de los puntos de inyección.
- iii. Información georreferenciada de la red vial (incluyendo información de la densidad, zonas geográficas, nivel de vegetación, cruces, etc.).
- iv. Módulos estándares de diseño asociados a los transformadores de distribución, diferenciando según sus distintas propiedades técnicas (capacidad, número de fases, voltaje nominal en el lado de alta tensión, disposición aérea, subterránea u otra).
- v. Módulos estándares de diseño asociados a los conductores, diferenciando según sus distintas propiedades técnicas (capacidad, número de fases, tipo de material del conductor, tipo de protección, disposición aérea, subterránea u otra).
- vi. Otros módulos estándares de diseño complementarios, tales como los de canalización de redes y los de bajadas para traspasos entre redes subterráneas y aéreas, junto con sus correspondientes características técnicas y constructivas.
- vii. Información para la evaluación económica de las pérdidas técnicas: precios de compra de energía y potencia, datos técnicos de transformadores (pérdidas fijas y variables a

capacidad nominal), de conductores (resistencia y reactancia) y de otros elementos de la red, tales como fusibles y aisladores.

En el caso particular de la ATD 6 y con objeto de evitar una doble contabilización de las instalaciones de distribución pertenecientes a los sistemas eléctricos a que se refieren los artículos 107° y siguientes de la Ley, se excluyó la valorización de las líneas MT indicadas en la Resolución Exenta N°203 de la Comisión, de 25 de abril de 2025, que aprueba Informe Técnico Definitivo del Estudio de Planificación y Tarificación de los sistemas medianos de Aysén, Palena, General Carrera y Puerto Cisnes, cuatrienio 2022 – 2026.

A partir del proceso de optimización antes descrito, se obtuvieron como salida, para cada año del horizonte de planificación y cada ATD, los siguientes resultados:

- Cantidad y trazado de redes de AT y BT, junto con su ubicación georreferenciada y las especificaciones técnicas de las instalaciones eléctricas resultantes del proceso de optimización.
- Cantidad, características técnicas y ubicación georreferenciada de los transformadores de distribución y de los equipos de compensación.

En cada etapa del procedimiento descrito se realizó la evaluación de los costos totales de largo plazo, considerando todas las partidas de costos asociadas a los elementos de la red, tales como inversión, operación, mantenimiento, pérdidas eléctricas, depreciación y valor residual. Los resultados del procedimiento anterior se encuentran en el Anexo 3-8 del presente Informe Técnico Preliminar.

4.1.4.2 Cumplimiento de la calidad de suministro

El diseño de la empresa modelo se realizó según las definiciones establecidas en la Ley, en la normativa vigente y en las Bases. En este contexto, el presente Informe Técnico Preliminar considera la metodología definida en el Estudio del Consultor, la cual contempla la evaluación del cumplimiento de las exigencias de calidad de suministro establecidas en la NTD.

Dicha metodología fue aplicada en forma íntegra, con excepción de los siguientes aspectos:

- En lo relativo a la incorporación de compensaciones en los costos de la empresa modelo, el presente Informe Técnico Preliminar no incorporó dichas partidas, por cuanto estas no se vinculan a incumplimientos de la NTD, sino que responden exclusivamente a lo dispuesto en el Artículo 16B de la Ley N°18.410.
- Respecto a la modelación de fallas, se consideraron las 36 causales de falla definidas por la SEC mediante Resolución Exenta SEC N°27.017, de 31 de diciembre de 2018, según se señala en el documento “Minuta Cálculo de tasas y tiempos de falla VAD-ITP.docx”, contenido en el Anexo 3-3 del presente informe.

Por su parte, la metodología utilizada para la verificación del cumplimiento de la calidad de suministro y el dimensionamiento de las inversiones adicionales requeridas corresponde a aquella empleada en el Estudio del Consultor. La metodología y los resultados obtenidos se encuentran detallados en el Anexo 3-3 del presente Informe Técnico Preliminar.

4.1.5 Valorización de las instalaciones eléctricas de la empresa modelo

Para valorizar las instalaciones eléctricas de la empresa modelo se calcularon las componentes de costo definidas en las Bases para cada uno de los elementos que componen el sistema de distribución diseñado, siguiendo la metodología empleada por el Consultor en su Estudio. Dicho procedimiento consistió, para cada componente, en lo siguiente:

1. Precio unitario: Se obtuvieron conforme a lo señalado en las Bases, empleando como referencia el VNR SEC y los chequeos de consistencia empleados por el Consultor en su informe. Los cálculos que sustentan los resultados se encuentran en el Anexo 3-7 del presente Informe Técnico Preliminar.
2. Montaje: Se obtuvieron a través de un modelo que determina el rendimiento y los recursos necesarios para cada una de las actividades que se realizan en la instalación de cada elemento que forma la red eléctrica. El modelo de cálculo y sus resultados se adjuntan en el Anexo 3-7 del presente Informe Técnico Preliminar.
3. Recargos: Conforme a lo señalado en las Bases, los recargos por concepto de flete a bodega, bodegaje, flete a obra, ingeniería, gastos generales e intereses intercalarios se determinaron según el factor porcentual fijado con ocasión del proceso VNR SEC de la empresa de referencia respectiva.
4. Derechos y servidumbres: Se utilizaron los montos de derechos municipales y reposición de pavimento fijados en el VNR SEC de cada empresa de referencia, distribuyéndolos a nivel comunal. Asimismo, se replicaron las servidumbres fijadas en el VNR SEC para dichas empresas. Por otro lado, en el caso de otros costos tales como traslado de redes, se utilizó la información proporcionada por las empresas de referencia.
5. Bienes intangibles: Corresponden a aquellos costos en que incurre la empresa modelo para su organización y puesta en marcha. Se consideraron, entre otros, asesorías y servicios necesarios para esta etapa, inversiones en TI, costos de reclutamiento y capacitación. Los cálculos que sustentan los resultados se encuentran en el Anexo 4 del presente Informe Técnico Preliminar.
6. Capital de explotación: De acuerdo con lo establecido en las Bases, el capital de explotación se considera igual a un doceavo de las entradas de explotación de la empresa modelo para cada año del horizonte de planificación. Conforme a lo establecido en la Ley, se consideran como entradas de explotación las sumas que percibiría la empresa modelo por todos los suministros efectuados mediante sus instalaciones de distribución, si se aplicaran a dichos suministros las tarifas involucradas en el presente informe. El cálculo fue realizado conforme a lo establecido en la Ley y las Bases, y se encuentra respaldado en el Anexo 5 del presente Informe Técnico Preliminar.

4.1.6 Resultado de dimensionamiento y costos de las instalaciones

A partir de los procedimientos descritos, se obtuvieron los resultados del dimensionamiento y costos de las instalaciones de la empresa modelo de cada ATD, cuyas valorizaciones se presentan a continuación.

4.1.6.1 VNR red base resultante del dimensionamiento eficiente

En la Tabla 4-2 se muestran los resultados de la inversión resultante (VNR) del dimensionamiento de la red base de las instalaciones eléctricas de la empresa modelo, **en millones de pesos chilenos a diciembre del año base**, para cada ATD. Lo anterior, tanto para el año base como para cada año del horizonte de tarificación.

Tabla 4-2: Dimensionamiento VNR red base de instalaciones eléctricas.

Año	VNR (MM\$)											
	ATD1	ATD2	ATD3	ATD4	ATD5	ATD6	ATD7	ATD8	ATD9	ATD10	ATD11	ATD12
2022	1.414.084	1.563.234	312.534	410.582	407.156	52.615	27.067	29.147	13.521	125.369	52.684	37.685
2024	1.427.375	1.583.338	319.786	412.910	408.939	52.937	27.206	29.298	14.220	126.467	53.313	37.856
2025	1.430.297	1.586.431	320.912	413.260	409.413	52.952	27.229	29.298	14.306	126.885	53.487	37.967
2026	1.432.678	1.588.712	322.077	413.432	409.539	52.958	27.281	29.308	14.327	127.074	53.628	38.078
2027	1.436.121	1.592.020	322.847	413.642	409.764	52.960	27.531	29.365	14.454	127.089	53.780	38.092
2028	1.444.272	1.617.522	332.088	415.774	410.750	53.025	27.811	29.411	14.658	127.344	54.720	38.144

4.1.6.2 VNR incremental resultante del cumplimiento de la calidad de suministro

En la Tabla 4-3 se muestran los resultados del valor de inversión resultante (VNR) del dimensionamiento de las instalaciones eléctricas adicionales, necesarias para el cumplimiento de la calidad de suministro de la empresa modelo, **en millones de pesos chilenos a diciembre del año base**, para cada ATD. Lo anterior, tanto para el año base como para cada año del horizonte de tarificación.

Tabla 4-3: Dimensionamiento VNR incremental para calidad de suministro.

Año	VNR (MM\$)											
	ATD1	ATD2	ATD3	ATD4	ATD5	ATD6	ATD7	ATD8	ATD9	ATD10	ATD11	ATD12
2022	43.497	139.516	15.212	77.634	200.605	2.547	139	1.438	725	12.601	4.876	7.631
2024	43.649	145.049	15.613	78.497	204.523	2.550	877	1.438	748	12.602	4.879	7.635
2025	43.748	145.521	15.707	78.707	204.908	2.553	877	1.438	756	12.603	4.881	7.636
2026	43.780	146.047	15.791	78.731	204.929	2.636	877	1.439	763	12.605	4.882	7.637
2027	43.853	147.156	15.821	78.991	204.946	2.637	889	1.439	765	12.606	4.885	7.637
2028	44.030	148.938	16.319	79.510	205.203	2.640	892	1.439	772	12.613	4.887	7.641

4.1.6.3 Resumen anualidad de la inversión y AEIR de instalaciones eléctricas.

En las Tabla 4-4 y Tabla 4-5 se muestran, respectivamente, los resultados obtenidos de aVI y AEIR de las instalaciones eléctricas de la empresa modelo para cada ATD. Lo anterior tanto para el año base como para cada año del horizonte de tarificación.

Los costos expuestos incluyen las inversiones presentadas en los numerales 4.1.4.1 y 4.1.4.2, las servidumbres y traslados del Anexo 3-7, y los costos asociados a la implementación del Decreto N°65 de 2021 del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento sobre suministro de electricidad para personas electrodependientes disponibles, en el Anexo 3-8. Los resultados se expresan en **millones de pesos chilenos al 31 de diciembre del año base**.

Tabla 4-4: Resultados de aVI del dimensionamiento de las instalaciones eléctricas.

Año	aVI (MM\$)											
	ATD1	ATD2	ATD3	ATD4	ATD5	ATD6	ATD7	ATD8	ATD9	ATD10	ATD11	ATD12
2022	97.359	115.726	21.989	33.669	42.365	3.689	1.824	2.047	960	9.286	3.865	3.053
2024	98.318	117.601	22.520	33.900	42.817	3.712	1.886	2.058	1.010	9.365	3.909	3.066
2025	98.537	117.866	22.609	33.941	42.882	3.713	1.888	2.058	1.017	9.395	3.921	3.074
2026	98.718	118.089	22.700	33.955	42.893	3.720	1.892	2.058	1.019	9.410	3.931	3.082
2027	98.965	118.431	22.757	33.992	42.911	3.720	1.910	2.063	1.028	9.412	3.942	3.083
2028	99.535	120.288	23.420	34.179	42.995	3.725	1.932	2.066	1.042	9.430	4.006	3.087

Tabla 4-5: Resultados del AEIR del dimensionamiento de las instalaciones eléctricas.

Año	AEIR (MM\$)											
	ATD1	ATD2	ATD3	ATD4	ATD5	ATD6	ATD7	ATD8	ATD9	ATD10	ATD11	ATD12
2022	14.017	16.639	3.153	4.837	5.991	543	259	293	138	1.329	556	439
2024	14.142	16.866	3.223	4.865	6.036	546	267	294	144	1.338	561	441
2025	14.170	16.899	3.234	4.870	6.043	546	267	294	145	1.341	562	442
2026	14.192	16.926	3.246	4.871	6.044	547	268	294	145	1.343	564	443
2027	14.225	16.965	3.253	4.875	6.046	547	270	295	146	1.343	565	443
2028	14.304	17.217	3.343	4.899	6.059	548	273	295	148	1.346	573	443

4.2 Obras no construidas por la empresa de referencia

Se identifican instalaciones que no han sido construidas por la empresa de referencia en los últimos 30 años y que han sido adquiridas a un valor inferior al de su VNR, cuyas eficiencias son reconocidas e incluidas en la valorización de la empresa modelo.

Al respecto, solo se identificaron obras relacionadas con desarrollos inmobiliarios, consistentes en proyectos realizados para urbanizaciones o edificios de inmobiliarias en las que se adquirieron obras a un precio inferior al del VNR registrado.

Por su parte, y de acuerdo con lo establecido en el artículo 88° de la Ley 21.647 del Ministerio de Hacienda, que modificó el inciso quinto del artículo 193° de la LGSE y agregó el artículo trigésimo transitorio a dicha ley, no corresponde descontar del VNR de las instalaciones de distribución las instalaciones de electrificación rural que hayan sido construidas por la empresa de referencia y financiadas a través del Fondo Nacional de Desarrollo Regional (FNDR).

4.2.1 Obras originadas en desarrollos inmobiliarios

Para la identificación de este tipo de obras, se solicitó información a las empresas de referencia acerca de este tipo de proyectos realizados en los últimos 30 años.

Las empresas de referencia que remitieron información relativa a este tipo de obras fueron las pertenecientes a las ATD1, ATD2, ATD3, ATD4, y ATD7. El resto de las empresas no entregó información de obras no construidas, salvo la empresa de referencia de la ATD9, la cual señaló no contar con cesiones de obras de clientes. En algunos casos la información recibida consiste en los costos de adquisición y su valor en el inventario VNR, en otros solo se informó el costo de adquisición, por lo que fue necesario estimar el VNR correspondiente.

El detalle del cálculo se encuentra contenido en el Anexo 7.

4.2.2 Consideración de las diferencias de costo en el cálculo tarifario

El concepto básico es que la empresa distribuidora no rente sobre diferenciales de costo o recursos recibidos de terceros, pero que se haga cargo de mantener las instalaciones construidas y renovarlas cuando se cumpla su vida útil. Así, en los cálculos tarifarios debe restarse esta renta de tal modo que solo quede la amortización del capital y sus costos de operación y mantenimiento. Para lo anterior, se empleó la metodología utilizada por el Consultor en su Estudio.

De esta manera, en la Tabla 4-6 y Tabla 4-7 se muestra el descuento por obras no construidas o financiadas por la empresa de referencia en **millones de pesos chilenos al 31 de diciembre del año base**, tanto en aVI como en AEIR, aplicado a cada año del horizonte de tarificación.

Tabla 4-6: Ajuste en aVI por obras no construidas por la empresa de referencia.

Ajuste aVI (MM\$)											
ATD1	ATD2	ATD3	ATD4	ATD5	ATD6	ATD7	ATD8	ATD9	ATD10	ATD11	ATD12
-272	-468	-26	-298	-	-	-27	-	-	-	-	-

Tabla 4-7: Ajuste en AEIR por obras no construidas por la empresa de referencia.

Ajuste AEIR (MM\$)											
ATD1	ATD2	ATD3	ATD4	ATD5	ATD6	ATD7	ATD8	ATD9	ATD10	ATD11	ATD12
-101	-173	-10	-110	-	-	-10	-	-	-	-	-

Cabe destacar que, de acuerdo con lo señalado en la sección 4.1.4.1, se efectuó un descuento por instalaciones asociadas a los sistemas eléctricos a que se refieren los artículos 170° y siguientes de la Ley, los cuales fueron efectuados en la ATD6, por un monto de MM\$ 1.319 en aVI.

4.3 Sistemas de medida y monitoreo

En esta sección se incluyen los costos de inversión asociados al cumplimiento de las exigencias del capítulo 6 de la NTD, relacionados con los sistemas de medida y monitoreo exigibles en los sistemas de distribución y sus componentes. El detalle de la valorización expuesta en esta sección se encuentra en el Anexo 4-10.

4.3.1 Sistemas de monitoreo

Los sistemas de monitoreo tienen como objetivo la medición en cabecera de todos los alimentadores del sistema de distribución. En conformidad con lo establecido en el Título 6-1 de la NTD, este sistema debe ser capaz, entre otras exigencias técnicas, de verificar los requerimientos de calidad de producto del capítulo 3 de la NTD, debiendo registrar al menos:

- Tensión y desequilibrio de tensión (en sistemas trifásicos);
- Distorsión armónica de tensión y corriente;
- Severidad de parpadeo o Flicker;
- Potencias activa, reactiva, aparente con flujos horarios, como mínimo 6 meses; y
- Medición de variaciones rápidas de tensión, monitoreo de frecuencia y factor de potencia.

Para considerar las instalaciones requeridas para dichas funcionalidades, se separa la valorización entre equipos de medida, obras civiles y equipamiento asociado. Para su obtención, se empleó la metodología utilizada por el Consultor en su Estudio.

4.3.2 Sistema de medidas para transferencias económicas

De acuerdo con lo establecido en el título 6-2 de la NTD, este sistema debe realizar mediciones de acuerdo con lo dispuesto en el título “Sistema de Medidas de Transferencias Económicas” de la NTSyCS. Para su dimensionamiento se emplea la metodología utilizada por el Consultor.

4.3.3 Sistema de medición, monitoreo y control

En conformidad con lo establecido en el título 6-3 de la NTD, se debe considerar un sistema de medición, monitoreo y control (SMMC) con objeto de gestionar la calidad de servicio. Las funcionalidades de este sistema son las siguientes:

- Medición: Permitir medición remota de los consumos e inyecciones de energía activa y reactiva de los clientes y del sistema de distribución, con la resolución que se establece en el AT SMMC.
- Monitoreo: Permitir monitoreo remoto de las principales variables de calidad de suministro y de calidad de producto en el sistema de distribución, según se establece en el AT SMMC.
- Control: Permitir la conexión y desconexión y limitación de consumos o inyecciones de clientes o usuarios de manera remota.

La solución técnica definida corresponde a la definida por el Consultor en el Estudio y contempla el uso de tecnologías de telefonía móvil disponibles mediante las redes 3G/4G, cubriendo las áreas ciegas con DTU Lora. Como complemento, en los puntos que no logren comunicarse por quedar fuera de rango, se utiliza cobertura satelital.

4.3.4 Campañas de medición

De acuerdo con lo establecido en el título 6-4 de la NTD, se deben implementar campañas de medición cuyo objetivo es verificar la calidad de producto en el sistema de distribución. Lo anterior, conforme a las exigencias mínimas establecidas en el referido título.

Para dimensionar el costo de la unidad de medida requerida, se utilizó la metodología utilizada por el Consultor.

4.3.5 Resumen sistemas de medida y monitoreo

En las tablas siguientes se resumen los resultados de la anualidad de la inversión y ajuste por efectos del impuesto a la renta resultantes del dimensionamiento de los sistemas de medida y monitoreo descritos en el presente capítulo, para cada ATD y tanto para el año base como para cada año del horizonte de tarificación. Los valores expuestos se encuentran expresados en **millones de pesos chilenos al 31 de diciembre del año base**.

Tabla 4-8: Resultados de aVI de sistemas de medida y monitoreo.

Año	aVI (MM\$)											
	ATD1	ATD2	ATD3	ATD4	ATD5	ATD6	ATD7	ATD8	ATD9	ATD10	ATD11	ATD12
2022	1.511	1.751	390	236	186	30	43	15	31	71	127	33
2024	2.956	4.969	919	1.254	1.321	164	123	130	99	489	282	191
2025	4.363	8.133	1.421	2.246	2.421	268	173	215	138	878	409	320
2026	6.507	12.824	2.255	3.596	3.908	410	250	331	190	1.400	581	498
2027	6.713	12.941	2.273	3.607	3.915	411	253	332	192	1.411	585	499
2028	6.991	13.317	2.375	3.637	3.930	412	255	334	195	1.427	597	503

Tabla 4-9: Resultados de AEIR de sistemas de medida y monitoreo.

Año	AEIR (MM\$)											
	ATD1	ATD2	ATD3	ATD4	ATD5	ATD6	ATD7	ATD8	ATD9	ATD10	ATD11	ATD12
2022	257	292	65	38	30	4	7	3	5	11	23	5
2024	401	610	117	138	141	18	15	14	11	52	38	20
2025	540	919	167	235	249	28	20	22	15	90	50	33
2026	749	1.378	249	366	394	42	27	33	20	141	67	50
2027	770	1.391	250	368	394	42	28	34	21	142	67	50
2028	799	1.429	261	371	396	42	28	34	21	144	69	51

4.4 Bienes muebles e inmuebles

Los criterios empleados en el dimensionamiento y valorización de los Bienes Muebles e Inmuebles de la empresa modelo corresponden a los empleados en el Estudio del Consultor, los que se describen de manera general en el presente apartado. El detalle de los resultados aquí expuestos se encuentra en el Anexo 4.

4.4.1 Dimensionamiento de inmuebles

Para el dimensionamiento del edificio administrativo se utiliza un estándar de ocupación obtenido sobre la base del documento “Metodología de preparación y evaluación de proyectos de edificación pública” (Ministerio de Desarrollo Social, 2013), el cual considera factores de ocupación por empleados según estamento de la organización, incluyendo espacios comunes.

Por su parte, para el dimensionamiento de los edificios comerciales, cuya finalidad principal es la atención de clientes, se contemplan superficies adecuadas que incluyan espacios de espera y atención, además del requerido por el personal que ahí se desempeña.

Finalmente, se estiman áreas de bodegas para efectos de la operación y el mantenimiento (esto por cuanto el bodegaje para efectos de construcción de redes ya se encuentra incorporado a través de los recargos correspondientes).

4.4.2 Arriendo, compra y habilitación de edificios

Para determinar los precios de arriendo y/o compra de terrenos y edificios, se utilizaron distintas fuentes de información:

- Información entregada por las empresas de referencia;
- Avisos públicos de venta y arriendo de propiedades; y
- Adicionalmente, para la Región Metropolitana, también se consideraron estudios de mercado disponibles públicamente (Colliers).

Sobre la base de los precios de arriendo y compra así obtenidos, se evaluó la alternativa más eficiente en cada caso para cada comuna y, finalmente, se obtuvo un costo unitario de arriendo promedio⁴ para cada ATD sobre la base de las fuentes ya señaladas.

Para determinar el costo de inversión en habilitación y decoración se utilizó un estándar de 10,09 UF/m² para las oficinas técnicas y de 21,47 UF/m² para oficinas administrativas y comerciales, obtenidos sobre la base de información de mercado disponible públicamente.

4.4.3 Tecnologías de información

Los costos asociados a tecnologías de información se segmentan en: macroinformática, microinformática y central telefónica.

⁴ Para evaluar la conveniencia entre arriendo y compra, se consideran los costos adicionales en que debe incurrir el propietario, como seguros y contribuciones.

a) Macroinformática (Sistemas):

La metodología utilizada para determinar los niveles de costos de inversión (hardware y software) depende de la cantidad de clientes de cada empresa y del nivel del costo de inversión por cliente.

- ATD1, ATD2, ATD3, ATD5 y ATD6 (empresas con más de 100 mil clientes, excepto la empresa del ATD6): los costos de inversión correspondieron a información de las empresas de referencia del VNR SEC.
- ATD4 (empresa con más de 100 mil clientes, con un costo unitario alto): sobre la base de los costos de inversión determinados según la viñeta anterior, se obtuvieron indicadores de inversión por cliente, a partir de los cuales, mediante un análisis de regresión, se obtuvo un valor de inversión eficiente para la empresa modelo de esta ATD.
- ATD7, ATD8, ATD9, ATD10, ATD11 y ATD12 (empresas con menos de 100.000 clientes): se consideró el valor unitario de inversión (\$/cliente) determinado por el Panel de Expertos en el proceso VAD anterior, actualizado por las variaciones del dólar y del CPI al año base del estudio.

Para determinar los costos de operación y mantenimiento asociados a estos sistemas (considerados en el capítulo siguiente), se empleó un estándar de 22% de la inversión, en concordancia con lo empleado por el Consultor en su Estudio. Este estándar incluye licencias, mantenciones, comunicaciones, actualizaciones y otros gastos menores.

b) Microinformática

Se estimó el costo de inversión y gasto asociado a la microinformática sobre la base de información de precios de mercado.

c) Central telefónica

Se dimensionó y valorizó una central telefónica para la empresa modelo sobre la base de parámetros y costos unitarios empleados con ocasión del proceso VAD anterior.

4.4.4 SCADA

Para la determinación de los costos del sistema SCADA de la empresa modelo se consideró el modelo del Consultor. Asimismo, para la estimación de los costos de operación y mantenimiento se mantuvo el criterio del Consultor equivalente a un valor del 22% anual.

4.4.5 Resumen bienes muebles e inmuebles

En la Tabla 4-10 y la Tabla 4-11 se resumen los resultados obtenidos para los costos de inversión y ajuste por efectos del impuesto a la renta asociados a bienes muebles e inmuebles de la empresa modelo, para el año base y para el horizonte de tarificación. Los resultados se expresan en **millones de pesos chilenos al 31 de diciembre del año base**.

Tabla 4-10: Resultados de aVI de bienes muebles e inmuebles.

aVI (MM\$)										
Año	ATD	Bienes de oficina	Edificios	Equipos	Hardware	Software	Terrenos	Vehículos	Otros bienes	Total
2022	1	528	-	69	118	9.975	-	-	-	10.691
2022	2	1.095	-	105	4.412	4.578	-	-	-	10.191
2022	3	338	-	66	192	3.065	-	-	-	3.661
2022	4	416	-	73	477	1.951	-	-	-	2.917
2022	5	347	-	53	67	2.105	-	-	-	2.572
2022	6	104	-	17	46	332	-	-	-	499
2022	7	97	-	17	47	348	-	-	-	509
2022	8	65	-	17	19	66	-	-	-	166
2022	9	58	-	17	22	106	-	-	-	202
2022	10	118	-	17	57	513	-	-	-	705
2022	11	69	-	16	32	221	-	-	-	339
2022	12	67	-	16	23	180	-	-	-	287
2024	1	528	-	69	124	10.135	-	-	-	10.857
2024	2	1.095	-	105	4.517	4.698	-	-	-	10.416
2024	3	338	-	66	199	3.148	-	-	-	3.751
2024	4	416	-	73	488	1.998	-	-	-	2.975
2024	5	347	-	53	69	2.132	-	-	-	2.601
2024	6	104	-	17	47	339	-	-	-	507
2024	7	97	-	17	49	358	-	-	-	521
2024	8	65	-	17	21	70	-	-	-	172
2024	9	58	-	17	23	114	-	-	-	211
2024	10	118	-	17	58	517	-	-	-	710
2024	11	69	-	16	32	224	-	-	-	342
2024	12	67	-	16	24	188	-	-	-	295
2025	1	528	-	69	125	10.286	-	-	-	11.009
2025	2	1.095	-	105	4.591	4.778	-	-	-	10.569
2025	3	338	-	66	202	3.193	-	-	-	3.799
2025	4	416	-	73	501	2.059	-	-	-	3.049
2025	5	347	-	53	70	2.176	-	-	-	2.646
2025	6	104	-	17	47	341	-	-	-	510
2025	7	97	-	17	49	362	-	-	-	525
2025	8	65	-	17	21	70	-	-	-	172
2025	9	58	-	17	24	117	-	-	-	215
2025	10	118	-	17	59	527	-	-	-	722
2025	11	69	-	16	32	226	-	-	-	344
2025	12	67	-	16	25	193	-	-	-	302
2026	1	528	-	69	127	10.439	-	-	-	11.163
2026	2	1.095	-	105	4.665	4.858	-	-	-	10.723
2026	3	338	-	66	205	3.239	-	-	-	3.848
2026	4	416	-	73	515	2.120	-	-	-	3.124
2026	5	347	-	53	71	2.218	-	-	-	2.689
2026	6	104	-	17	48	344	-	-	-	512
2026	7	97	-	17	50	368	-	-	-	533
2026	8	65	-	17	22	71	-	-	-	174
2026	9	58	-	17	24	119	-	-	-	218
2026	10	118	-	17	61	537	-	-	-	733
2026	11	69	-	16	33	229	-	-	-	347
2026	12	67	-	16	26	199	-	-	-	308
2027	1	528	-	69	128	10.592	-	-	-	11.318
2027	2	1.095	-	105	4.740	4.938	-	-	-	10.878
2027	3	338	-	66	208	3.282	-	-	-	3.893
2027	4	416	-	73	529	2.183	-	-	-	3.201
2027	5	347	-	53	71	2.261	-	-	-	2.732
2027	6	104	-	17	48	345	-	-	-	514
2027	7	97	-	17	51	376	-	-	-	541
2027	8	65	-	17	22	72	-	-	-	176
2027	9	58	-	17	24	123	-	-	-	221
2027	10	118	-	17	61	546	-	-	-	742
2027	11	69	-	16	33	232	-	-	-	350
2027	12	67	-	16	26	202	-	-	-	311
2028	1	528	-	69	129	10.748	-	-	-	11.475
2028	2	1.095	-	105	4.814	5.017	-	-	-	11.032
2028	3	338	-	66	211	3.327	-	-	-	3.941
2028	4	416	-	73	543	2.248	-	-	-	3.280
2028	5	347	-	53	72	2.303	-	-	-	2.774
2028	6	104	-	17	48	347	-	-	-	516
2028	7	97	-	17	54	385	-	-	-	553
2028	8	65	-	17	22	73	-	-	-	177
2028	9	58	-	17	24	125	-	-	-	224
2028	10	118	-	17	62	555	-	-	-	752
2028	11	69	-	16	33	234	-	-	-	353
2028	12	67	-	16	26	205	-	-	-	314

Tabla 4-11: Resultados de AEIR de bienes muebles e inmuebles.

AEIR (MM\$)										
Año	ATD	Bienes de oficina	Edificios	Equipos	Hardware	Software	Terrenos	Vehículos	Otros bienes	Total
2022	1	40	-	9	13	1.099	-	-	-	1.161
2022	2	82	-	14	486	505	-	-	-	1.086
2022	3	25	-	9	21	338	-	-	-	393
2022	4	31	-	10	53	215	-	-	-	308
2022	5	26	-	7	7	232	-	-	-	272
2022	6	8	-	2	5	37	-	-	-	52
2022	7	7	-	2	5	38	-	-	-	53
2022	8	5	-	2	2	7	-	-	-	16
2022	9	4	-	2	2	12	-	-	-	21
2022	10	9	-	2	6	57	-	-	-	74
2022	11	5	-	2	3	24	-	-	-	35
2022	12	5	-	2	3	20	-	-	-	30
2024	1	40	-	9	14	1.117	-	-	-	1.179
2024	2	82	-	14	498	518	-	-	-	1.111
2024	3	25	-	9	22	347	-	-	-	403
2024	4	31	-	10	54	220	-	-	-	315
2024	5	26	-	7	8	235	-	-	-	275
2024	6	8	-	2	5	37	-	-	-	53
2024	7	7	-	2	5	39	-	-	-	54
2024	8	5	-	2	2	8	-	-	-	17
2024	9	4	-	2	3	13	-	-	-	22
2024	10	9	-	2	6	57	-	-	-	74
2024	11	5	-	2	4	25	-	-	-	36
2024	12	5	-	2	3	21	-	-	-	31
2025	1	40	-	9	14	1.133	-	-	-	1.196
2025	2	82	-	14	506	526	-	-	-	1.128
2025	3	25	-	9	22	352	-	-	-	408
2025	4	31	-	10	55	227	-	-	-	323
2025	5	26	-	7	8	240	-	-	-	280
2025	6	8	-	2	5	38	-	-	-	53
2025	7	7	-	2	5	40	-	-	-	55
2025	8	5	-	2	2	8	-	-	-	17
2025	9	4	-	2	3	13	-	-	-	22
2025	10	9	-	2	7	58	-	-	-	76
2025	11	5	-	2	4	25	-	-	-	36
2025	12	5	-	2	3	21	-	-	-	31
2026	1	40	-	9	14	1.150	-	-	-	1.213
2026	2	82	-	14	514	535	-	-	-	1.145
2026	3	25	-	9	23	357	-	-	-	413
2026	4	31	-	10	57	234	-	-	-	331
2026	5	26	-	7	8	244	-	-	-	285
2026	6	8	-	2	5	38	-	-	-	53
2026	7	7	-	2	5	41	-	-	-	56
2026	8	5	-	2	2	8	-	-	-	17
2026	9	4	-	2	3	13	-	-	-	22
2026	10	9	-	2	7	59	-	-	-	77
2026	11	5	-	2	4	25	-	-	-	36
2026	12	5	-	2	3	22	-	-	-	32
2027	1	40	-	9	14	1.167	-	-	-	1.230
2027	2	82	-	14	522	544	-	-	-	1.162
2027	3	25	-	9	23	362	-	-	-	418
2027	4	31	-	10	58	241	-	-	-	340
2027	5	26	-	7	8	249	-	-	-	290
2027	6	8	-	2	5	38	-	-	-	53
2027	7	7	-	2	6	41	-	-	-	57
2027	8	5	-	2	2	8	-	-	-	17
2027	9	4	-	2	3	14	-	-	-	23
2027	10	9	-	2	7	60	-	-	-	78
2027	11	5	-	2	4	26	-	-	-	37
2027	12	5	-	2	3	22	-	-	-	32
2028	1	40	-	9	14	1.184	-	-	-	1.247
2028	2	82	-	14	530	553	-	-	-	1.179
2028	3	25	-	9	23	367	-	-	-	424
2028	4	31	-	10	60	248	-	-	-	348
2028	5	26	-	7	8	254	-	-	-	295
2028	6	8	-	2	5	38	-	-	-	54
2028	7	7	-	2	6	42	-	-	-	58
2028	8	5	-	2	2	8	-	-	-	18
2028	9	4	-	2	3	14	-	-	-	23
2028	10	9	-	2	7	61	-	-	-	79
2028	11	5	-	2	4	26	-	-	-	37
2028	12	5	-	2	3	23	-	-	-	33

4.5 Resultados de costos de inversión y AEIR de la empresa modelo

Los resultados de la anualidad de los costos de inversión y ajustes por efecto de impuesto a la renta de las instalaciones de la empresa modelo se muestran en la Tabla 4-12 y la Tabla 4-13, respectivamente, para cada Área Típica de Distribución en el año base y en cada año del horizonte de tarificación. Estos resultados contienen todos los costos expuestos en los numerales 4.1, 4.2, 4.3 y 4.4 del presente capítulo. En particular, los bienes muebles e inmuebles se asignan a las distintas componentes en proporción al valor de inversión de cada partida.

Los resultados se expresan en **millones de pesos chilenos al 31 de diciembre del año base** e incluyen los Bienes Intangibles y el Capital de Explotación conforme lo desarrollado en el Anexo 5 del presente informe

Tabla 4-12: aVI total de las instalaciones de la empresa modelo.

Año	aVI (MM\$)											
	ATD1	ATD2	ATD3	ATD4	ATD5	ATD6	ATD7	ATD8	ATD9	ATD10	ATD11	ATD12
2022	117.036	137.772	27.871	38.461	46.463	3.155	2.537	2.328	1.304	10.362	4.487	3.491
2024	119.930	143.440	29.076	39.947	48.142	3.334	2.706	2.464	1.437	10.880	4.699	3.678
2025	121.876	147.291	29.769	41.127	49.391	3.448	2.770	2.552	1.489	11.322	4.846	3.825
2026	124.534	152.657	30.809	42.643	50.977	3.609	2.869	2.676	1.549	11.886	5.039	4.022
2027	125.285	153.491	30.984	42.818	51.066	3.614	2.905	2.684	1.569	11.912	5.060	4.028
2028	126.441	156.130	31.853	43.174	51.232	3.624	2.946	2.691	1.590	11.962	5.144	4.040

Tabla 4-13: AEIR total de las instalaciones de la empresa modelo.

Año	AEIR (MM\$)											
	ATD1	ATD2	ATD3	ATD4	ATD5	ATD6	ATD7	ATD8	ATD9	ATD10	ATD11	ATD12
2022	18.199	21.755	4.288	5.790	6.790	694	378	349	204	1.525	671	517
2024	18.607	22.453	4.441	5.989	6.971	716	401	364	220	1.581	696	538
2025	18.852	22.913	4.526	6.126	7.105	729	410	373	226	1.628	712	554
2026	19.167	23.525	4.650	6.296	7.273	747	422	386	233	1.688	733	575
2027	19.291	23.675	4.683	6.329	7.289	748	428	387	236	1.692	736	576
2028	19.471	24.076	4.810	6.386	7.316	750	435	389	240	1.699	748	577

5. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

El presente capítulo describe el modelamiento y resultados de los costos asociados a la organización, operación, mantenimiento y administración de la empresa modelo. Para lo anterior, el presente Informe Técnico Preliminar considera la metodología y los criterios empleados en el Estudio del Consultor.

5.1 Dimensionamiento de la dotación

A continuación, se describe el modelamiento de los costos asociados a la organización de recursos humanos de la empresa modelo.

5.1.1 Estructura organizacional

Conforme a lo establecido en las Bases, la organización de la empresa modelo se realiza en base a un análisis de los procesos, actividades y funciones necesarias para atender exclusivamente el servicio de distribución. Lo anterior considerando sus aspectos operacionales, comerciales, administrativos y de apoyo, de acuerdo con los niveles de calidad exigidos en la normativa vigente. A partir de dicho análisis se establecen las funciones, actividades y procesos necesarios para la operación eficiente de la empresa modelo, obteniendo así la estructura organizacional.

A continuación, se presenta la desagregación funcional por proceso de la empresa modelo, la cual contempla cuatro procesos principales y nueve de apoyo.

Procesos principales:

- Proceso principal 1: Operación y mantenimiento.
- Proceso principal 2: Comercialización.
- Proceso principal 3: Ingeniería y desarrollo.
- Proceso principal 4: Regulación.

Procesos de apoyo:

- Proceso de apoyo 1: Administración y finanzas.
- Proceso de apoyo 2: Asesoría legal.
- Proceso de apoyo 3: Auditoría interna.
- Proceso de apoyo 4: Relaciones públicas y gestión social.
- Proceso de apoyo 5: Control de gestión.
- Proceso de apoyo 6: Calidad de servicio.
- Proceso de apoyo 7: Control de pérdidas.
- Proceso de apoyo 8: Gestión ambiental.
- Proceso de apoyo 9: Dirección ejecutiva y planificación.

Los procesos listados se desagregan además en subprocesos, relacionándolos con cargos funcionales que, finalmente, son asociados con las actividades técnicas y comerciales según lo establecido por la SEC en el sistema de cuentas para informar Costos de Explotación.

5.1.1.1 Distribución de las funciones

Se considera que la empresa modelo posee una estructura organizacional mixta, es decir, de especialidad centralizada y de ejecución descentralizada. Bajo este esquema, se encuentran centralizadas las unidades altas de la toma de decisiones: gerencia general, gerencias de líneas, unidades staff y de apoyo a las decisiones estratégicas del negocio.

Por su parte las unidades de ejecución del negocio principal (comercial y operaciones de distribución) responden a las características de un esquema descentralizado, favoreciendo el criterio de mantener los puntos de contacto con el cliente en el territorio y de manejar la operación y mantenimiento de las redes de distribución. De este modo, la función oficina comercial (diseñada bajo un esquema de zonales) y la función de distribución (diseñada bajo un esquema de centros técnicos), y sus tareas asociadas, se llevan a cabo allí donde se evalúan como necesarias según las características de cada empresa de referencia. A este nivel también se contemplan funciones de apoyo, con la correspondiente asignación de recursos a las operaciones descentralizadas.

La estructura de la unidad zonal es autónoma y descentralizada en oficinas comerciales y técnicas, con las funciones administrativas y de apoyo necesarias en cada unidad. Para llevar a cabo este diseño, la empresa modelo se diseña de tal modo que las unidades principales, es decir, oficinas comerciales cabeceras y bases técnicas zonales, se encuentren en la misma ubicación permitiendo optimizar la coordinación a nivel zonal. Adicionalmente, se consideran oficinas técnicas de despacho cuyo emplazamiento permite dar cumplimiento a los tiempos de respuesta ante emergencias exigidos en la NTD. Sin perjuicio de lo anterior, para aquellas zonas en las que se requiere presencia, pero que presentan menor actividad, se dispone una oficina técnica reducida o bien una cuadrilla de guardia permanente. El detalle de la determinación del o los tipos de oficinas técnicas a emplazar se puede apreciar en el Anexo 4-1.

5.1.1.2 Estructura administrativa y gerencial

El modelo desarrollado por el Consultor y utilizado en el presente Informe Técnico Preliminar define un conjunto de módulos administrativos correspondientes a gerencias, subgerencias, jefaturas y áreas de operación, las cuales a su vez contemplan departamentos, secciones y otras áreas. Lo anterior se realiza considerando aspectos como la carga de actividades en la explotación técnica y comercial de la distribuidora, el grado de descentralización de la zona de concesión del Área Típica, las prácticas comunes en empresas distribuidoras, la evolución que ha sufrido la gestión de empresas del sector durante el último cuatrienio y el comportamiento de la industria a nivel global.

5.1.2 Dotaciones

Las funciones principales y de apoyo de la empresa modelo para el cálculo del VAD contemplan todas aquellas que forman parte del servicio exclusivo de distribución eléctrica. De este modo, se considera un dimensionamiento base en la organización de la empresa modelo, tanto en su estructura organizacional como en su dotación de personal, existiendo economías de escala en dichos aspectos.

El diseño de la empresa modelo contempla áreas funcionales y procesos del negocio principal que se llevan a cabo con personal propio a nivel centralizado, tales como: áreas operacionales de ingeniería, áreas de apoyo en la estrategia de la distribuidora y el área de distribución y comercialización. Asimismo, a nivel zonal o descentralizado se considera personal propio para

aquellas unidades que resguardan la base de servicios de atención al cliente y aspectos críticos de las operaciones de la red de distribución y sus equipos.

Por otra parte, se consideran como tercerizados los servicios de atención al cliente y cajeros, a través de la utilización de personal externo para la atención directa de clientes. Asimismo, las actividades de terreno correspondientes a operación y mantenimiento se consideran como tercerizadas según lo que se observa comúnmente en el sector distribución.

En base a lo anterior, la metodología empleada en el presente Informe Técnico Preliminar para determinar la dotación de la empresa modelo considera lo desarrollado por el Consultor, que consiste en dos enfoques: un enfoque *bottom-up*, en el cual, mediante el análisis de las actividades y su correspondiente carga de trabajo, se determina el personal eficiente requerido, y otro enfoque denominado *top-down*, que permite determinar la dotación en ciertas áreas o verificar los resultados obtenidos mediante la comparación o *benchmarking* de las funciones diseñadas, así como de indicadores globales de la organización resultante.

La metodología empleada considera un análisis de las actividades mínimas necesarias en la empresa modelo, revisando su exigencia en términos de HH anuales conforme al tamaño específico de las variables que determinan el volumen de cada actividad. Lo anterior busca determinar la dotación eficiente en cada una de las unidades organizativas.

El detalle de la dotación se puede observar en el Anexo 4-1.

5.1.3 Remuneraciones

La determinación de las remuneraciones y beneficios del personal de la empresa modelo se efectúa sobre la base de la encuesta Mercer TRS 2022.

La homologación de cargos se realiza considerando aspectos tales como el organigrama de la empresa modelo, la posición del cargo en la estructura organizacional, el cargo al cual reporta y cargos que le reportan, los requisitos para el ocupante, el objetivo del área y la selección del profesional mejor calificado en cada caso.

Adicionalmente a la remuneración definida, se consideran gastos en capacitación, selección y contratación de personal, así como la indemnización por años de servicio.

Dentro del costo de remuneraciones se encuentran incluidos otros beneficios y asignaciones no incluidas en la TRS 2022 Mercer, tal como se puede observar en el Anexo 4.

Adicionalmente, dentro los costos asociados a dotación de esta sección no se considera el personal asociado al ciclo comercial de atención al cliente (lectura y reparto, facturación, recaudación y cobranza), dado que se incorpora en el Cargo Fijo.

Por otra parte, se incluye adicionalmente la valorización de otros bienes y servicios requeridos por la empresa modelo, asociados a gastos de administración tales como dietas del directorio, auditorías, asesorías legales y regulatorias, seguro para el reemplazo de empalmes y medidores, etc., conforme a lo señalado en el informe del Consultor y en el Anexo 4 del presente Informe Técnico Preliminar.

El dimensionamiento se encuentra detallado en el Anexo 4.

5.2 O&M de las instalaciones eléctricas

Para determinar los costos de operación y mantenimiento eficientes de la empresa modelo, el presente Informe Técnico Preliminar contempla la metodología y los criterios empleados por el Consultor en su Estudio, corregidos y complementados por esta Comisión, conforme a lo señalado a continuación.

5.2.1 Mantenimiento preventivo

5.2.1.1 Metodología

A las instalaciones resultantes del diseño de la empresa modelo, obtenidas de acuerdo con lo descrito en el Capítulo 4, se les asigna una cantidad eficiente de recursos necesarios para asegurar el adecuado funcionamiento del sistema de distribución.

De este modo, se clasificaron todas las instalaciones de la empresa modelo en “*drivers*”, que representan categorías de elementos de red y que, por consiguiente, requieren faenas distinguibles unas de otras. Así, para cada *driver* se identificaron las actividades requeridas para el funcionamiento eficiente de la red, definiéndose:

- a) Actividades requeridas para mantener los elementos de la red de la empresa modelo: Estas actividades incluyen las tareas de inspección, revisión y mantenimiento preventivo de las instalaciones⁵.
- b) Actividades requeridas para operar los elementos de la red de la empresa modelo: Actividades dirigidas a la operación de las instalaciones en forma programada o intempestiva, mediante una cuadrilla especializada con disponibilidad inmediata (“cuadrilla de guardia”).
- c) Actividades que incluyen las tareas de inspección, revisión y mantenimiento preventivo de las instalaciones: La determinación de las frecuencias de ejecución contempla, entre otros, la revisión de aspectos tales como criterios utilizados en el proceso VAD anterior, análisis del Panel de Expertos, recomendaciones de los fabricantes, tasas de falla de las instalaciones, tipos de equipos, niveles de carga en las instalaciones, requerimientos de seguridad y calidad de servicio, condiciones del entorno, régimen de operación, etc.
- d) Recursos humanos y materiales: Para la ejecución de las actividades modeladas se define un listado de cuadrillas básicas, las cuales contemplan recursos humanos, vehículos, equipos y herramientas necesarias para abordar de manera eficiente cada una de las tareas contempladas en el desarrollo de la empresa modelo. La conformación de cada una de las cuadrillas se encuentra en el Anexo 4-1.
- e) Rendimientos o tiempos de ejecución unitarios: Los tiempos necesarios para la ejecución de las actividades se determinan en forma análoga a los señalados para las frecuencias, es decir, en base a los criterios utilizados en el proceso VAD anterior, análisis del Panel de Expertos, experiencia y conocimientos técnicos de especialistas presentados por parte del Consultor, entre otros.

⁵ Control de la vegetación dentro y fuera de franja está incluida en la sección 5.2.3 Otras actividades de mantenimiento.

Como resultado de la cubicación de las actividades, se obtienen los tiempos directos de O&M, los cuales corresponden a las HH requeridas para su ejecución.

Lo anterior se complementa con los tiempos indirectos, que incluyen las HH requeridas para actividades como: desplazamientos desde los centros de trabajo a las obras en terreno, desplazamientos entre instalaciones, ingreso de datos, recepción de instrucciones e información del estado y reportes relevantes de los trabajos.

Finalmente, la cantidad de cuadrillas requeridas por la empresa modelo se obtiene a partir de la suma de los tiempos directos e indirectos calculados (tiempo total anual).

5.2.1.2 Modelo de cálculo

En concordancia con lo anterior, el modelo cálculo de costos O&M desarrollado por el Consultor y empleado en el presente Informe Técnico Preliminar permite:

- Definir las actividades básicas de inspección y mantenimiento preventivo para cada elemento del sistema de distribución;
- Asignar a cada actividad la(s) cuadrilla(s) típica(s) necesaria(s) y los materiales necesarios para su ejecución;
- Definir los tiempos necesarios para la ejecución de las actividades y los tiempos medios de traslado;
- Asignar la frecuencia media anual de cada una de las actividades;
- Obtener la cantidad de tareas a realizar anualmente, considerando la frecuencia media anual y las instalaciones resultantes del proceso de diseño eficiente de la red de distribución;
- Valorizar las actividades, contemplando los costos de mano de obra, transporte y materiales; y
- Asignar los costos incurridos a cada uno de segmentos del sistema.

Por otra parte, los principales datos de entrada del modelo mencionado son los siguientes:

- Cantidad de elementos de red (*drivers*) de las instalaciones del sistema de distribución a partir del diseño de red eficiente;
- Tipo geográfico: “Urbano/Rural” y “Costa/No costa”;
- Frecuencia anual para cada par elemento-actividad y según se trata de zona costera/contaminada o no costera/contaminada;
- Costo de cuadrillas;
- Tiempos de traslado de las cuadrillas entre el desarrollo de distintas actividades para las diferentes zonas; y
- Costos de materiales necesarios para el desarrollo de las actividades.

Los parámetros del modelo, tales como número de cuadrillas, cantidad de personal, horas laborales útiles, tiempos de traslado, tiempos de ejecución y tiempos de comunicación, número de ejecuciones por jornada laboral, y factores climáticos y geográficos, se calculan según lo descrito en el informe del Consultor. El modelo de cálculo empleado se adjunta en el Anexo 4-1.

Cabe señalar que, en el caso particular del lavado de aisladores, se asignó una frecuencia nula para dicha actividad en las comunas ubicadas desde la Región del BioBío hacia al sur del país, en consideración a los niveles de precipitación que caracterizan a dichas zonas a lo largo del año.

5.2.2 Cuadrillas de guardia de emergencia

Las cuadrillas de guardia de emergencia se dimensionaron de acuerdo con la metodología utilizada por el Consultor en su Estudio, modificándose la agrupación de comunas (*clusters*), en función de lo siguiente:

- Para cada ATD se agruparon las comunas en grupos (*clusters*);
- Para cada comuna de la ATD se estimó una cantidad de cuadrillas capaz de atender la demanda de eventos esperada total de su correspondiente *cluster*, considerando el tiempo de concurrencia y el nivel de cumplimiento que se le exige por norma técnica al par empresa-comuna;
- Para cada *cluster* se seleccionó la cantidad máxima de cuadrillas dimensionadas para cada comuna que lo integra;
- Las cuadrillas dimensionadas se agregaron a nivel de oficina técnica y de ATD; y
- Se probaron varias agrupaciones de comunas buscando la cantidad de cuadrillas más eficiente.

El modelo de cálculo se adjunta en el Anexo 4-1.

5.2.3 Otras actividades de mantenimiento

Para determinar el costo de las actividades relacionadas con el control de la vegetación y con el mantenimiento correctivo en la empresa modelo, se consideró la información entregada por las empresas de referencia a través de formatos en que se caracterizan detalladamente los eventos asociados a control de vegetación dentro y fuera de franja; atención de fallas y emergencias individuales y masivas; y asignación de recursos en disponibilidad permanente para eventualidades o contingencias climáticas, incendios y otras eventualidades que lo justifiquen.

- Control de vegetación dentro y fuera de franja: Con la información disponible de las empresas se realizó un análisis de los costos por comuna, eliminándose aquellos valores que fuesen, sin justificación, mayores para un mismo par empresa-comuna. En este sentido, se consideró el percentil 50 para las muestras disponibles, a excepción de Enel, en cuyo caso se consideró el percentil 90 dado el comportamiento de sus datos, los que presentan marcados *outliers*. Para las empresas que no presentaron información, se ajustaron sus costos en base a los resultados del análisis recién mencionado.
- Atención de fallas y emergencias individuales y masivas: Se analizó la información proporcionada por las empresas y se consideraron para cada empresa los costos de aquellos eventos que no sean responsabilidad de ella. Para las empresas que no presentaron información de costos, los costos unitarios se homologaron a los de una empresa similar.
- Asignación de recursos en disponibilidad permanente para eventualidades o contingencias: De forma similar a lo señalado en la viñeta anterior, se analizó la información provista por las empresas, considerándose aquellos eventos que son recurrentes. Adicionalmente, para las ATDs 4 y 5 se corrigió la duplicación de costos entre ambas empresas de referencia. En el caso de la ATD12, dado que la información es la misma que la proporcionada para la atención de fallas y emergencias, se consideró que este costo ya está incluido.

Sin perjuicio de lo anterior y a diferencia del criterio utilizado por el Consultor en su Estudio, no se consideraron atenciones por choque de postes, atenciones por robo de conductor, ni reposición o reparación de artefactos dañados. El detalle se puede apreciar en el Anexo 4-h.

5.2.4 Costos incrementales asociados al cumplimiento de la calidad de suministro

De acuerdo con lo mencionado en 4.1.4.2, para el cumplimiento de la calidad de suministro de la empresa modelo se consideran, entre otros, inversiones en instalaciones eléctricas (redes protegidas, soterradas, grupos electrógenos y equipos de seccionamiento) y mayores gastos en cuadrillas. Dichas consideraciones implican variaciones en los gastos de operación y mantenimiento de la empresa modelo con respecto al diseño base, ya sea porque hay mayores gastos o porque las características de la red base han cambiado.

5.3 O&M de los sistemas de medida y monitoreo

En esta sección se presenta el dimensionamiento de los costos de operación y mantenimiento asociados a los sistemas de medida y monitoreo descritos en la sección 4.3, cuyas exigencias se encuentran definidas en el capítulo 6 de la NTD. La metodología y criterios para la definición y valorización de las actividades se realiza conforme a lo definido por el Consultor en su Estudio y los cálculos que se encuentran en el Anexo 4-10. En términos generales, los costos de O&M de cada uno de los componentes de los sistemas de medida y monitoreo se caracterizan como sigue:

- 1) Sistemas de monitoreo: El dimensionamiento de los costos de O&M de los sistemas de monitoreo se segmenta en dos aspectos: costos de comunicaciones y costos de continuidad operativa (mantenimiento preventivo y correctivo);
- 2) Sistema de medida para transferencias económicas: Al igual que los sistemas de monitoreo, los costos de O&M de este ítem se segmentan en costos de comunicaciones y costos de continuidad operativa (mantenimiento preventivo y correctivo);
- 3) Sistema de medición, monitoreo y control (SMMC): El dimensionamiento de los costos de O&M de SMMC se compone de los siguientes elementos:
 - a. Costos de comunicaciones;
 - b. Costos del datacenter;
 - c. Costos de software;
 - d. Continuidad operativa (mantenimiento preventivo y correctivo); y
 - e. Costos de homologación inicial y auditorías según lo exigido en el Anexo Técnico de SMMC de la NTD.
- 4) Campañas de medición: Para los costos de operación y mantenimiento de los medidores para las campañas de medición se consideran los costos de montaje y desmontaje según mediciones programadas, el costo de comunicaciones y el software necesario. Lo anterior se dimensiona según la cantidad de medidores resultantes, conforme a las exigencias establecidas en la NTD para las campañas de medición.

Los costos antes mencionados se incluyen según el calendario de implementación exigido en la NTD.

5.4 Servicios asociados

En virtud de lo señalado en el artículo 184° de la Ley, referido a servicios asociados que hayan sido previamente objeto de fijación de precios, se considerarán íntegramente dentro del VAD los siguientes servicios:

- a) Certificado de deuda o consumos;
- b) Conexión y desconexión del servicio o corte y reposición;
- c) Copia de factura legalizada o duplicado de boleta o factura;
- d) Envío o despacho de boleta o factura a casilla postal o dirección especial;
- e) Inspección de suministros individuales, colectivos o redes; y
- f) Pago de la cuenta fuera de plazo.

Para el dimensionamiento de los costos se considera el modelamiento y criterios utilizados por el Consultor. De esta forma, se considera una proyección estimada de la cantidad de servicios a lo largo del horizonte de planificación, mientras que las actividades consideradas son resultado de una gestión eficiente de la empresa modelo. La proyección de demanda se puede apreciar en detalle en el Anexo 2.

Por otra parte, las actividades de terreno necesarias para la ejecución de los servicios de “Conexión y desconexión del servicio o corte y reposición” e “Inspección de suministros individuales, colectivos o redes” se modelan junto con aquellas correspondientes a la operación y mantenimiento de las redes.

Las actividades de atención comercial y apoyo específicas de los servicios asociados incluidos en el VAD se caracterizan en forma individual, para separarlas de aquellas correspondientes a los demás servicios asociados. El detalle de lo anterior se puede apreciar en el Anexo 4.

5.5 Costos óptimos de control de hurto

Los costos óptimos de control de hurto para cada año del horizonte de tarificación se incorporan a los costos de operación y mantenimiento de la empresa modelo y son obtenidos conforme a la metodología descrita en el numeral 7.2, y respaldados en el Anexo 3-10. Para evitar duplicación de costos, y en consideración de que la empresa modelo cuenta con un área de control de pérdidas en la gerencia comercial, a dichos costos de control de hurto se les descuenta una proporción de lo ya dimensionado en el personal. Este descuento se calcula como una estimación de la proporción del gasto anual del área de control de pérdidas destinada a control de hurto.

5.6 Resultados de costos de operación y mantenimiento de la empresa modelo

En la Tabla 5-1 se encuentran los costos asignados a las componentes de gasto de la empresa modelo para cada Área Típica, para el año base y para cada año del horizonte de tarificación. Los resultados se presentan en millones de pesos chilenos al 31 de diciembre del año base.

Tabla 5-1: Resultados del dimensionamiento de las componentes de gasto.

Año	COYM (MM\$)											
	ATD1	ATD2	ATD3	ATD4	ATD5	ATD6	ATD7	ATD8	ATD9	ATD10	ATD11	ATD12
2022	67.031	164.714	36.088	54.583	61.797	10.045	5.344	4.618	4.214	11.412	6.412	6.123
2024	68.352	174.572	38.120	58.031	64.763	10.460	5.591	4.867	4.423	12.072	6.872	6.459
2025	70.524	179.933	39.093	59.868	66.416	10.806	5.698	5.012	4.507	12.583	7.090	6.674
2026	73.955	188.405	40.820	62.412	69.010	11.411	5.988	5.321	4.713	13.417	7.504	7.072
2027	75.244	191.111	41.383	62.990	69.368	11.461	6.006	5.252	4.660	13.430	7.466	7.032
2028	77.347	196.095	42.711	64.148	70.205	11.737	6.213	5.377	4.787	13.677	7.661	7.188

Av. Libertador Bernardo O'Higgins 1449 Stgo. Downtown IV – Piso 13° – Santiago – Chile - FONO (56-2) 2797 2612 - FAX (56-2) 797 2627 - WEB <http://www.cne.cl>

6. COSTOS FIJOS INDEPENDIENTES DEL CONSUMO

Para el cálculo de los costos fijos independientes del consumo de la empresa modelo, el presente Informe Técnico Preliminar considera la metodología y los criterios empleados en el Estudio del Consultor. A continuación, se describen en términos generales los criterios y metodología empleados.

Los mencionados costos fijos se separan en:

- 1) Costos varios de atención al cliente que no sean costos de lectura de medidores ni de facturación y cobranza, CEXAV;
- 2) Costos de lectura de medidores según tipo de medidor, CEXLM:
 - a. CEXLMME: Costo de lectura medidor simple de energía;
 - b. CEXLMMD: Costo de lectura medidor de energía con medidor de demanda máxima;
 - c. CEXLMMH: Costo de lectura medidor de energía con medidor de demanda horaria;
 - d. CEXLMUM: Costo de lectura de la Unidad de Medida que es parte del SMMC.
- 3) Costos de facturación y cobranza CEXFC:
 - a. CEXFCMT: Costo de facturación y cobranza asociado a medidores que no son parte del SMMC;
 - b. CEXFCUM: Costo de facturación y cobranza asociado a las Unidades de Medida que son parte del SMMC;

6.1 Actividades de atención comercial y ventas (CEXAV)

La atención comercial y de ventas de la empresa modelo se segmenta según esta sea presencial, telefónica o a través de otros medios.

6.1.1 Atención comercial presencial

El presente Informe Técnico Preliminar, conforme a los criterios señalados, contempla la utilización de las oficinas comerciales empleadas en el Estudio del Consultor para cada ATD. La tasa anual de atenciones, el flujo de atenciones por sucursal, el volumen de atenciones en la “hora peak”, el dimensionamiento de módulos de atención y auto atención, y el cálculo del personal eficiente (propio y tercerizado) se consideraron conforme a los criterios y cálculos allí definidos.

Dichos criterios consideran la definición de zonas de influencia, determinación de frecuencias promedio de atenciones, dimensionamiento de HH necesarias para prestar el servicio, cantidad de módulos de atención eficientes en función de las exigencias de calidad y considerando que cada oficina de atención comercial debe contar como mínimo con un Ejecutivo de Atención Clientes y un Cajero, o un Ejecutivo de Atención Integral, según corresponda.

El respaldo de los cálculos se encuentra en el Anexo 4.

6.1.2 Atención telefónica

La modelación de costos por concepto de servicios de atención telefónica se realiza mediante la utilización de información de costos unitarios de mercado informados por las empresas para

servicios de *call center* externalizados, verificando que las condiciones del servicio empleadas para esta actividad cumplieren con las exigencias de calidad de servicio establecidas en la normativa. En el caso de las ATD7, ATD8, ATD9, ATD10, ATD11 y ATD12, se utiliza, de acuerdo con lo dictaminado por el Panel de Expertos en el proceso VAD correspondiente al cuadrienio 2020 - 2024⁶, información histórica de atenciones entregada por las empresas, determinándose la cantidad de ejecutivos de atención telefónica necesarios.

6.1.3 Otros canales de atención de clientes

La empresa modelo contempla también la atención de clientes mediante otros canales tales como correo electrónico o redes sociales, considerados como servicios tercerizados. Los volúmenes de atenciones y sus costos unitarios resultan del análisis de información entregada por las empresas.

6.1.4 Costos de comunicaciones en unidades de medida del SMMC

Se incluyen bajo el concepto de atención al cliente los costos de comunicación para las unidades de medida (UMs) proyectadas en los cuatro años del periodo tarifario para cada empresa de referencia.

6.2 **Costos asociados al ciclo comercial (CEXLM y CEXFC)**

El ciclo comercial se segmenta en lectura y reparto, facturación, recaudación, y cobranza y otros costos para la reducción de incobrables. El detalle de los costos obtenidos por los conceptos descritos se puede apreciar en el Anexo 4.

6.2.1 Lectura y reparto

Los recursos considerados por este concepto contemplan mano de obra tercerizada para las actividades de lectura de medidores y reparto de boletas y factura.

Los costos de servicio de lectura y reparto se determinan a partir de contratos entregados por las empresas de referencia, obteniendo así precios unitarios según tipo de medidor y según este sea rural o urbano.

6.2.2 Facturación

Los costos de impresión, maquinado y ensobrado empleados para las cuentas de servicios y de avisos se obtuvieron sobre la base de información de costos de mercado, a partir de contratos proporcionados por las empresas de referencia.

6.2.3 Recaudación

Para modelar la actividad de recaudación se considera la composición de las empresas de referencia en términos de recaudación interna y externa, de acuerdo con la información histórica y los costos unitarios de mercado informados por estas.

El dimensionamiento de recursos para la recaudación interna es similar al realizado para la atención presencial en oficinas comerciales, correspondiendo los cajeros empleados para estos fines a personal tercerizado.

⁶ Dictámenes 11,17 y 24 de 2023.

Por otra parte, los costos unitarios de recaudación externa empleados provienen de información entregada por las empresas de referencia.

6.2.4 Cobranza y otros costos para la reducción de incobrables

El modelo de costos considera un costo de gestiones de cobranza y de otras gestiones de reducción en los incobrables. Para esto se utiliza información entregada por las empresas de referencia excluyéndose la relativa a las actividades de corte y reposición, las que se modelan junto con aquellas correspondientes a la operación y mantenimiento de las redes.

6.3 **Resumen de costos fijos independientes del consumo**

En la Tabla 6-1 se exponen los resultados de las componentes de cargo fijo por cada ATD, tanto para el año base como para el horizonte de tarificación. Los resultados se expresan en **millones de pesos chilenos al 31 de diciembre del año base**.

Tabla 6-1: Resumen de costos fijos.

CF (MM\$)										
Año	ATD	CEXAV	CEXLMME	CEXLMMD	CEXLMMH	CEXLMUM	CEXFCMT	CEXFCUM	Total	
2022	1	7.167	4.378	58	52	-	5.464	5	17.125	
2022	2	12.744	7.381	60	63	-	12.214	8	32.469	
2022	3	3.114	1.399	10	8	-	2.416	13	6.960	
2022	4	3.149	1.522	8	12	-	1.920	1	6.613	
2022	5	2.009	1.549	5	11	-	1.777	1	5.351	
2022	6	824	287	2	3	-	265	-	1.381	
2022	7	692	260	1	1	-	327	-	1.281	
2022	8	245	99	1	2	-	87	-	434	
2022	9	268	102	3	16	-	146	-	535	
2022	10	808	1.038	4	8	-	509	-	2.367	
2022	11	313	220	2	2	-	318	11	866	
2022	12	449	215	-	2	-	246	-	912	
2024	1	7.420	4.644	62	55	-	5.725	5	17.911	
2024	2	12.894	7.665	62	66	-	12.579	9	33.275	
2024	3	3.160	1.448	10	8	-	2.476	16	7.118	
2024	4	3.176	1.578	8	12	-	1.973	3	6.750	
2024	5	2.022	1.594	4	11	-	1.815	3	5.448	
2024	6	845	294	2	3	-	270	-	1.414	
2024	7	696	264	1	1	-	332	-	1.294	
2024	8	246	103	1	2	-	89	-	441	
2024	9	270	107	4	16	-	154	-	550	
2024	10	809	1.072	4	9	-	521	-	2.415	
2024	11	314	224	2	2	-	321	20	883	
2024	12	453	232	-	2	-	264	-	953	
2025	1	7.486	4.734	63	56	-	5.803	9	18.151	
2025	2	13.022	7.831	64	67	-	12.797	23	33.803	
2025	3	3.183	1.475	10	8	-	2.510	17	7.203	
2025	4	3.203	1.630	8	12	-	2.027	6	6.886	
2025	5	2.030	1.631	4	10	-	1.850	5	5.531	
2025	6	853	296	2	3	-	272	1	1.427	
2025	7	698	267	1	1	-	335	1	1.303	
2025	8	246	103	1	2	-	89	-	442	
2025	9	270	110	4	17	-	157	-	558	
2025	10	810	1.096	4	9	-	529	-	2.447	
2025	11	315	228	2	3	-	324	20	890	
2025	12	455	238	-	2	-	269	1	965	
2026	1	7.562	4.939	64	58	-	5.912	20	18.556	
2026	2	13.161	8.188	66	68	-	13.160	52	34.695	
2026	3	3.206	1.535	11	8	-	2.564	19	7.342	
2026	4	3.232	1.722	9	13	-	2.108	9	7.093	
2026	5	2.042	1.707	4	11	-	1.910	8	5.683	
2026	6	856	302	2	3	-	276	2	1.441	
2026	7	705	273	1	-	-	337	4	1.320	
2026	8	248	105	1	2	-	89	1	446	
2026	9	274	114	4	17	-	162	-	571	
2026	10	813	1.144	4	9	-	541	1	2.513	
2026	11	317	236	2	3	-	329	20	905	
2026	12	463	248	-	2	-	274	2	989	
2027	1	7.636	5.071	65	59	-	6.000	33	18.864	
2027	2	13.546	8.429	67	68	-	13.437	73	35.620	
2027	3	3.228	1.574	11	8	-	2.604	20	7.446	
2027	4	3.260	1.793	9	13	-	2.176	13	7.263	
2027	5	2.051	1.761	4	11	-	1.957	9	5.793	
2027	6	860	306	2	3	-	278	2	1.452	
2027	7	709	274	-	-	-	334	11	1.329	
2027	8	248	106	1	1	-	89	1	448	
2027	9	276	117	4	17	-	165	1	580	
2027	10	815	1.176	4	10	-	550	2	2.558	
2027	11	318	241	2	3	-	332	20	916	
2027	12	466	255	-	2	-	279	2	1.005	
2028	1	7.715	5.296	66	61	-	6.114	48	19.301	
2028	2	13.697	8.834	70	70	-	13.845	87	36.602	
2028	3	3.252	1.640	11	9	-	2.661	22	7.595	
2028	4	3.287	1.898	9	14	-	2.267	14	7.490	
2028	5	2.063	1.846	4	11	-	2.023	10	5.959	
2028	6	863	312	2	3	-	283	2	1.466	
2028	7	717	278	-	-	-	331	20	1.345	
2028	8	250	108	1	1	-	89	2	451	
2028	9	280	122	3	18	-	170	1	594	
2028	10	819	1.229	4	10	-	562	4	2.627	
2028	11	320	250	2	3	-	337	21	932	
2028	12	475	266	-	2	-	284	3	1.030	

7. PÉRDIDAS MEDIAS DE ENERGÍA Y POTENCIA

Para el cálculo de las pérdidas medias de energía y potencia de la empresa modelo, el presente Informe Técnico Preliminar considera la metodología y los criterios empleados en el Estudio del Consultor, salvo excepciones debidamente descritas. A continuación, se presentan en términos generales dichos criterios y metodología.

7.1 Pérdidas técnicas

Las pérdidas técnicas de energía y de potencia resultan de la aplicación de la metodología que se describe en el Anexo 3-9 del Estudio del Consultor, siendo estas determinadas en términos de energía anual y tanto para el instante de demanda máxima del sistema de distribución como para el instante de demanda máxima del sistema de generación. Para el presente Informe Técnico Preliminar se ha replicado la metodología propuesta por el Consultor sin modificaciones.

7.2 Pérdidas no técnicas

La metodología de estimación de las pérdidas no técnicas eficientes de la empresa modelo es descrita en el Anexo 3-10 del Estudio del Consultor, en la sección Hurto. Dicha metodología utiliza información entregada por las empresas y dispuesta en el Anexo 1 junto con información pública disponible.

La metodología empleada para calcular el hurto óptimo y el gasto eficiente en control de hurto siguió el modelo del Consultor, descrito en el Anexo 3-10 de su Informe, salvo por el criterio para caracterizar a las Áreas Típicas 6 a 12. Para estas ATD se utilizó el promedio ponderado de hurto óptimo y los costos de control de hurto obtenidos en las ATD 1 a 5, empleando como factor de ponderación el volumen de compra de energía de cada área.

Los resultados en porcentaje sobre las ventas BT por Área Típica se muestran en la Tabla 7-1.

Tabla 7-1: Hurto residual para el año base y para el horizonte de tarificación.

Año	Hurto sobre ventas BT (%)											
	ATD1	ATD2	ATD3	ATD4	ATD5	ATD6	ATD7	ATD8	ATD9	ATD10	ATD11	ATD12
2022	2,56	5,21	4,54	3,91	8,36	3,19	3,41	2,75	8,57	3,76	2,96	3,33
2024	2,32	4,73	4,37	3,54	8,44	2,97	3,51	2,45	8,26	3,72	2,80	3,42
2025	2,33	4,72	4,39	3,56	8,58	2,99	3,63	2,46	8,26	3,72	2,83	3,33
2026	2,34	4,70	4,42	3,57	8,71	3,01	3,73	2,48	8,16	3,71	2,85	3,31
2027	2,34	4,68	4,47	3,58	8,82	3,02	3,78	2,50	8,38	3,69	2,87	3,30
2028	2,35	4,66	4,48	3,59	8,93	3,03	3,82	2,52	8,31	3,68	2,89	3,30

Los costos eficientes de control de hurto son agregados como un gasto anual incorporado a los costos de operación y mantenimiento de la empresa modelo.

7.3 Incobrables

Los incobrables corresponden a cuentas que fueron facturadas por las Empresas de Distribución pero que no son pagadas por los respectivos usuarios y que, por lo tanto, generan una pérdida monetaria para la empresa.

A diferencia del modelo realizado por el Consultor en su Estudio, en el presente Informe Técnico Preliminar se consideró el castigo anual registrado por las empresas como un indicador representativo del incobrable anual. Esta información fue obtenida desde fuentes públicas,

particularmente, de los estados financieros correspondientes al período 2011 a 2021, complementados con antecedentes proporcionados por las propias por las empresas.

Cabe señalar que no fue posible encontrar estados financieros de las ATD7, ATD8, ATD9, ATD10 y ATD11 para el periodo referido, y el año 2022 se excluye a fin de aislar, respecto del período tarifario considerado en este Informe Técnico Preliminar, los efectos derivados de las deudas reguladas bajo las Leyes N° 21.249 y N° 21.423.

A partir de la información recopilada se determinó el incobrable de cada empresa según la ecuación que se presenta a continuación:

$$Inc_{ATD_i} = \frac{\sum_t Castigo_{i,t}}{\sum_t Ingresos Dx_{i,t}}$$

Para las ATD cuya información no se logró recopilar, se utilizó el promedio ponderado de las ATD con información disponible sobre el ingreso de cada una en el año 2022.

El Anexo 3-10 del Informe presenta el cálculo realizado para obtener el nivel de incobrables. El porcentaje de incobrables sobre las ventas totales de cada ATD, para el año base y para el horizonte de tarificación, se muestran en la Tabla 7-2.

Tabla 7-2: Incobrables considerados en la empresa modelo.

Año	Incobrables sobre ventas (%)											
	ATD1	ATD2	ATD3	ATD4	ATD5	ATD6	ATD7	ATD8	ATD9	ATD10	ATD11	ATD12
2022	0,22	0,65	0,27	0,14	0,26	0,11	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,87
2024	0,22	0,65	0,27	0,14	0,26	0,11	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,87
2025	0,22	0,65	0,27	0,14	0,26	0,11	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,87
2026	0,22	0,65	0,27	0,14	0,26	0,11	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,87
2027	0,22	0,65	0,27	0,14	0,26	0,11	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,87
2028	0,22	0,65	0,27	0,14	0,26	0,11	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,87

7.4 Resultados de pérdidas medias de energía y potencia

Los resultados de las pérdidas medias de energía y potencia para cada Área Típica y para todo el horizonte de planificación se encuentran en el Balance de Energía y Potencia que se adjunta en el Anexo 3-11, el cual contempla los conceptos de pérdidas técnicas, pérdidas no técnicas e incobrables.

8. VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN

El presente capítulo presenta las componentes de los valores agregados por concepto de costos de distribución para el periodo 2024-2028 resultantes del procedimiento descrito en las secciones anteriores, en conformidad con lo establecido en la Ley y en la normativa vigente. Estas componentes se presentan respecto de cada área típica de distribución para los años del horizonte de tarificación, encontrándose su respaldo en el Anexo 5 del presente Informe Técnico Preliminar.

8.1 Costos estándares de inversión, operación y mantenimiento asociados a la distribución

Los valores agregados por costos estándares de inversión, operación y mantenimiento asociados a la distribución según los resultados expuestos en el Capítulo 4 y en el Capítulo 5 se muestran en la Tabla 8-1. Estos valores fueron calculados por unidad de potencia suministrada en horas de punta de distribución y se muestran por ATD para el horizonte de tarificación (2024-2028) expresados en **pesos chilenos al 31 de diciembre del año base**.

Tabla 8-1: Valores agregados de distribución.

Año	ATD	VADAT \$/kW-año	VADBT \$/kW-año	VADSD \$/kW-año
2022	1	30.688	72.131	75.403
2022	2	68.598	88.870	119.074
2022	3	61.811	138.199	127.911
2022	4	143.818	155.261	219.166
2022	5	391.829	244.224	542.531
2022	6	285.183	166.951	403.527
2022	7	47.764	134.225	135.466
2022	8	414.146	231.567	550.056
2022	9	116.339	204.887	160.024
2022	10	306.828	280.905	444.789
2022	11	337.922	207.742	478.541
2022	12	500.260	304.801	672.465
2024	1	29.761	69.175	73.376
2024	2	67.154	90.183	120.081
2024	3	62.009	144.367	131.293
2024	4	130.262	153.360	205.712
2024	5	383.886	268.683	545.507
2024	6	266.248	173.149	390.204
2024	7	45.166	142.990	132.242
2024	8	402.818	252.002	559.535
2024	9	115.665	244.203	167.146
2024	10	292.983	316.835	442.105
2024	11	311.631	223.805	463.992
2024	12	455.341	350.570	640.507
2025	1	29.356	69.934	73.396
2025	2	65.976	92.478	120.434
2025	3	60.875	145.872	130.521
2025	4	126.499	158.395	204.418
2025	5	374.685	282.861	544.335
2025	6	260.947	185.866	394.027
2025	7	43.299	143.155	128.489
2025	8	394.057	272.771	564.155
2025	9	113.278	250.627	166.506
2025	10	284.544	335.382	444.483
2025	11	298.971	233.229	457.783
2025	12	458.618	378.215	665.249
2026	1	28.994	71.682	74.105
2026	2	65.024	96.980	122.371
2026	3	59.838	150.749	131.208
2026	4	123.088	167.066	205.488
2026	5	366.497	304.327	548.651
2026	6	257.772	207.786	406.877
2026	7	41.798	147.992	128.071
2026	8	386.426	311.824	582.025
2026	9	111.997	272.294	171.191
2026	10	276.722	365.400	453.730
2026	11	288.492	252.055	460.507
2026	12	456.587	427.085	694.856
2027	1	28.710	71.048	73.448
2027	2	64.229	95.271	120.763
2027	3	58.597	148.258	128.010
2027	4	120.070	162.834	200.581
2027	5	358.988	299.272	537.195
2027	6	255.295	205.525	402.811
2027	7	41.471	143.752	124.649
2027	8	378.922	297.589	564.034
2027	9	107.220	257.162	161.394
2027	10	268.990	350.321	440.000
2027	11	278.629	240.393	441.587
2027	12	451.996	414.525	683.589
2028	1	28.552	70.873	73.217
2028	2	63.956	95.050	120.546
2028	3	58.972	148.772	128.398
2028	4	117.443	160.634	196.957
2028	5	352.771	296.779	528.755
2028	6	254.034	210.689	405.413
2028	7	41.278	143.800	123.955
2028	8	372.019	302.293	559.290
2028	9	106.336	262.189	162.357
2028	10	261.549	342.132	429.362
2028	11	271.601	240.133	433.547
2028	12	448.442	421.318	684.667

8.2 Costo fijo por concepto de gastos de administración, facturación y atención de usuarios

La Tabla 8-2 presenta los costos fijos por tipo de lectura a clientes, correspondientes a los costos relacionados con actividades de lectura de medidores, facturación, cobranza y otros costos varios de atención a clientes expuestos en el Capítulo 6. Estos valores se muestran por ATD para el horizonte de tarificación (2024-2028) y se expresan en **pesos chilenos al 31 de diciembre del año base**.

Tabla 8-2: Costos fijos por tipo de lectura a clientes.

Año	ATD	CFE \$/cliente-año	CFD \$/cliente-año	CFH \$/cliente-año	CFU \$/cliente-año
2022	1	8.462	8.462	8.462	6.242
2022	2	11.195	11.195	11.195	8.607
2022	3	10.733	10.733	10.733	8.539
2022	4	13.519	13.519	13.519	10.363
2022	5	13.638	13.638	13.638	9.649
2022	6	26.609	26.609	26.609	15.878
2022	7	20.447	20.447	20.447	16.264
2022	8	53.583	53.583	53.583	40.956
2022	9	38.881	64.178	64.178	30.906
2022	10	29.204	29.204	29.204	16.248
2022	11	26.803	33.364	33.364	19.742
2022	12	47.112	47.112	47.112	35.906
2024	1	8.444	8.444	8.444	6.198
2024	2	11.202	11.202	11.202	8.577
2024	3	10.715	10.715	10.715	8.497
2024	4	13.464	13.464	13.464	10.272
2024	5	13.662	13.662	13.662	9.624
2024	6	26.531	26.531	26.531	20.918
2024	7	20.308	20.308	20.308	16.128
2024	8	52.409	52.409	52.409	39.850
2024	9	37.531	63.218	63.218	29.673
2024	10	29.133	29.133	29.133	16.039
2024	11	26.587	33.249	33.249	19.448
2024	12	45.327	45.327	45.327	34.150
2025	1	8.442	8.442	8.442	6.183
2025	2	11.203	11.203	11.203	8.561
2025	3	10.698	10.698	10.698	8.468
2025	4	13.340	13.340	13.340	10.136
2025	5	13.611	13.611	13.611	9.554
2025	6	26.546	26.546	26.546	20.927
2025	7	20.184	20.184	20.184	16.013
2025	8	52.403	52.403	52.403	39.798
2025	9	36.978	62.851	62.851	29.166
2025	10	29.027	29.027	29.027	15.876
2025	11	26.536	33.246	33.246	19.370
2025	12	44.917	44.917	44.917	33.712
2026	1	8.510	8.510	8.510	6.183
2026	2	11.317	11.317	11.317	8.595
2026	3	10.761	10.761	10.761	8.470
2026	4	13.334	13.334	13.334	10.046
2026	5	13.715	13.715	13.715	9.546
2026	6	26.619	26.619	26.619	20.913
2026	7	20.213	20.213	20.213	15.984
2026	8	52.765	52.765	52.765	39.901
2026	9	36.818	63.521	63.521	28.920
2026	10	29.271	29.271	29.271	15.775
2026	11	26.697	33.622	33.622	19.356
2026	12	45.061	45.061	45.061	33.594
2027	1	8.531	8.531	8.531	6.173
2027	2	11.437	11.437	11.437	8.676
2027	3	10.772	10.772	10.772	8.453
2027	4	13.253	13.253	13.253	9.928
2027	5	13.715	13.715	13.715	9.497
2027	6	26.661	26.661	26.661	20.916
2027	7	20.177	20.177	20.177	15.899
2027	8	52.906	52.906	52.906	39.907
2027	9	36.442	63.546	63.546	28.533
2027	10	29.284	29.284	29.284	15.633
2027	11	26.717	33.746	33.746	19.298
2027	12	44.906	44.906	44.906	33.330
2028	1	8.608	8.608	8.608	6.175
2028	2	11.570	11.570	11.570	8.720
2028	3	10.848	10.848	10.848	8.462
2028	4	13.268	13.268	13.268	9.849
2028	5	13.843	13.843	13.843	9.502
2028	6	26.789	26.789	26.789	20.946
2028	7	20.264	20.264	20.264	15.884
2028	8	53.360	53.360	53.360	40.040
2028	9	36.362	64.377	64.377	28.343
2028	10	29.581	29.581	29.581	15.545
2028	11	26.908	34.173	34.173	19.296
2028	12	45.185	45.185	45.185	33.314

8.3 Factores de expansión de pérdidas medias de distribución en potencia y energía

De acuerdo con los resultados presentados en el Capítulo 7, la Tabla 8-3 muestra los factores de expansión de pérdidas medias de distribución de energía tanto como para los instantes de demanda máxima de distribución y de generación. Estos factores representan las pérdidas eficientes de energía y potencia como resultado de la operación de las redes de la empresa modelo.

Tabla 8-3: Factores de expansión de pérdidas.

Año	ATD	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
2022	1	1,0127	1,0132	1,0124	1,0568	1,0583	1,0617
2022	2	1,0212	1,0203	1,0225	1,0934	1,0949	1,1000
2022	3	1,0199	1,0257	1,0225	1,0819	1,0820	1,0879
2022	4	1,0143	1,0167	1,0163	1,0820	1,0805	1,0905
2022	5	1,0233	1,0259	1,0256	1,1353	1,1350	1,1464
2022	6	1,0194	1,0192	1,0200	1,0771	1,0772	1,0841
2022	7	1,0160	1,0169	1,0151	1,0680	1,0686	1,0766
2022	8	1,0223	1,0299	1,0280	1,1179	1,0788	1,1185
2022	9	1,0214	1,0427	1,0348	1,1553	1,1451	1,1540
2022	10	1,0480	1,0623	1,0616	1,1039	1,0965	1,1242
2022	11	1,0357	1,0391	1,0334	1,0781	1,0772	1,0943
2022	12	1,0303	1,0447	1,0378	1,1095	1,0965	1,1282
2024	1	1,0130	1,0134	1,0126	1,0548	1,0565	1,0593
2024	2	1,0211	1,0204	1,0223	1,0886	1,0904	1,0948
2024	3	1,0204	1,0263	1,0231	1,0803	1,0803	1,0862
2024	4	1,0157	1,0186	1,0181	1,0770	1,0765	1,0850
2024	5	1,0234	1,0259	1,0257	1,1361	1,1359	1,1473
2024	6	1,0201	1,0199	1,0206	1,0756	1,0757	1,0816
2024	7	1,0172	1,0183	1,0164	1,0693	1,0699	1,0778
2024	8	1,0240	1,0333	1,0305	1,1084	1,0731	1,1097
2024	9	1,0224	1,0433	1,0356	1,1545	1,1419	1,1520
2024	10	1,0498	1,0648	1,0640	1,1031	1,0958	1,1234
2024	11	1,0369	1,0406	1,0343	1,0763	1,0755	1,0923
2024	12	1,0312	1,0464	1,0390	1,1096	1,0972	1,1281
2025	1	1,0131	1,0136	1,0128	1,0551	1,0569	1,0595
2025	2	1,0213	1,0207	1,0225	1,0886	1,0906	1,0947
2025	3	1,0209	1,0269	1,0236	1,0806	1,0807	1,0864
2025	4	1,0160	1,0190	1,0184	1,0769	1,0767	1,0849
2025	5	1,0236	1,0263	1,0259	1,1374	1,1374	1,1484
2025	6	1,0203	1,0201	1,0207	1,0760	1,0761	1,0817
2025	7	1,0180	1,0190	1,0172	1,0706	1,0713	1,0789
2025	8	1,0241	1,0338	1,0308	1,1073	1,0729	1,1088
2025	9	1,0226	1,0438	1,0360	1,1533	1,1418	1,1514
2025	10	1,0506	1,0660	1,0651	1,1016	1,0947	1,1214
2025	11	1,0374	1,0412	1,0346	1,0761	1,0755	1,0919
2025	12	1,0322	1,0478	1,0403	1,1078	1,0961	1,1261
2026	1	1,0133	1,0138	1,0129	1,0554	1,0572	1,0596
2026	2	1,0216	1,0210	1,0227	1,0885	1,0907	1,0945
2026	3	1,0215	1,0277	1,0243	1,0811	1,0811	1,0868
2026	4	1,0164	1,0195	1,0188	1,0768	1,0768	1,0846
2026	5	1,0239	1,0267	1,0262	1,1386	1,1388	1,1495
2026	6	1,0205	1,0203	1,0208	1,0763	1,0764	1,0818
2026	7	1,0184	1,0195	1,0176	1,0718	1,0726	1,0798
2026	8	1,0240	1,0341	1,0309	1,1062	1,0728	1,1079
2026	9	1,0227	1,0443	1,0363	1,1512	1,1408	1,1497
2026	10	1,0512	1,0671	1,0660	1,1000	1,0937	1,1193
2026	11	1,0379	1,0418	1,0350	1,0758	1,0752	1,0912
2026	12	1,0331	1,0489	1,0414	1,1068	1,0957	1,1249
2027	1	1,0135	1,0140	1,0130	1,0556	1,0575	1,0596
2027	2	1,0219	1,0213	1,0230	1,0884	1,0908	1,0943
2027	3	1,0221	1,0285	1,0250	1,0816	1,0817	1,0872
2027	4	1,0167	1,0199	1,0191	1,0766	1,0769	1,0843
2027	5	1,0242	1,0270	1,0265	1,1396	1,1400	1,1504
2027	6	1,0207	1,0205	1,0209	1,0764	1,0766	1,0817
2027	7	1,0189	1,0199	1,0182	1,0724	1,0732	1,0802
2027	8	1,0244	1,0348	1,0315	1,1051	1,0727	1,1071
2027	9	1,0232	1,0461	1,0376	1,1524	1,1434	1,1516
2027	10	1,0511	1,0670	1,0658	1,0985	1,0927	1,1173
2027	11	1,0388	1,0427	1,0357	1,0756	1,0751	1,0906
2027	12	1,0332	1,0493	1,0415	1,1063	1,0957	1,1243
2028	1	1,0136	1,0142	1,0132	1,0559	1,0578	1,0598
2028	2	1,0222	1,0217	1,0233	1,0886	1,0910	1,0944
2028	3	1,0227	1,0293	1,0257	1,0822	1,0823	1,0878
2028	4	1,0171	1,0204	1,0196	1,0767	1,0771	1,0843
2028	5	1,0244	1,0273	1,0266	1,1407	1,1413	1,1514
2028	6	1,0208	1,0206	1,0211	1,0766	1,0767	1,0817
2028	7	1,0189	1,0200	1,0184	1,0730	1,0739	1,0806
2028	8	1,0244	1,0354	1,0317	1,1044	1,0726	1,1066
2028	9	1,0232	1,0464	1,0377	1,1515	1,1431	1,1510
2028	10	1,0517	1,0682	1,0668	1,0973	1,0919	1,1157
2028	11	1,0400	1,0441	1,0367	1,0764	1,0759	1,0918
2028	12	1,0333	1,0496	1,0417	1,1060	1,0958	1,1238

9. COEFICIENTES Y FÓRMULAS DE INDEXACIÓN DE LOS VALORES AGREGADOS

Según se establece en el artículo 187° de la Ley, se deberán estructurar fórmulas indexadas que expresarán las tarifas en función de los precios de nudo y de los índices de precio de los principales insumos de la distribución.

En consecuencia, los valores agregados deben expresarse en términos tales que permitan su indexación a los principales indicadores económicos que se correlacionen con dichos costos.

Cada una de las componentes señaladas es expresada en su valor base, en pesos chilenos, el que, para la determinación de la tarifa mensual aplicable, estará sujeto en el tiempo a la variación de determinados indicadores económicos, los que son escogidos considerando la disponibilidad y estabilidad de la institución que los elabora o emite. Así, los índices utilizados para las fórmulas de indexación son:

- IPC: Índice de Precios al Consumidor, índice general publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE), cuyo valor será el publicado el segundo mes anterior al mes para el que se determinan las tarifas mensuales indexadas correspondientes.
- CPI: Consumer Price Index (All Urban Consumers), publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del Gobierno de los Estados Unidos de América (Código BLS: CUUR0000SA0), cuyo valor será el publicado el segundo mes anterior al mes para el que se determinan las tarifas mensuales indexadas correspondientes.
- D: Tipo de cambio observado para el dólar de los Estados Unidos de América, publicado por el Banco Central de Chile, "Dólar Observado". Se utilizará el valor promedio del segundo mes anterior a aquel para el que se determinan las tarifas mensuales indexadas correspondientes.

Así, se establece una única fórmula polinomial, cuya aplicación define el valor nominal de las componentes señaladas, bajo la estructura siguiente:

$$CC_i = CC_0 \times \left\{ \left(\alpha_{1,k} + \beta_{1,k} + \gamma_{1,k} \frac{t_i}{t_0} \cdot \frac{1 - t_0}{1 - t_i} \right) \cdot \frac{IPC_{i-2}}{IPC_0} + \left(\alpha_{2,k} + \beta_{2,k} + \gamma_{2,k} \frac{t_i}{t_0} \cdot \frac{1 - t_0}{1 - t_i} \right) \cdot \frac{CPI_{i-2}}{CPI_0} \cdot \frac{D_{i-2}}{D_0} \right\}$$

Donde,

- CC_0 : Corresponde tanto a los costos fijos como a los VAD en la fecha base, es decir en pesos del 31 de diciembre del año base. Específicamente a CFE, CFD, CFH, CFU, VADAT, VADBT y VADSD.
- CC_i : Corresponde tanto a los costos fijos como a los VAD en el periodo i . Específicamente a CFE, CFD, CFH, CFU, VADAT, VADBT y VADSD.
- $\alpha_{1,k}$: Proporción del costo CC que varía con el IPC en componente de inversión en el año k .
- $\alpha_{2,k}$: Proporción del costo CC que varía con el CPI en componente de inversión en el año k .

- $\beta_{1,k}$: Proporción del costo CC que varía con el IPC en componente de operación en el año k .
- $\beta_{2,k}$: Proporción del costo CC que varía con el CPI en componente de operación en el año k .
- $\gamma_{1,k}$: Proporción del costo CC que varía con el IPC en componente de ajuste por efectos de impuesto a la renta en el año k .
- $\gamma_{2,k}$: Proporción del costo CC que varía con el CPI en componente de ajuste por efectos de impuesto a la renta en el año k .
- IPC_{i-2} : Índice de precios al consumidor, índice general, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE) en el periodo $i - 2$.
- CPI_{i-2} : Consumer Price Index (All Urban Consumers), publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del gobierno de los Estados Unidos de América (Código BLS: CUUR0000SA0) en el periodo $i - 2$.
- D_{i-2} : Tipo de cambio observado para el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica, publicado por el Banco Central de Chile, "Dólar Observado" en el periodo $i - 2$.
- t_i : Tasa de impuestos a las utilidades de primera categoría aplicable a la empresa modelo en el periodo i .
- IPC_0 : Valor base del índice de precios al consumidor.
- CPI_0 : Valor base del Consumer Price Index (All Urban Consumers).
- D_0 : Valor base del tipo de cambio.
- t_0 : Valor base de la tasa de impuesto a las utilidades de primera categoría.

La fórmula anterior separa los costos de las componentes de los valores agregados de acuerdo con su relación a los diferentes índices de variación de precios de mercado. El CPI se utiliza para los componentes de costo de la inversión relacionados con insumos o bienes de capital importado, y el IPC para los componentes de costo de la inversión y de explotación relacionados con insumos o bienes de capital nacionales.

Adicionalmente y de acuerdo con las Bases, la propuesta de fórmulas de indexación del Consultor debe cumplir que $\alpha_{1,k} + \alpha_{2,k} + \beta_{1,k} + \beta_{2,k} + \gamma_{1,k} + \gamma_{2,k} = 1$.

Para todo lo anterior se consideran, para cada partida de costos, los siguientes índices asociados:

Tabla 9-1: Asignación de costos a índices de precios.

Costo	Índice
Cámaras	IPC
Conductores	CPI
Canalizaciones	IPC
Estructuras Portantes	CPI
Estructuras Subestaciones	CPI
Bóvedas y Obras Civiles	IPC
Estructuras Equipos	CPI
Estructuras Varios	CPI
Bajadas	IPC
Toma Tierra	CPI
Medidores	CPI
Enmalles	CPI
Postes	IPC
Equipos de Operación	CPI
Transformadores de Distribución	CPI
Tirantes	CPI
Equipos de Monitoreo y Otros	CPI
Generación	CPI
Almacenamiento	CPI
Terrenos	IPC
Edificios	IPC
Vehículos	CPI
Equipos	CPI
Bienes de Oficina	IPC
Hardware	CPI
Software	CPI
Otros Bienes	IPC
Remuneraciones	IPC

Adicional a lo anterior, los valores base son los que se muestran en la Tabla 9-2.

Tabla 9-2: Valores base de los indexadores económicos.

Parámetro	Valor	Periodo
IPC_0	127,41	Octubre de 2022
CPI_0	298,01	Octubre de 2022
D_0	955,89	Octubre de 2022

El resultado de la indexación se muestra en la Tabla 9-3 y Tabla 9-4.

Tabla 9-3: Indexadores de las componentes del valor agregado de distribución.

		Indexadores VADAT					Indexadores VADBT					Indexadores VADSD							
		α1.k	β1.k	γ1.k	α2.k	β2.k	γ2.k	α1.k	β1.k	γ1.k	α2.k	β2.k	γ2.k	α1.k	β1.k	γ1.k	α2.k	β2.k	γ2.k
2022	1	0,2625	0,3554	0,0459	0,2646	0,0313	0,0403	0,2907	0,2798	0,0499	0,3229	0,0135	0,0432	0,2794	0,3102	0,0483	0,2995	0,0206	0,0420
2024	1	0,2606	0,3547	0,0457	0,2662	0,0318	0,0410	0,2873	0,2713	0,0492	0,3280	0,0207	0,0435	0,2766	0,3047	0,0478	0,3033	0,0251	0,0425
2025	1	0,2594	0,3559	0,0455	0,2661	0,0321	0,0410	0,2814	0,2687	0,0481	0,3295	0,0288	0,0435	0,2727	0,3031	0,0471	0,3045	0,0301	0,0425
2026	1	0,2577	0,3581	0,0452	0,2654	0,0327	0,0409	0,2735	0,2656	0,0465	0,3299	0,0412	0,0433	0,2674	0,3013	0,0460	0,3050	0,0379	0,0424
2027	1	0,2566	0,3588	0,0450	0,2657	0,0330	0,0409	0,2718	0,2672	0,0462	0,3284	0,0432	0,0432	0,2659	0,3025	0,0458	0,3043	0,0392	0,0423
2028	1	0,2551	0,3602	0,0448	0,2654	0,0336	0,0409	0,2688	0,2704	0,0457	0,3266	0,0456	0,0429	0,2635	0,3048	0,0454	0,3031	0,0410	0,0422
2022	2	0,1064	0,5161	0,0188	0,2780	0,0360	0,0447	0,1337	0,4336	0,0232	0,3450	0,0150	0,0495	0,1183	0,4801	0,0207	0,3072	0,0269	0,0468
2024	2	0,1053	0,5163	0,0187	0,2785	0,0364	0,0448	0,1282	0,4252	0,0219	0,3397	0,0371	0,0479	0,1157	0,4751	0,0201	0,3062	0,0367	0,0462
2025	2	0,1046	0,5184	0,0185	0,2774	0,0365	0,0446	0,1260	0,4114	0,0213	0,3407	0,0530	0,0476	0,1145	0,4688	0,0198	0,3067	0,0442	0,0460
2026	2	0,1035	0,5219	0,0183	0,2750	0,0371	0,0442	0,1236	0,3943	0,0205	0,3398	0,0749	0,0469	0,1131	0,4607	0,0194	0,3061	0,0552	0,0455
2027	2	0,1026	0,5235	0,0182	0,2744	0,0372	0,0441	0,1230	0,3964	0,0204	0,3380	0,0755	0,0467	0,1124	0,4624	0,0193	0,3049	0,0556	0,0454
2028	2	0,1022	0,5255	0,0181	0,2727	0,0377	0,0438	0,1221	0,3974	0,0203	0,3370	0,0766	0,0466	0,1118	0,4638	0,0192	0,3036	0,0564	0,0452
2022	3	0,1085	0,5807	0,0188	0,2319	0,0242	0,0359	0,1720	0,4515	0,0291	0,2972	0,0090	0,0412	0,1421	0,5124	0,0242	0,2665	0,0161	0,0387
2024	3	0,1077	0,5777	0,0187	0,2348	0,0246	0,0365	0,1658	0,4481	0,0278	0,2944	0,0237	0,0402	0,1390	0,5078	0,0236	0,2670	0,0241	0,0385
2025	3	0,1067	0,5789	0,0186	0,2345	0,0248	0,0365	0,1629	0,4390	0,0272	0,2966	0,0341	0,0402	0,1374	0,5025	0,0233	0,2684	0,0299	0,0385
2026	3	0,1051	0,5827	0,0183	0,2326	0,0251	0,0362	0,1596	0,4270	0,0263	0,2973	0,0498	0,0400	0,1354	0,4961	0,0228	0,2686	0,0388	0,0383
2027	3	0,1041	0,5847	0,0181	0,2318	0,0252	0,0361	0,1589	0,4281	0,0263	0,2966	0,0501	0,0400	0,1345	0,4979	0,0226	0,2678	0,0390	0,0382
2028	3	0,1036	0,5844	0,0181	0,2322	0,0256	0,0361	0,1573	0,4283	0,0260	0,2970	0,0514	0,0400	0,1333	0,4980	0,0224	0,2681	0,0399	0,0383
2022	4	0,0917	0,5603	0,0156	0,2560	0,0374	0,0390	0,1245	0,4374	0,0210	0,3431	0,0267	0,0473	0,1034	0,5165	0,0175	0,2871	0,0336	0,0419
2024	4	0,0909	0,5616	0,0155	0,2553	0,0376	0,0391	0,1180	0,4298	0,0195	0,3317	0,0559	0,0451	0,1012	0,5115	0,0170	0,2844	0,0445	0,0414
2025	4	0,0902	0,5636	0,0154	0,2541	0,0377	0,0390	0,1156	0,4117	0,0189	0,3323	0,0768	0,0447	0,1003	0,5036	0,0168	0,2850	0,0531	0,0412
2026	4	0,0896	0,5654	0,0153	0,2526	0,0383	0,0388	0,1125	0,3926	0,0180	0,3310	0,1020	0,0439	0,0991	0,4938	0,0164	0,2851	0,0647	0,0409
2027	4	0,0892	0,5657	0,0153	0,2525	0,0385	0,0388	0,1118	0,3946	0,0179	0,3296	0,1024	0,0437	0,0986	0,4947	0,0164	0,2845	0,0650	0,0408
2028	4	0,0887	0,5664	0,0152	0,2519	0,0391	0,0387	0,1104	0,3993	0,0177	0,3269	0,1023	0,0434	0,0977	0,4966	0,0163	0,2832	0,0655	0,0407
2022	5	0,0995	0,5372	0,0165	0,2747	0,0330	0,0391	0,1115	0,4336	0,0183	0,3628	0,0249	0,0489	0,1031	0,5065	0,0170	0,3008	0,0306	0,0420
2024	5	0,0983	0,5391	0,0163	0,2743	0,0330	0,0390	0,1083	0,4133	0,0174	0,3568	0,0571	0,0471	0,1014	0,4997	0,0166	0,3002	0,0406	0,0415
2025	5	0,0980	0,5394	0,0163	0,2742	0,0332	0,0389	0,1066	0,3914	0,0168	0,3557	0,0831	0,0464	0,1008	0,4908	0,0164	0,3010	0,0496	0,0414
2026	5	0,0975	0,5410	0,0162	0,2728	0,0337	0,0388	0,1044	0,3685	0,0160	0,3527	0,1132	0,0452	0,0999	0,4808	0,0161	0,3007	0,0615	0,0410
2027	5	0,0971	0,5419	0,0161	0,2723	0,0339	0,0387	0,1041	0,3690	0,0160	0,3522	0,1135	0,0452	0,0996	0,4814	0,0161	0,3002	0,0617	0,0410
2028	5	0,0968	0,5428	0,0161	0,2713	0,0344	0,0386	0,1034	0,3727	0,0159	0,3498	0,1133	0,0449	0,0991	0,4832	0,0160	0,2988	0,0621	0,0408
2022	6	0,0858	0,6529	0,0142	0,1836	0,0344	0,0291	0,0825	0,5527	0,0134	0,2751	0,0382	0,0381	0,0849	0,6249	0,0140	0,2092	0,0354	0,0316
2024	6	0,0852	0,6535	0,0142	0,1827	0,0351	0,0293	0,0856	0,5151	0,0132	0,2681	0,0819	0,0361	0,0853	0,6116	0,0139	0,2086	0,0493	0,0313
2025	6	0,0849	0,6544	0,0142	0,1819	0,0354	0,0292	0,0830	0,4854	0,0126	0,2632	0,1208	0,0350	0,0843	0,5999	0,0137	0,2081	0,0629	0,0311
2026	6	0,0842	0,6559	0,0141	0,1808	0,0360	0,0290	0,0790	0,4592	0,0117	0,2529	0,1640	0,0332	0,0824	0,5871	0,0132	0,2060	0,0808	0,0305
2027	6	0,0839	0,6564	0,0140	0,1804	0,0363	0,0290	0,0789	0,4568	0,0117	0,2524	0,1671	0,0331	0,0822	0,5865	0,0132	0,2056	0,0821	0,0304
2028	6	0,0835	0,6570	0,0140	0,1796	0,0370	0,0289	0,0764	0,4708	0,0113	0,2441	0,1653	0,0321	0,0810	0,5906	0,0130	0,2026	0,0828	0,0300
2022	7	0,0997	0,6976	0,0171	0,1428	0,0210	0,0218	0,1310	0,5987	0,0217	0,2132	0,0060	0,0294	0,1202	0,6329	0,0201	0,1889	0,0112	0,0267
2024	7	0,0982	0,6984	0,0170	0,1427	0,0213	0,0224	0,1301	0,5824	0,0211	0,2189	0,0177	0,0298	0,1194	0,6212	0,0197	0,1935	0,0189	0,0273
2025	7	0,0977	0,6996	0,0170	0,1419	0,0214	0,0224	0,1286	0,5706	0,0208	0,2216	0,0283	0,0301	0,1184	0,6130	0,0196	0,1954	0,0260	0,0276
2026	7	0,0965	0,7015	0,0169	0,1411	0,0217	0,0223	0,1247	0,5584	0,0200	0,2205	0,0466	0,0298	0,1157	0,6040	0,0190	0,1952	0,0387	0,0274
2027	7	0,0953	0,6968	0,0167	0,1464	0,0218	0,0230	0,1251	0,5477	0,0201	0,2219	0,0552	0,0300	0,1154	0,5963	0,0190	0,1973	0,0443	0,0277
2028	7	0,0937	0,6963	0,0164	0,1483	0,0222	0,0231	0,1222	0,5497	0,0197	0,2186	0,0601	0,0297	0,1130	0,5973	0,0186	0,1958	0,0478	0,0275
2022	8	0,0868	0,6741	0,0140	0,1768	0,0202	0,0281	0,0935	0,4591	0,0146	0,3767	0,0073	0,0488	0,0886	0,6164	0,0141	0,2305	0,0167	0,0337
2024	8	0,0858	0,6742	0,0140	0,1773	0,0204	0,0283	0,1015	0,4290	0,0144	0,3501	0,0607	0,0443	0,0906	0,5998	0,0141	0,2297	0,0327	0,0331
2025	8	0,0855	0,6751	0,0139	0,1767	0,0206	0,0282	0,1000	0,3931	0,0139	0,3452	0,1046	0,0432	0,0902	0,5836	0,0139	0,2314	0,0478	0,0331
2026	8	0,0848	0,6763	0,0139	0,1759	0,0210	0,0281	0,0955	0,3738	0,0130	0,3287	0,1484	0,0406	0,0887	0,5680	0,0135	0,2306	0,0666	0,0326
2027	8	0,0845	0,6762	0,0138	0,1762	0,0212	0,0281	0,0983	0,3551	0,0133	0,3383	0,1532	0,0418	0,0894	0,5634	0,0137	0,2331	0,0675	0,0329
2028	8	0,0842	0,6767	0,0138	0,1756	0,0217	0,0280	0,0953	0,3726	0,0129	0,3280	0,1507	0,0405	0,0881	0,5680	0,0135	0,2301	0,0678	0,0325
2022	9	0,0440	0,7620	0,0073	0,1478	0,0150	0,0239	0,0600	0,6385	0,0094	0,2510	0,0046	0,0365	0,0489	0,7246	0,0079	0,1791	0,0118	0,0277
2024	9	0,0437	0,7572	0,0073	0,1517	0,0156	0,0245	0,0739	0,6017	0,0106	0,2432	0,0365	0,0341	0,0538	0,7049	0,0084	0,1825		

ARTÍCULO SEGUNDO: Publíquese el Informe Técnico Preliminar, que se aprueba conforme al artículo precedente, en la página web de la Comisión Nacional de Energía www.cne.cl, junto a todos sus antecedentes, anexos y bases de datos de respaldo, los cuales forman parte integrante de dicho informe para todos los efectos legales.

ARTÍCULO TERCERO: Notifíquese mediante correo electrónico la presente resolución a las empresas concesionarias de distribución y a los integrantes del Registro de Participación Ciudadana a que se refiere el artículo 183° bis de la LGSE, quienes, dentro de los veinte días siguientes a la notificación, deberán presentar a la Comisión sus observaciones técnicas al Informe Técnico Preliminar, de acuerdo con lo establecido en el inciso vigésimo del artículo 183° bis de la LGSE. Las observaciones deberán enviarse al correo electrónico fijaciondx@cne.cl con copia a oficinadepartes@cne.cl, y ajustarse al formato de observaciones adjunto a la presente resolución.

ARTÍCULO CUARTO: Publíquese el formato de observaciones al que hace referencia el artículo precedente en la página web de la Comisión Nacional de Energía www.cne.cl. Las observaciones efectuadas deben contener, al menos, los siguientes elementos:

- i) Identificación del participante o empresa concesionaria de distribución que formula la observación, conforme a la nomenclatura establecida en la hoja "1. Empresas y Participantes" del archivo adjunto denominado "Observaciones_Id_Nombre.xlsx". En dicha denominación, "Id" corresponde al identificador asignado al participante o empresa concesionaria en la hoja referida, y "Nombre" al nombre de dicha entidad, según consta en el mismo registro. Esta estructura de nombre de archivo deberá mantenerse íntegramente al momento de su envío, a efectos de asegurar la trazabilidad y correcta asociación de antecedentes durante el proceso de revisión;
- ii) Identificación de la categoría de costos asociada a la observación, conforme al inciso vigésimo segundo del artículo 183° bis de la LGSE y al capítulo 10 de las Bases Técnicas. Se requiere incorporar dicha categorización para facilitar la trazabilidad y su vinculación con las discrepancias que puedan ser formuladas posteriormente conforme al procedimiento establecido en el inciso vigésimo primero del referido artículo;
- iii) Observación específica al contenido del Informe Técnico Preliminar;
- iv) Justificación técnica o económica de la observación formulada;
- v) Propuesta de alternativa presentada por el participante o empresa concesionaria, la que deberá explicitar la modificación al Informe Técnico Preliminar en términos de parámetros, criterios o supuestos del estudio de costos;
- vi) Respecto de los puntos iii), iv) y v) precedentes, la participante o empresa concesionaria de distribución deberá entregar todos los antecedentes a su haber que permitan justificar, fundamentar y sustentar cada una de las modificaciones de parámetros, criterios o supuestos del Informe Técnico Preliminar que señale según la alternativa formulada a que se refiere el numeral anterior;
- vii) Tanto la propuesta indicada en el punto v) como los antecedentes a los que se refiere el punto vi) deberán permitir la trazabilidad y vinculación de las observaciones presentadas con las correspondientes discrepancias que puedan ser formuladas posteriormente, conforme a lo establecido el artículo 183° bis de la LGSE y teniendo en particular cuenta

lo preceptuado en su inciso vigésimo primero: “*las empresas concesionarias y los participantes podrán solicitar al Panel que dirima todas o algunas de las observaciones presentadas que no hubiesen sido acogidas por la Comisión o fuesen acogidas parcialmente*”, así como la posibilidad de que la acogida total o parcial de observaciones por parte de la Comisión sea discrepada por las empresas distribuidoras y participantes que no las hubieren formulado. Asimismo, considerando lo dispuesto en el inciso vigésimo segundo del referido artículo, se sugiere estimar el impacto económico asociado a cada alternativa, expresado en términos consistentes con las categorías o subcategorías del VAD, e incluyendo los cálculos y antecedentes que permitan su verificación; y

- viii) Los antecedentes mencionados en el punto vi) deberán organizarse conforme al esquema de carpetas establecido para cada empresa concesionaria y participante en el archivo “*Formato Carpetas Antecedentes Observaciones.rar*” que se adjunta a la presente resolución. Cada conjunto de antecedentes deberá incorporarse en una carpeta individual, rotulada de manera correlativa bajo la denominación “*Observación ID 001*”, “*Observación ID 002*”, y así sucesivamente, conforme al orden y estructura definidos en el referido formato.

Anótese, regístrese y comuníquese.

SECRETARIO EJECUTIVO (S)
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

DZO/LZG/MOC/FCP/CSG/RES/RGF/JAC/CRA/BBA/DBL/JMG

Adj.:

- 1) *Formato Carpetas Antecedentes Observaciones.rar*

Distribución:

- Ministerio de Energía
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles
- Secretaría Ejecutiva CNE.
- Oficina de Partes CNE.
- Departamento Eléctrico.
- Departamento Regulación Económica CNE.
- Departamento Jurídico.
- Oficina de Partes CNE.