



7

**ANÁLISIS ECONÓMICO
FINANCIERO**

7.1 Introducción

En el presente capítulo se analiza la evolución del costo del servicio eléctrico, para la tarifa aplicada al consumidor final dentro del sector eléctrico, principalmente influenciados por las inversiones del ajuste realizado al Plan Maestro de Electrificación, para el período 2018 – 2027.

Los aspectos más relevantes considerados para el análisis contemplan:

- Efecto de la ejecución de los planes de expansión de generación, transmisión y distribución, en la determinación del costo del servicio eléctrico anual.

- La estimación del resultado de la aplicación tarifaria del sector eléctrico anual.

En el contexto del análisis desarrollado se toma en cuenta la normativa vigente, metodologías internacionales relacionadas a la determinación de los costos del servicio y la evaluación financiera del PME.

Importantes resultados y conclusiones cierran el estudio, entregando una herramienta para la toma de decisiones y análisis de comportamientos esperados dentro del sector eléctrico.

7.2 Generalidades

En el sector eléctrico, la tarifa o precio de venta a clientes regulados es el monto de dinero que debe pagar el usuario final del servicio de electricidad, por la energía y potencia eléctrica que requiere para satisfacer sus diferentes y variadas necesidades, según sus modalidades de consumo y nivel de voltaje al que se brinda el servicio.

El marco jurídico que soporta la fijación de tarifas a los usuarios finales está constituido principalmente por:

- La Regulación No. CONELEC 006/08 de 12 de agosto de 2008 que establece los parámetros regulatorios específicos para el establecimiento de la tarifa única que deben aplicar las empresas eléctricas de distribución, para cada tipo de consumo de energía eléctrica.
- Las Regulaciones Nos. CONELEC 013/08 y CONELEC 004/09 de 27 de noviembre de 2008 y de 06 de agosto de 2009, respectivamente, complementan a la anterior Regulación en los aspectos de funcionamiento del mercado eléctrico y tarifarios.
- La Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica – LOSPEE, normativa expedida el 16 de enero de 2015 en el Tercer

Suplemento del Registro Oficial N° 418, en el Título III, Capítulo III AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE LA ELECTRICIDAD – ARCONEL, dispone: “Artículo 15.- Atribuciones y deberes.-... 5. Realizar estudios y análisis técnicos, económicos y financieros para la elaboración de las regulaciones, pliegos tarifarios y acciones de control”.

- La Ley ibídem, en el Título V, Capítulo III - Régimen Tarifario en los artículos del 54 al 57 establece los conceptos y principios para la determinación de los costos de generación, transmisión, distribución y comercialización, y de alumbrado público general, que son la base fundamental para la determinación de los pliegos tarifarios al consumidor o usuario final. Específicamente, el Artículo 57, dispone: “Artículo 57.- Pliegos tarifarios.- ARCONEL, por intermedio de su Directorio, aprobará los pliegos tarifarios, los mismos que, para conocimiento de los usuarios del sistema, deberán ser informados a través de los medios de comunicación en el país y publicados en el Registro Oficial”.

7.3 Resumen de Inversiones del PME 2018 - 2027

Para el cumplimiento del Plan Maestro de Electricidad 2018-2027 se consideran los siguientes recursos económicos:

Componente	Caso Base (MM USD)	Caso Matriz Productiva (MM USD)
Plan de expansión de la generación	6.150	9.155
Plan de expansión de la transmisión	1.793	1.793
Plan de expansión y mejoras de la distribución	4.736	5.034
Total Nacional	12.679	15.982

Tabla Nro. 7-1: Resumen de recursos económicos para el PME 2018-2027.

Para la ejecución de las obras del Plan Maestro se cuenta con varias fuentes de financiamiento como son los recursos fiscales y créditos del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), del Banco de Desarrollo de América Latina (CAF), Eximbank, de la Agencia Financiera de Desarrollo (AFD), del Banco de Desarrollo de China (CDB por sus siglas en inglés); y, a su vez, una importante inversión del sector privado que se espera se consolide en los próximos años y tenga

cada vez una participación mayor, dentro del marco normativo del sector eléctrico y de las asociaciones público –privadas, APP.

Los montos de las inversiones de generación varían con relación a las indicadas en el capítulo 4 de este Plan, debido a que por la metodología para el análisis económico financiero, se considera la inversión total del proyecto en el año de su ingreso en operación.

7.4 Costo del Servicio Eléctrico para la tarifa

El costo del servicio eléctrico con el cual se determina la tarifa o precio de venta a clientes regulados corresponde a la sumatoria entre: la valoración económica de la producción óptima de energía eléctrica (generación), el transporte por el sistema nacional interconectado hacia los centros de mayor concentración de carga eléctrica (transmisión), y la entrega y comercialización de la energía eléctrica a

los usuarios finales (distribución y comercialización).

El costo de cada una de estas actividades corresponde, principalmente, a costos fijos asociados a la prestación del servicio y a los costos variables de producción de energía presentes en la actividad de generación.

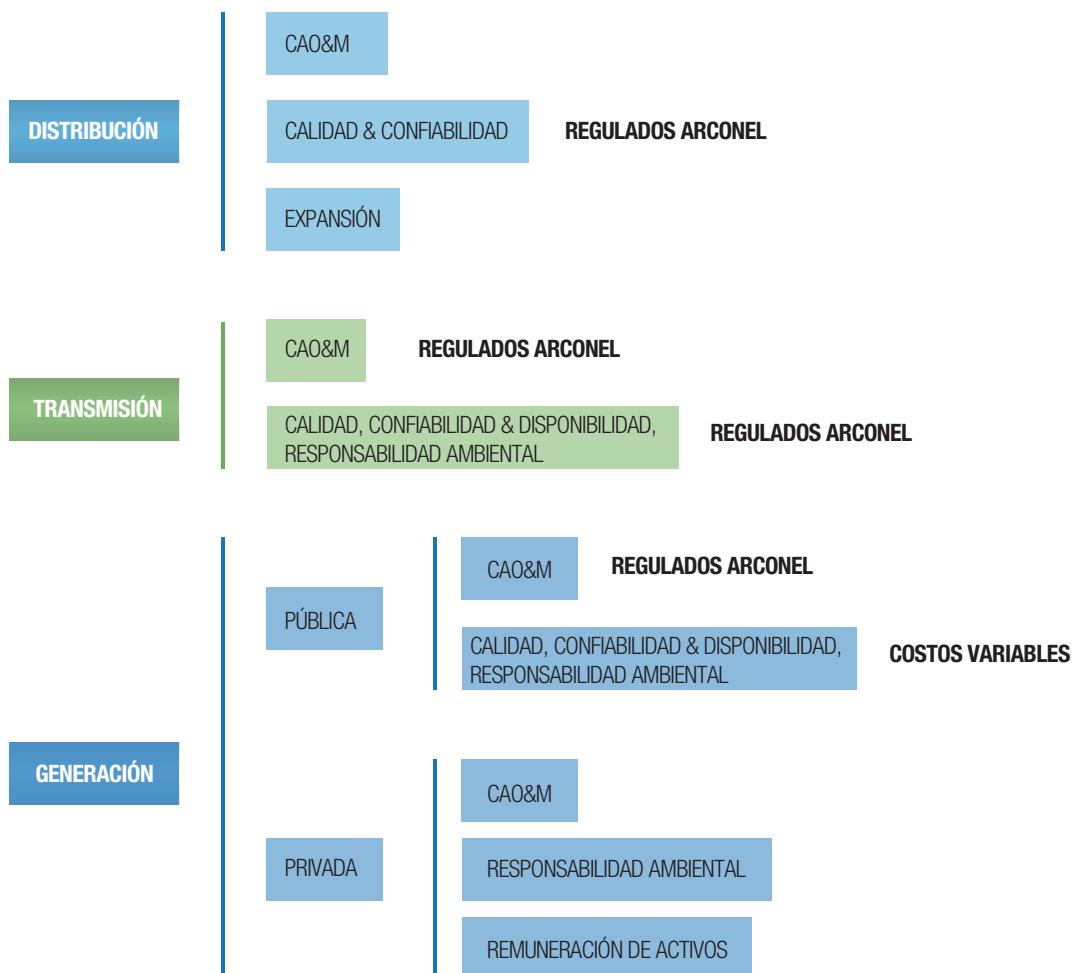


Figura Nro. 7-1: Componentes del costo del servicio eléctrico.

En la Figura Nro. 7 - 1 se ilustran los componentes del costo del servicio, y a su vez se indica que los costos fijos para cada una de las actividades de generación, transmisión y distribución, están compuestos por:

- Los costos de administración, operación y mantenimiento (AO&M),
- Los costos asociados a la calidad, confiabilidad & disponibilidad,
- Los costos asociados a la responsabilidad ambiental,

- d. Expansión del servicio eléctrico (actividad distribución); y,
- e. Para la actividad de generación se incluyen además los costos variables requeridos para la producción de energía.
- f. Para la generación privada se incluye el concepto de remuneración de la base de capital de los activos en servicio, a través de la determinación de una anualidad con tasas de descuento y vidas útiles definidas.

No se consideran los costos asociados al servicio de la deuda en las inversiones públicas realizadas con recursos del Presupuesto General del Estado.

La asignación de los costos de AO&M tiene como objetivo la valoración económica de los requerimientos para una eficiente operación y gestión de las empresas eléctricas, dentro de sus actividades, ligados a un proceso de supervisión y control de estos parámetros en base a la normativa vigente.

En este estudio se considera para la determinación del costo del servicio eléctrico: la revisión de metodologías internacionales, el procedimiento utilizado actualmente por la ARCONEL, y aquellas modificaciones aplicables para los casos de estudio, según la normativa vigente.

7.4.1 Generación

7.4.1.1 Costos fijos

Se aplica el método de asignación que consiste en un ajuste de los costos fijos, a lo largo del período de análisis, partiendo de los montos del año base hasta llegar a un valor proveniente de los referentes internacionales.

Dadas estas condiciones y sobre la base de la revisión de la metodología desarrollada para la determinación de los costos de AO&M, se ha considerado la capacidad instalada y los valores referentes internacionales, para la determinación del costo fijo de

Administración, Operación y Mantenimiento. Por otro lado, se analizó el costo fijo aprobado por el regulador en el año base, y se ha aplicado la inflación anual durante todo el horizonte de análisis, 2018-2027.

Para el caso de centrales de generación nuevas, la determinación de los costos fijos se efectúa en función de su capacidad instalada y valores referentes internacionales. Al resultado obtenido, se lo afecta por el valor de inflación para obtener la serie de tiempo.

7.4.1.2 Costos variables

Los costos variables de producción son individuales para cada central de generación y calculados considerando costos nacionales de los combustibles, eficiencias de las plantas, costos de transporte de combustible, entre otros.

En lo referente a la producción de cada unidad de generación se obtiene del resultado de las simulaciones energéticas realizadas en el modelo SDDP bajo las condiciones de demanda y expansión consideradas para el desarrollo de este plan.

7.4.2 Transmisión

En primera instancia, la metodología de determinación de los costos de transmisión consiste en tomar como base los últimos valores aprobados por el ARCONEL y afectarlos por el valor de la inflación anual; continuando con la comparación de los costos aprobados de las empresas de transmisión latinoamericanas, al igual que su monto de activos, obteniéndose así un porcentaje entre ambas variables (porcentaje referente).

Debido a que la determinación de los costos considera los activos en servicio del transmisor, se realiza una actualización anual de los

misimos, logrando expresar su valor a valores corrientes por medio de la inflación anual. Paralelamente, se incrementa la cantidad de activos y su valor, conforme los proyectos del plan de expansión de la transmisión son incorporados.

Una vez definidos los activos, a este valor se aplica el porcentaje referente, obteniéndose los datos finales de cada año, estos datos son comparados con los datos descritos en el primer acápite.

7.4.3 Distribución

Los costos de cada una de las empresas de distribución a ser utilizados en el análisis, considera los valores aprobados por la ARCONEL para el año base, a los cuales se aplica el valor de la inflación anual estimada, obteniendo los costos para todo el período de análisis. Se menciona que en el presente PME se considera al Servicio de Alumbrado Público como una actividad diferenciada a la de distribución.

Del análisis realizado se obtuvo los costos requeridos por cada una de las empresas distribuidoras como un porcentaje de sus activos en servicio. Por esta razón, es necesario llevar a cabo la actualización de los mismos, lo cual consiste en expresar su valor a precios corrientes por medio de la inflación e incrementar la cantidad de activos y su valor, con los nuevos proyectos ingresados en el año de análisis correspondiente.

7.4.4 Escenarios de análisis

Para el presente estudio se han definido dos escenarios de simulación: Caso Base y Caso Matriz Productiva, mismos que han sido seleccionados, por su representatividad e impacto dentro del sector eléctrico.

Estos escenarios son concordantes con los capítulos respectivos de demanda, plan de expansión de generación, transmisión y distribución; de la misma forma, cumplen con las políticas generales del PME. Los escenarios de simulación tienen las siguientes características:

Características para los Casos de Simulación

- Caso Matriz Productiva, el cual se diferencia del caso base, pues incluye la demanda de las industrias básicas.
- La energía generada se despacha con base en la simulación energética efectuada en escenarios representativos de hidrología correspondiente al valor esperado (hidrología media).

- El sistema de transmisión considera el reforzamiento de su infraestructura cuyo proyecto representativo es la entrada en operación de la línea de 500 kV.
- El análisis del costo medio de generación considera el precio de los combustibles con referencia nacional.
- EL servicio de alumbrado público general se lo considera como un servicio independiente a la actividad de distribución.
- Las simulaciones contemplan que los proyectos para generación, transmisión y distribución, entran en operación una vez finalizada su construcción total y su entrada en funcionamiento.

7.4.4.1 Parámetros de simulación

En el presente acápite se describen los parámetros de simulación aplicados para la determinación del costo del servicio, así como la estimación del déficit tarifario, en cada uno de los escenarios de análisis.

Cálculo del Costo Medio de Generación – CMG:

- Plan de expansión de generación.
- Evolución de los activos y de los costos de administración, operación y mantenimiento sobre la base la metodología aplicada.

Costo de Transmisión:

- Plan de expansión de transmisión.
- Evolución de los activos y de los costos de administración, operación y mantenimiento sobre la base de la metodología aplicada.

Costo de Distribución:

- Plan de expansión de distribución.
- Evolución de los activos y de los costos de administración, operación y mantenimiento sobre la base de la metodología explicada.

7.4.5 Análisis de resultados del Caso Base

Una vez que se aplican las metodologías correspondientes y se analizan las hipótesis y los parámetros de simulación de los respectivos escenarios, se obtienen los siguientes resultados para los casos de estudio:

En este escenario analizado del Plan Maestro de Electricidad 2018 – 2027, se considera como un monto global de inversiones de 12.679 millones de dólares, que corresponden a las actividades de generación, transmisión y distribución, cuya participación porcentual se muestra en la Figura Nro. 7–2.

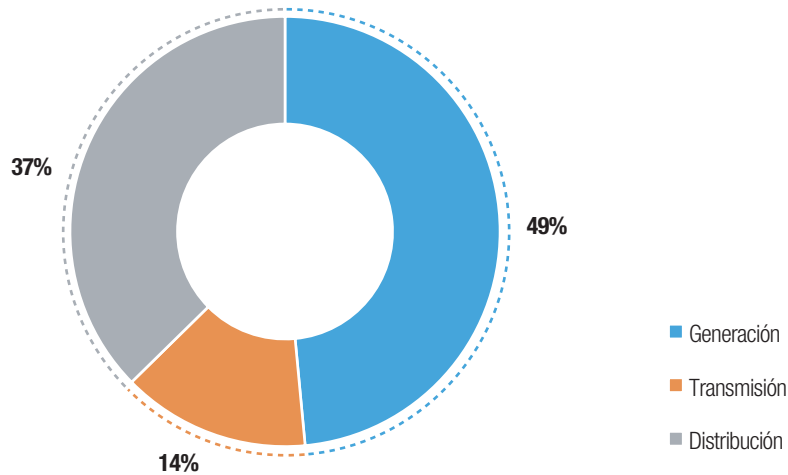


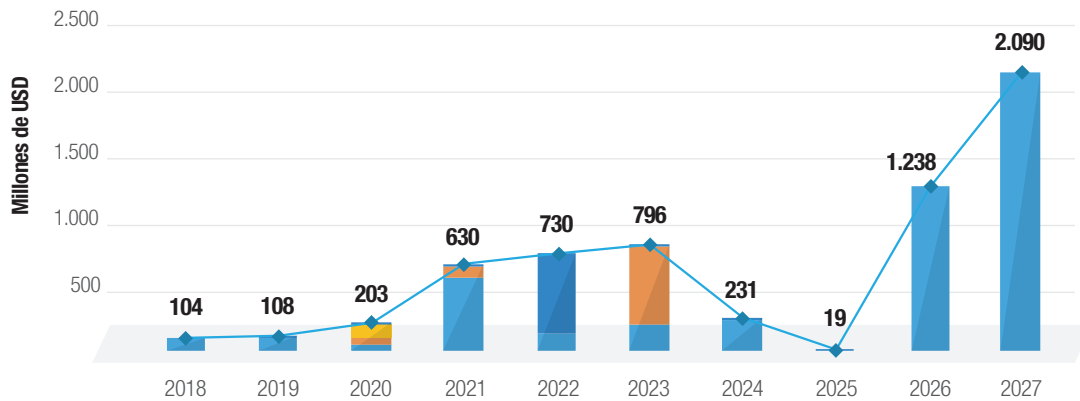
Figura Nro. 7-2: Participación de la inversión por actividad en el período del PME.

7.4.5.1 Generación

Inversión

Para el cumplimiento del Plan Maestro de Electricidad, se establece en el capítulo de expansión de la generación un requerimiento de recursos por el orden de 6.150 millones de dólares.

En la Figura Nro. 7-3 se observa el detalle de inversiones a efectuarse a lo largo del período de análisis por tipo de tecnología.



Renovables	-	9	1	3	606	7	6	19	-	-
Eólico	-	-	114	-	-	-	-	-	-	-
Termoeléctrico	-	-	51	72	-	590	-	-	-	-
Hidroeléctrico	104	100	38	555	125	199	226	-	1.238	2.090
TOTAL	104	108	203	630	730	796	231	19	1.238	2.090

Figura Nro. 7-3: Inversión de capital en generación por tipo de tecnología.

Esta inversión tendrá una incidencia directa en el cálculo del costo medio de generación, en cuanto a los Costos de Administración, Operación y Mantenimiento, según se lo explicó en la metodología correspondiente.

Con la entrada en operación de 29 centrales nuevas de generación, la composición de la generación eléctrica a lo largo de los diez años se conformará de la siguiente manera:

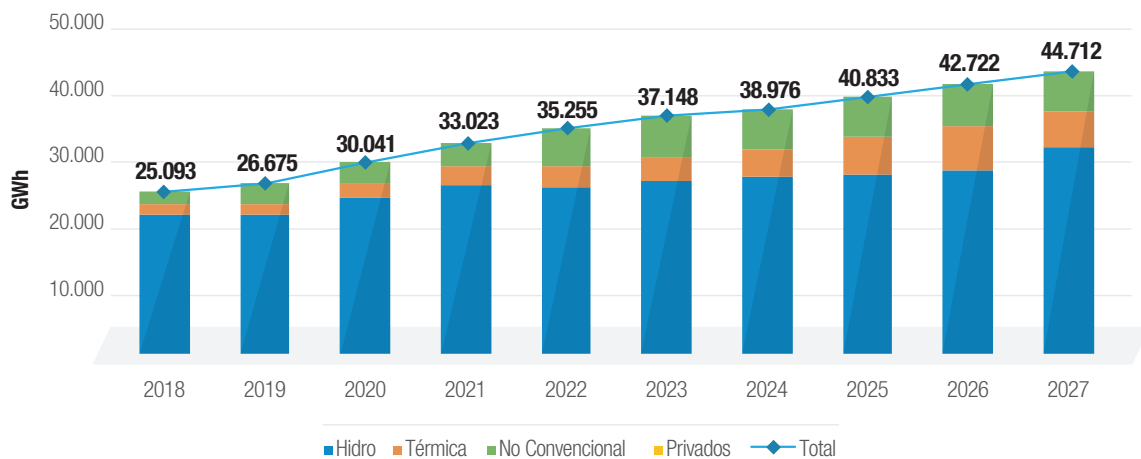


Figura Nro. 7-4: Evolución de la generación.

Se observa que en los primeros años la demanda de energía es suplida por generación hidráulica en su mayoría, desplazando a la generación térmica, sin embargo a partir del 2023 si bien la generación hidráulica

sigue creciendo la generación térmica también se amplía, así como la generación de fuentes no convencionales.

Costos Fijos

Para los diez años, el análisis de costos de las empresas de generación muestra un comportamiento variable, pues si bien los Costos de Administración, Operación y Mantenimiento así como los valores inherentes a la calidad, muestran un crecimiento ordenado,

no es así para el caso de los recursos destinados para la inversión. Los cuales varían en función de los requerimientos de la etapa, así como la participación del costo unitario de generación en el costo del servicio eléctrico.

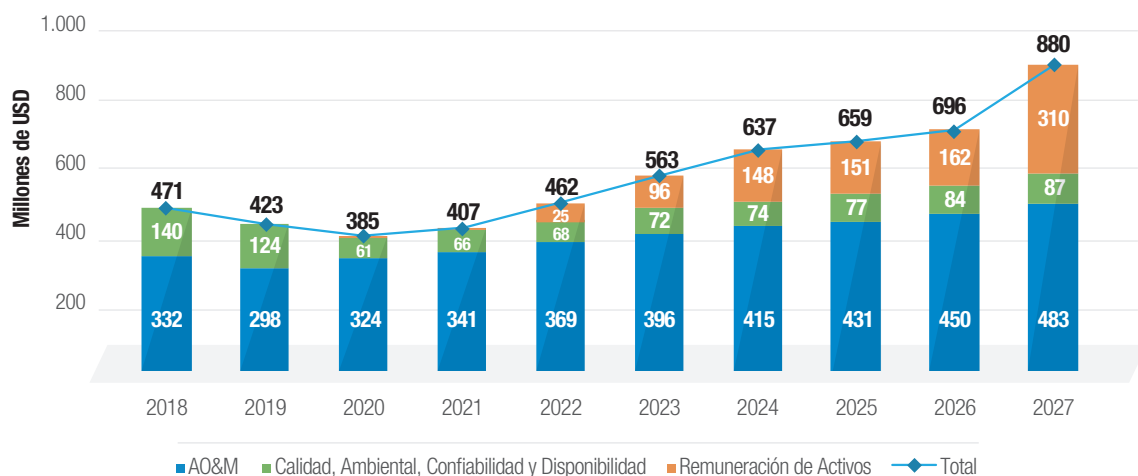


Figura Nro. 7-5: Evolución de Costos Fijos de generación - Caso Base.

Costo Medio de Generación - CMG

Este componente del costo, se calcula como el promedio ponderado anual de la suma de los costos fijos y variables de generación, resultantes de un despacho óptimo de centrales de generación; y como rubro de contraste, tiene la producción total de energía de ese mismo período.

Una vez que se han obtenido los costos fijos, según la metodología explicada, se aprovecha la simplicidad del esquema de contratación regulada en el S.N.I (principalmente porque los contratos regulados eliminan la incertidumbre de cambios en los precios de producción de energía de cada central), con el fin de lograr simular el probable comportamiento de los costos incurridos en la actividad de generación;

e, incorporando todos los rubros que se deben afrontar para lograr esta producción como: costos variables de producción, Impuesto de Valor Agregado -IVA- de los combustibles, pago de contratos a generadores privados, entre otras; de forma que el cálculo del Costo Medio de Generación CMG, refleje la mayor precisión posible.

El CMG es un único valor promedio anual, determinado a partir del valor esperado de la producción de las centrales de generación, y recoge las variaciones de costos de generación que se producen por la gran dependencia de la generación hidroeléctrica dentro del S.N.I, que produce el efecto de gran variación de costos entre períodos lluviosos y de estiaje.

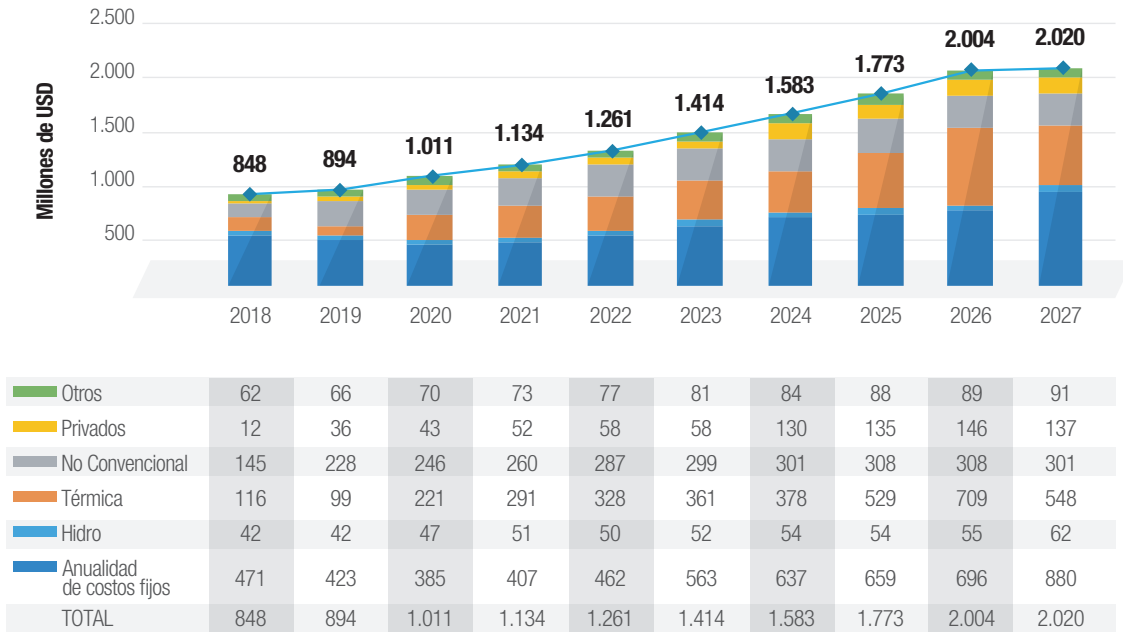


Figura Nro. 7-6: Evolución del Costo Medio de Generación - Caso Base.

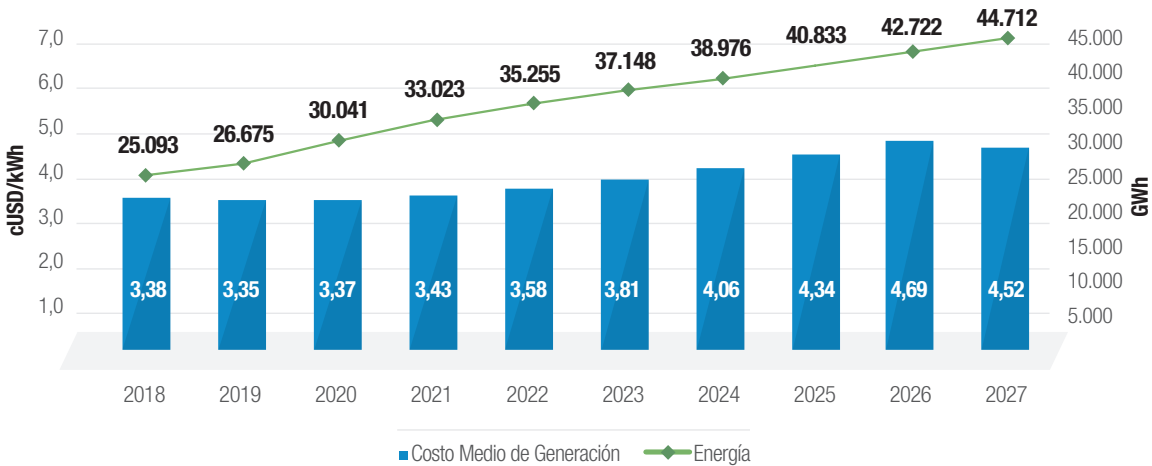


Figura Nro. 7-7: Evolución del costo medio y despacho de energía de generación - Caso Base.

7.4.5.2 Transmisión

Inversión

El presupuesto previsto para el Sistema Nacional de Transmisión – SNT, comprende un monto total de 1.793 millones de dólares para el periodo 2018-2027, de los cuales el 88% será destinado para líneas

de transmisión y el restante 12% para subestaciones, como se indica en la Tabla Nro. 7-2.

Componentes	Montos (MUSD)	Participación Total
Líneas de Transmisión	1.580.712	88%
Subestaciones	212.382	12%
Total	1.793.094	100%

Tabla Nro. 7-2: Detalle de la inversión en el sistema de transmisión – Caso Base.

De la tabla anterior, se colige que la mayor concentración de la inversión se produce en la implementación de líneas de niveles de tensión de 230 kV y 500 kV, y la implementación de nuevas

subestaciones de reducción. En la Figura Nro. 7-8 se muestra la evolución de las inversiones en líneas de transmisión y subestaciones en el SNI.

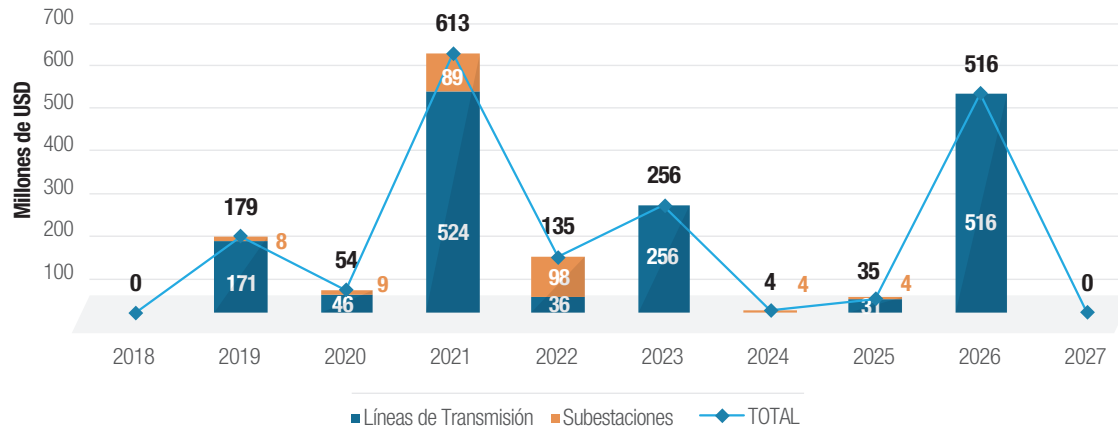


Figura Nro. 7.8: Inversiones de capital en transmisión por actividad – Caso Base.

Activos y Costos

De acuerdo al programa de inversiones para la actividad de transmisión, se incluyen estos valores dentro de los activos en

operación por sub-etapa funcional, como se muestra en la Figura Nro. 7-9.

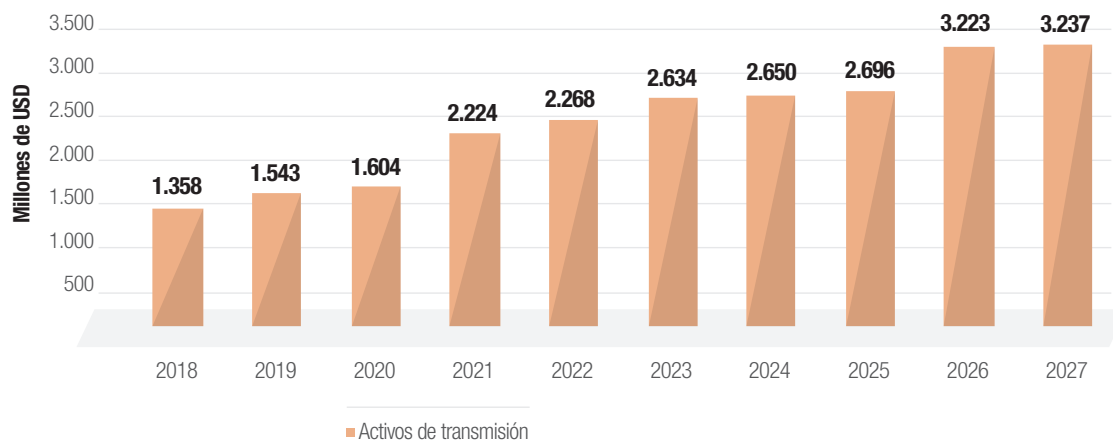


Figura Nro. 7-9: Evolución de los activos en servicio de transmisión – Caso Base.

En la Figura Nro. 7-9, se puede identificar variaciones importantes de activos a lo largo del periodo de análisis. La variación de activos es

del 138.37% respecto del año inicial de análisis 2018, alcanzando los 3.237 millones de dólares al año 2027.

Costo de Transmisión

En lo que respecta al costo total de transmisión, este mantiene la tendencia de los activos, debido a que la expansión del sistema esta correlacionada con la ampliación de los costos. Es así, que al 2027 los costos de transmisión alcanzan los 197 millones de dólares.

Conforme las mismas premisas metodológicas y las normativas que orientan los resultados alcanzados en el análisis de expansión de la generación, se realiza la modelación de los costos de transmisión, bajo las directrices descritas en el acápite en el que se explica

la metodología aplicada; no obstante, ha sido preciso efectuar la siguiente puntualización: la tarifa de transmisión se circunscribe al reconocimiento de los costos de AO&M, así como de la calidad de servicio, gestión ambiental, y confiabilidad y sostenibilidad del sistema.

Con estos antecedentes, se estima el comportamiento de la evolución de la tarifa de transmisión como resultado de comparar los costos de esta etapa (en dólares), con el total de energía que fluirá por el sistema (GWh).

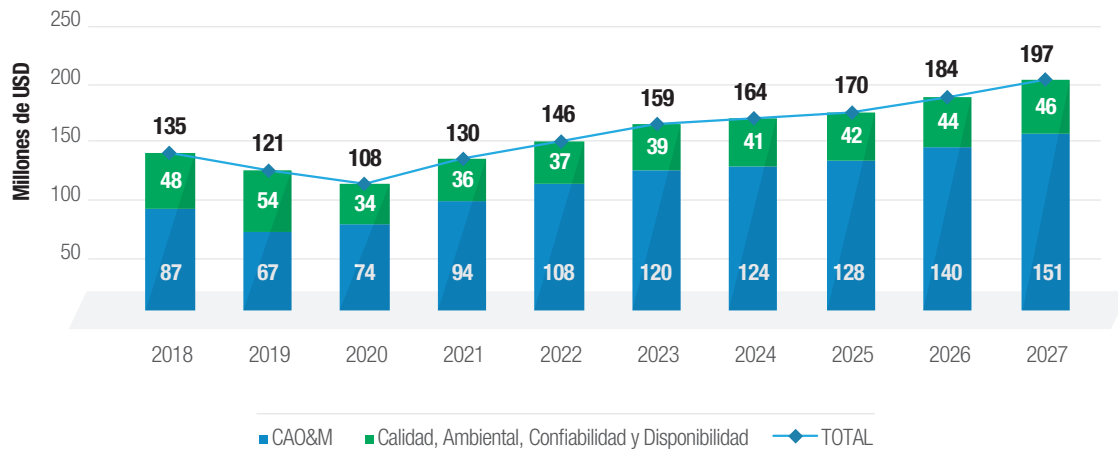


Figura Nro. 7-10: Evolución del costo de transmisión - Caso Base.

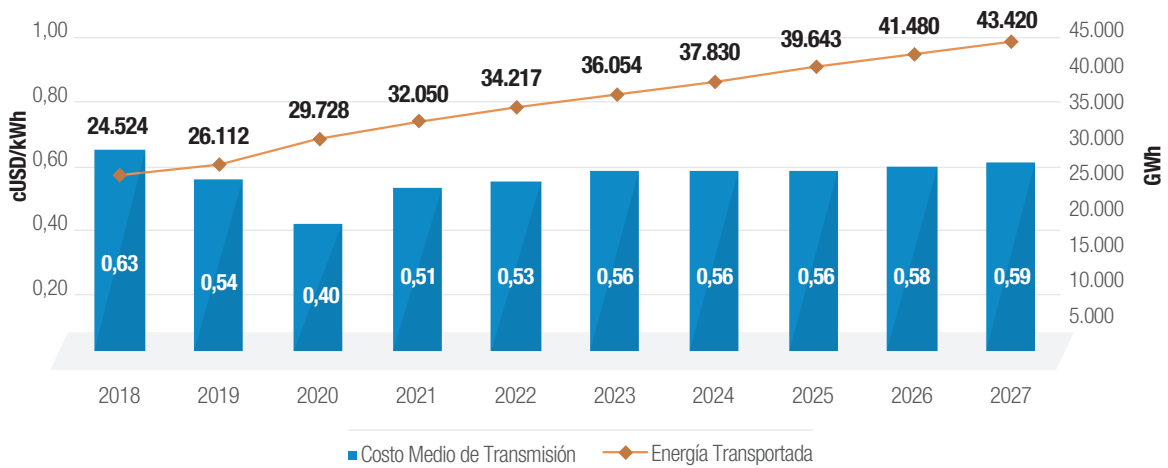


Figura Nro. 7-11: Evolución del costo de transmisión y energía transportada – Caso Base.

7.4.5.3 Distribución

La distribución constituye dentro de la cadena del sector eléctrico, el eslabón mediante el cual se coloca a disposición de los consumidores finales la oferta de generación; en este sentido, bajo la misma consideración para las anteriores actividades, se analizan los resultados obtenidos.

Inversión

El plan de expansión de distribución busca brindar el servicio de suministro de energía eléctrica a aproximadamente 6,43 millones de clientes regulados en el año 2027, lo que corresponde a una variación del 24% a lo largo del horizonte de tiempo analizado respecto del

año 2018. Por lo tanto, se prevé una variación en cuanto a la venta de energía eléctrica de 84.30%, respecto al año 2018, como se evidencia en la Figura Nro. 7-12. Estos aspectos se analizan en el Capítulo 3, Estudio de la Demanda Eléctrica, de este Plan.

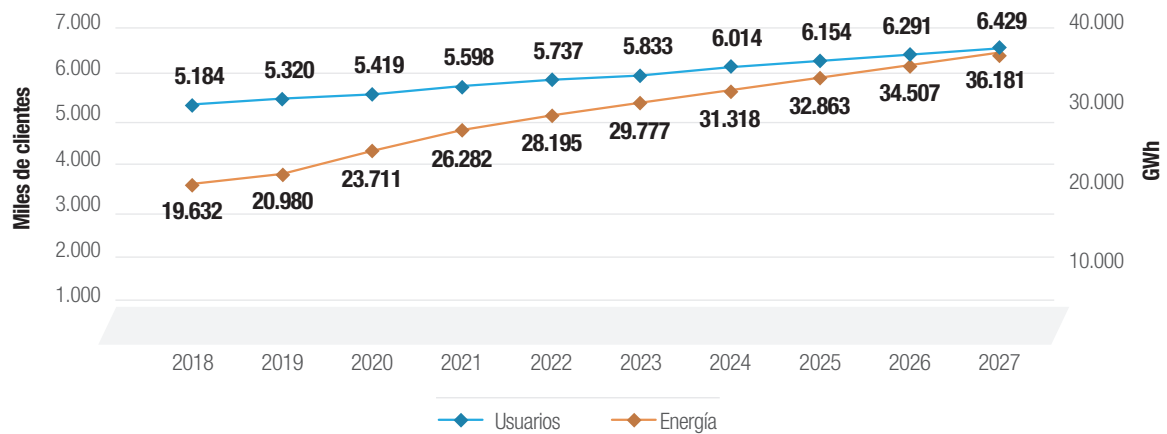


Figura Nro. 7-12: Abonados vs Venta de energía eléctrica.

Los requerimientos de inversión para el sistema de distribución son de 4.736 millones de dólares, los cuáles permitirá mejorar los índices de

pérdidas, calidad del servicio, infraestructura, cobertura, y la gestión propia de las distribuidoras, como se indica en la Tabla Nro. 7-3.

Concepto	Inversión	Participación	Participación Sección
	(Millones USD)		
Acometidas y Medidores	930,09	20%	33%
Redes Secundarias	620,06	13%	
Transformadores de Distribución	682,07	14%	33%
Alimentadores Primarios	868,08	18%	
Subestaciones	544,04	11%	22%
Líneas de Subtransmisión	481,82	10%	
Instalaciones Generales	609,76	13%	13%
Total	4.735,92	100%	100%

Tabla Nro. 7-3: Detalle de la inversión en el sistema de distribución - Caso Base.

De la tabla anterior se colige que la mayor concentración de inversión se encuentra en Transformadores de Distribución y Alimentadores Primarios con un monto de 1.550 millones de dólares, seguida por Acometidas y Medidores y Redes Secundarias que corresponden a un monto de 1.550 millones, mientras que la inversión en Subestaciones

y Líneas de Subtransmisión asciende a 1.025 millones de dólares, que representa el 32,73%, 32,73% y 21,66% del total invertido en el período de análisis, respectivamente.

La Figura Nro. 7-13 muestra el detalle de inversión por etapa funcional a los largo de los diez años de análisis.



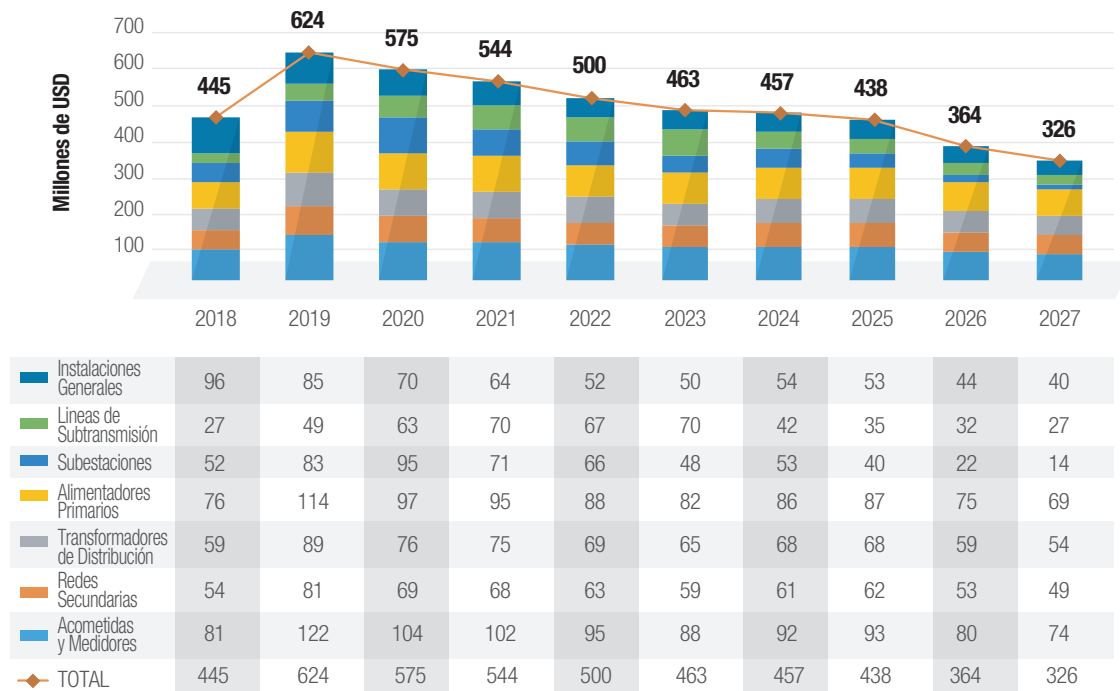


Figura Nro. 7-13: Inversión de capital en distribución por etapa funcional – Caso Base.

Activos

Para el sistema de distribución, el análisis se efectúa por cada una de las empresas distribuidoras que operan en el país, y parte con la inclusión de las inversiones realizadas, las cuales se consideran como activos que entrarán en operación año a año, garantizando

que los costos obtenidos, permitan la administración, operación y mantenimiento de los activos en servicio, como se muestra en la Figura Nro. 7-14.

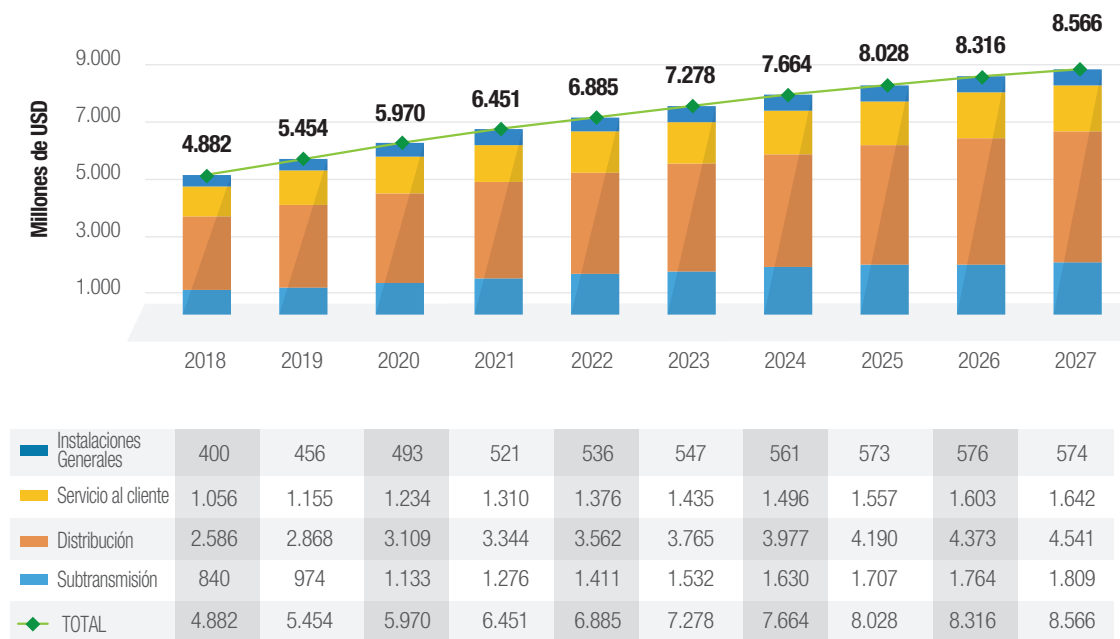


Figura Nro. 7-14: Evolución de los activos de distribución – Caso Base.

De acuerdo a las inversiones en el sistema de distribución, en su conjunto, se observa que los activos al 2018 suman 4.882 millones de dólares, mientras que para el año 2027 alcanzarían los 8.566 millones de dólares. Es importante indicar que para determinar

la evolución de los activos de distribución, para el año 2018 se ha considerado el valor de la inversión de 649 millones de dólares, conforme la información reportada de inversiones para el cálculo del Costo Total del Servicio Público de Energía Eléctrica de dicho año.

Costos

Así mismo, aplicando la metodología explicada en la sección correspondiente, y que para el caso particular del sistema de distribución, el análisis se realiza por cada empresa distribuidora

tal como la normativa lo establece, se presentan los resultados de costos, en la Figura Nro. 7-15.

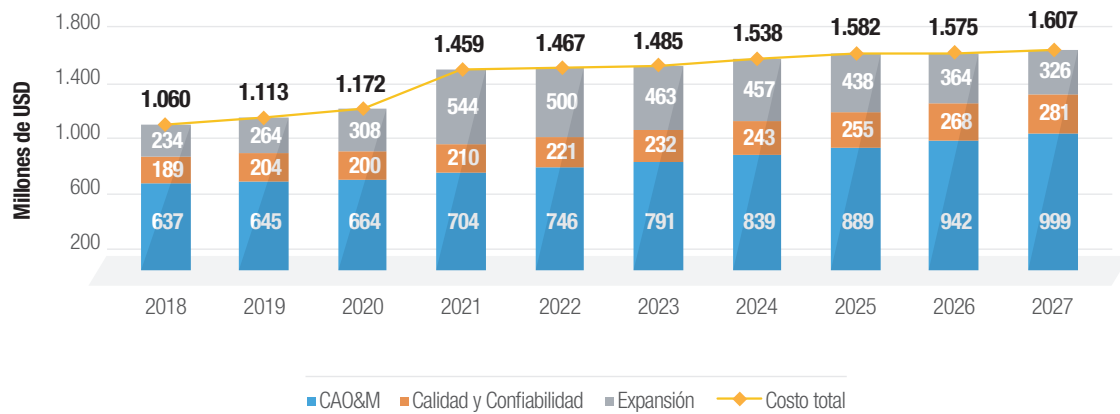


Figura Nro. 7-15: Costos de distribución – Caso Base.

En la Figura Nro. 7-15, se presentan los resultados del costo que representa operar el sistema nacional de distribución, la variación del período presenta diferentes patrones que responden tanto al proceso de ajuste de los costos del sistema, como a los altos niveles

de inversión. Por lo tanto, los costos para el año 2018 estarían en los 1.060 millones de dólares y al final del 2027 se ubicarían en USD 1.607 millones, garantizando la correcta operación del sistema de distribución.

Costo de Distribución

Conforme las mismas premisas metodológicas y legales que orientan los resultados alcanzados en el análisis de expansión de la generación y de la expansión de la transmisión se ha obtenido los costos medios

de distribución, presentados para el período de análisis en la Figura Nro. 7-16.

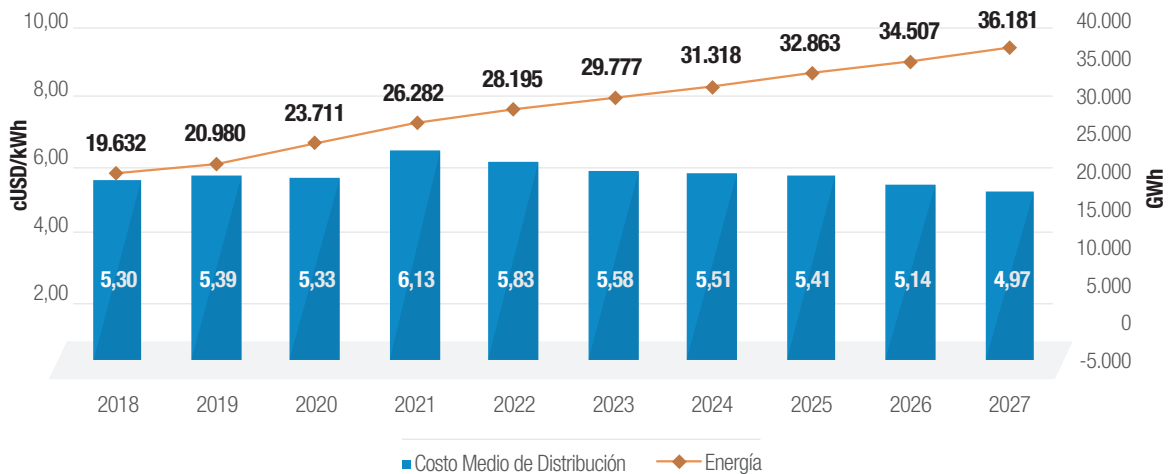


Figura Nro. 7-16: Evolución del Costo Medio de Distribución y Energía - Caso Base.

7.4.5.4 Costo del servicio y precio medio, Caso Base

De acuerdo a las premisas descritas anteriormente, en la Figura Nro. 7-17 se presentan los resultados del costo del servicio de energía eléctrica.

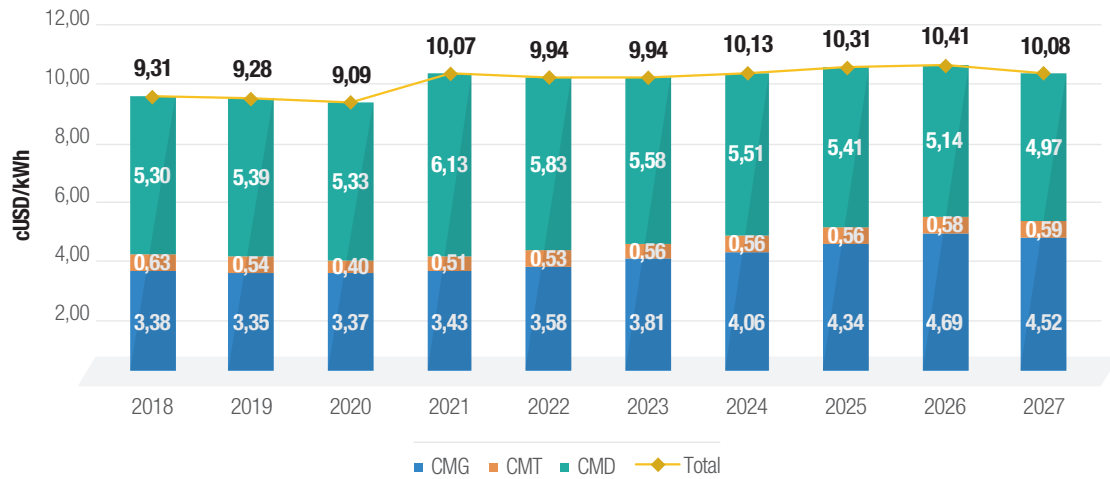


Figura Nro. 7-17: Evolución de los costos del servicio eléctrico - Caso Base.

7.4.6 Análisis de resultados del Caso Matriz Productiva

En el escenario Matriz Productiva del Plan Maestro de Electricidad 2018-2027, se considera un monto global de inversiones de 15.982 millones de dólares, que corresponden a las actividades de generación, transmisión y distribución, cuya participación se muestra en la siguiente figura.

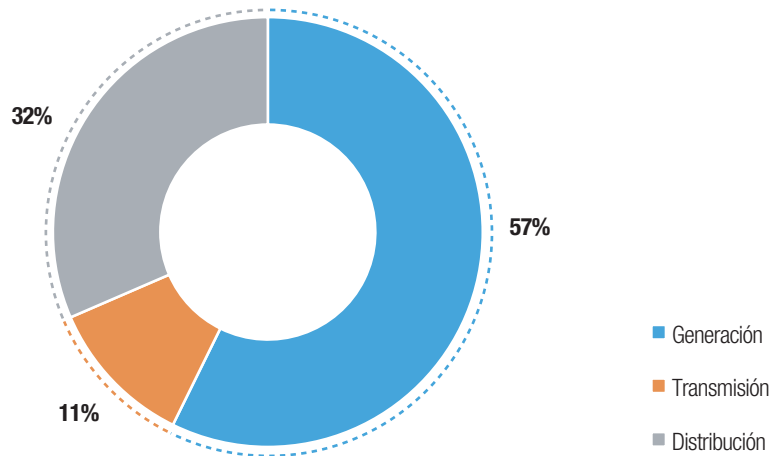


Figura Nro. 7-18: Participación de la inversión por actividad.

7.4.6.1 Generación

Inversión

En este escenario la principal diferencia respecto del caso base, se da por la inclusión de varios bloques de generación que suman 1.350 MW y por el proyecto de generación hidroeléctrica Santiago Fase II de 1.200MW, por lo que la inversión al final del periodo de análisis suma

9.155 millones de dólares. Estos aspectos se detallan en el Capítulo 5, Expansión de la Generación, de este Plan.

En la Figura Nro. 7-19, se observa el detalle de inversiones a efectuarse a lo largo del periodo de análisis por tipo de tecnología.

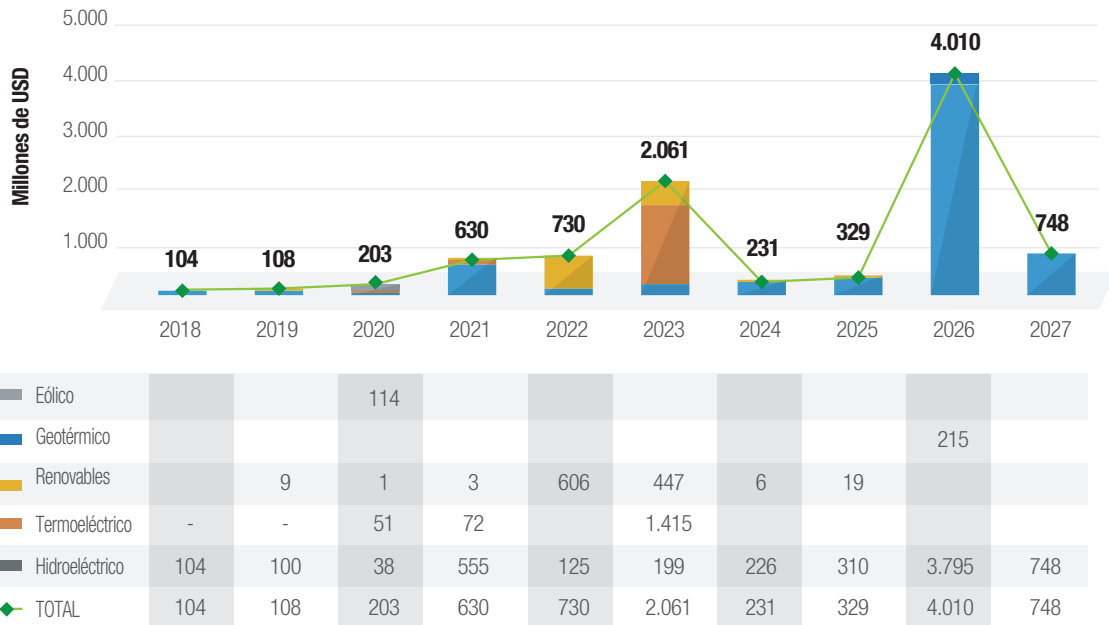


Figura Nro. 7-19: Inversiones de capital en generación por tipo de tecnología.

Esta inversión tendrá una incidencia directa en el cálculo del costo medio de generación, en cuanto a los costos de Administración, Operación y Mantenimiento, según se lo explicó en la metodología correspondiente.

Con la entrada en operación de 35 centrales nuevas de generación, la composición de la generación eléctrica a lo largo de los diez años se conformará de la siguiente manera:

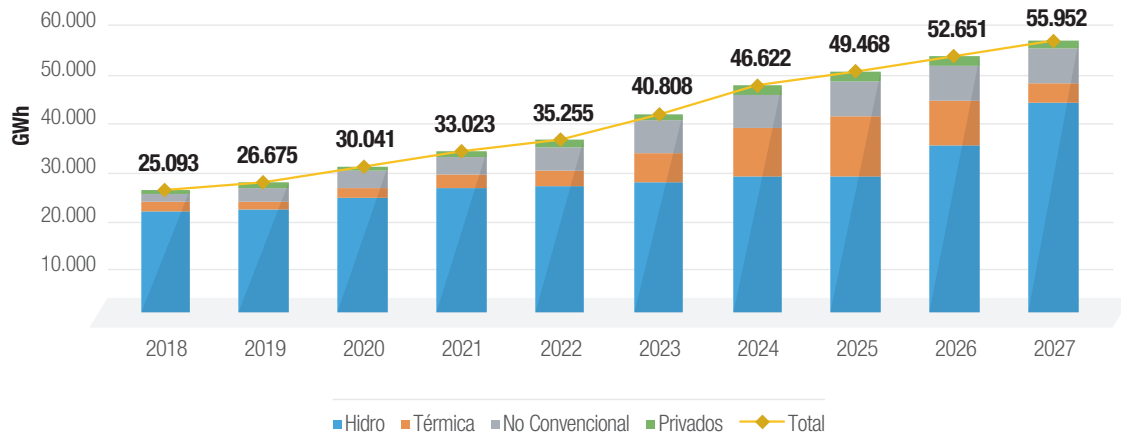


Figura Nro. 7-20: Evolución de la generación.

A lo largo del período de análisis se observa que la generación hidráulica es la principal fuente, y la entrada en operación de la nueva central Santiago Fase I y Fase II permite abastecer el crecimiento de

la demanda generada por la entrada y los requerimientos de energía de las industrias básicas.

Costos fijos

Los costos fijos presentan un comportamiento variable durante los diez años de análisis, esto debido a la entrada de nuevas centrales

de generación. En el año 2018 se partió con 471 millones y hasta el 2027 se tiene previsto alcanzar los 1.505 millones de dólares.

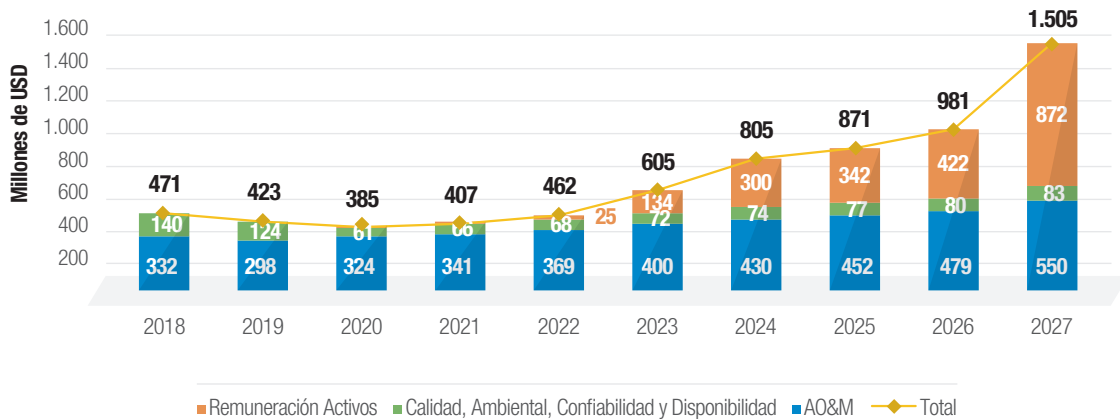
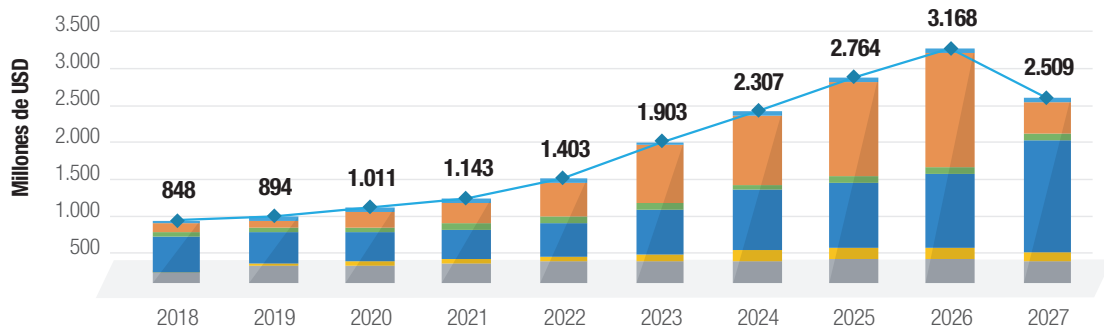


Figura Nro. 7-21: Evolución de Costos fijos de generación.

Costo Medio de Generación

Este componente del costo para el Caso Matriz Productiva, se calcula con el mismo procedimiento y alcance que para el Caso Base. Los resultados se indican en las figuras siguientes:



Año	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Hidro	42	42	47	51	50	52	54	54	55	62
Térmica	116	99	220	299	461	788	921	1.283	1.562	424
Otros	62	66	70	73	77	81	84	88	89	91
Anualidad de costos fijos	471	423	385	407	462	605	805	871	981	1.505
Privados	12	36	43	52	64	74	139	158	171	130
No Convencional	145	228	246	260	288	303	305	310	309	297
TOTAL	848	894	1.011	1.143	1.403	1.903	2.307	2.764	3.168	2.509

Figura Nro. 7-22: Evolución del costo medio de generación - Caso Matriz Productiva.

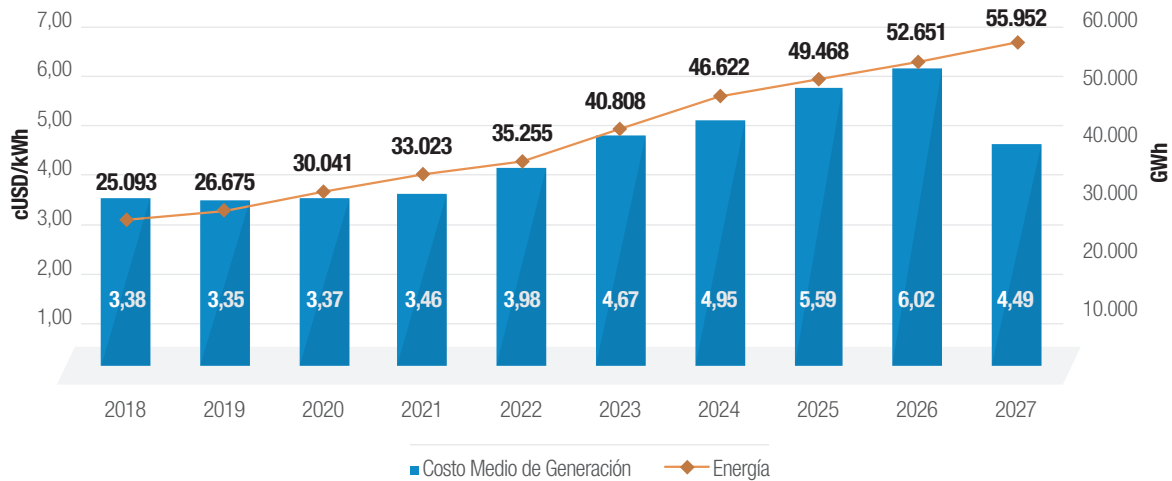


Figura Nro. 7-23: Evolución del costo de generación – Caso Matriz Productiva.

De acuerdo a lo que se observa en la Figura Nro. 7-23, el crecimiento del costo de generación está relacionado con la cantidad de energía despachada, principalmente térmica, para cubrir la demanda, como se nota en el año 2026.

La principal variación que se observa en los dos últimos años de análisis, ocurre como consecuencia de la entrada en operación de la central Santiago, que permite aportar con alrededor de 40% más de energía hidráulica, desplazando energía térmica. Esta variación genera una reducción del costo medio de generación.

7.4.6.2 Transmisión

Para el análisis de inversiones se consideró el programa del Caso Base, en los cuales están incluidas las inversiones para los proyectos hidroeléctricos Cardenillo y Santiago. Consecuentemente, como se expuso previamente, existe un importante crecimiento de las

inversiones durante el período de análisis, por lo que los activos muestran un comportamiento creciente. Para los demás proyectos de generación, tanto en el Caso Base como en el Caso Matriz Productiva, las inversiones en transmisión están incluidas en sus presupuestos.

Costo de transmisión

Conforme las mismas premisas metodológicas y normativas que orientan los resultados alcanzados en el análisis de expansión de la generación, se realiza la modelación de los costos de transmisión, bajo las directrices descritas en el acápite en el que se explica la metodología aplicada, no obstante, ha sido preciso efectuar la siguiente puntualización: la tarifa de transmisión se circunscribe al

reconocimiento de los costos de AO&M, así como la confiabilidad y sostenibilidad del sistema.

En lo que respecta al costo total de transmisión, este mantiene la tendencia de los activos, debido a que la expansión del sistema esta correlacionada con la ampliación de los costos. Es así, que al 2027 los costos de transmisión alcanzan los 197 millones de dólares.

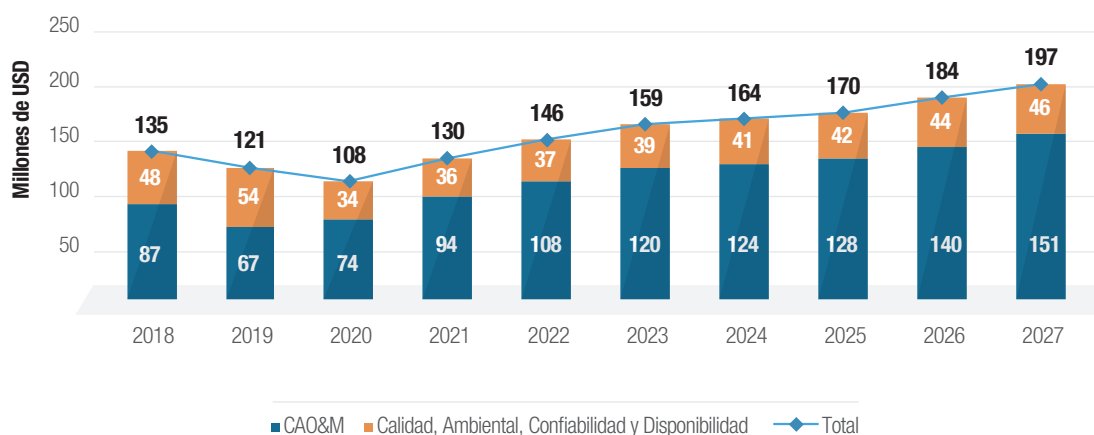


Figura Nro. 7-24: Evolución del costo de transmisión – Caso Matriz Productiva.

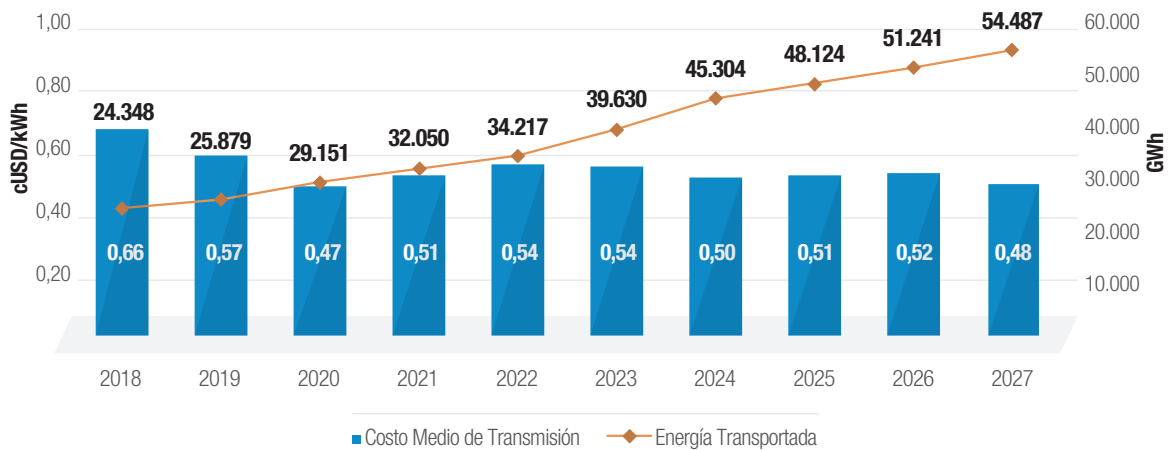


Figura Nro. 7-25: Evolución del costo de transmisión – Caso Matriz Productiva.

7.4.6.3 Distribución

Para este escenario, la distribución brindará servicio a 6,43 millones de clientes regulados, y se estima que se venda hasta 47.159 GWh el horizonte de análisis.

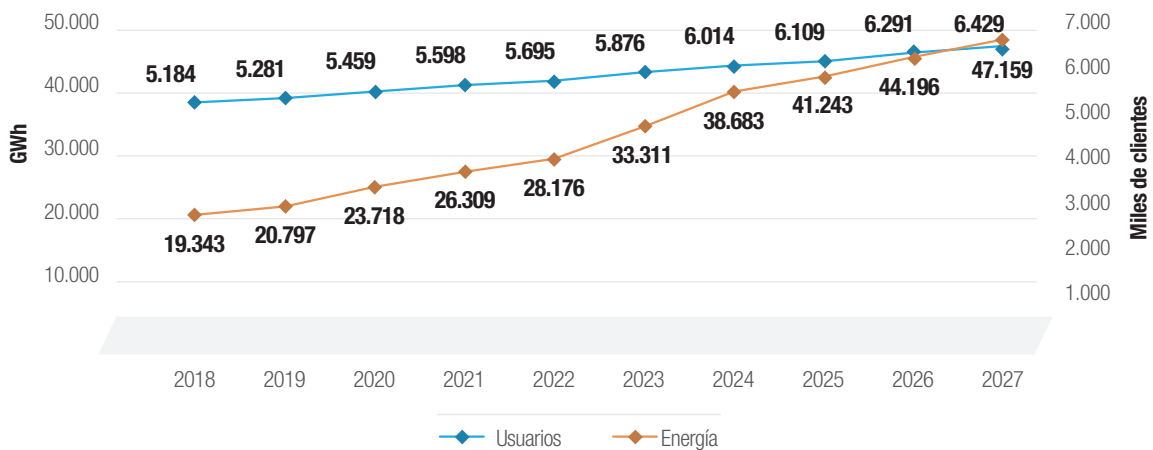


Figura Nro. 7-26: Abonados vs Ventas de energía eléctrica.

Los requerimientos de inversión para el sistema de distribución son de 5.034 millones, el cual permitirá mejorar los índices de pérdidas, calidad del servicio, infraestructura y la gestión propia de

las distribuidoras, con el objeto de alinearlos para alcanzar las metas planteadas en el Plan Nacional del Buen Vivir – PNBV, como se indica en la Tabla Nro. 7-4.

Concepto	Inversión	Participación	Participación Sección
	(MM USD)		
Acometidas y Medidores	998,08	20%	33%
Redes Secundarias	660,05	13%	
Transformadores de Distribución	726,06	14%	
Alimentadores Primarios	924,07	18%	22%
Subestaciones	619,74	12%	
Líneas de Subtransmisión	487,66	10%	12%
Instalaciones Generales	625,95	12%	
Total	5.033,60	100%	100%

Tabla Nro. 7-4: Detalle de inversión en distribución.

De la anterior Tabla, se observa que la mayor concentración de la Inversión es en Acometidas y Medidores y Redes Secundarias con un monto de 1.650 millones de dólares y para Transformadores de Distribución y Alimentadores Primarios corresponde un monto de 1.650 millones de dólares, mientras que Subestaciones y Líneas de

Subtransmisión alcanzan 1.108 millones de dólares que representan el 32,78%, 32,78% y 22,00% del total invertido en el período de análisis, respectivamente.

La Figura Nro. 7-27 muestra el detalle de inversión por etapa funcional a lo largo de los diez años.

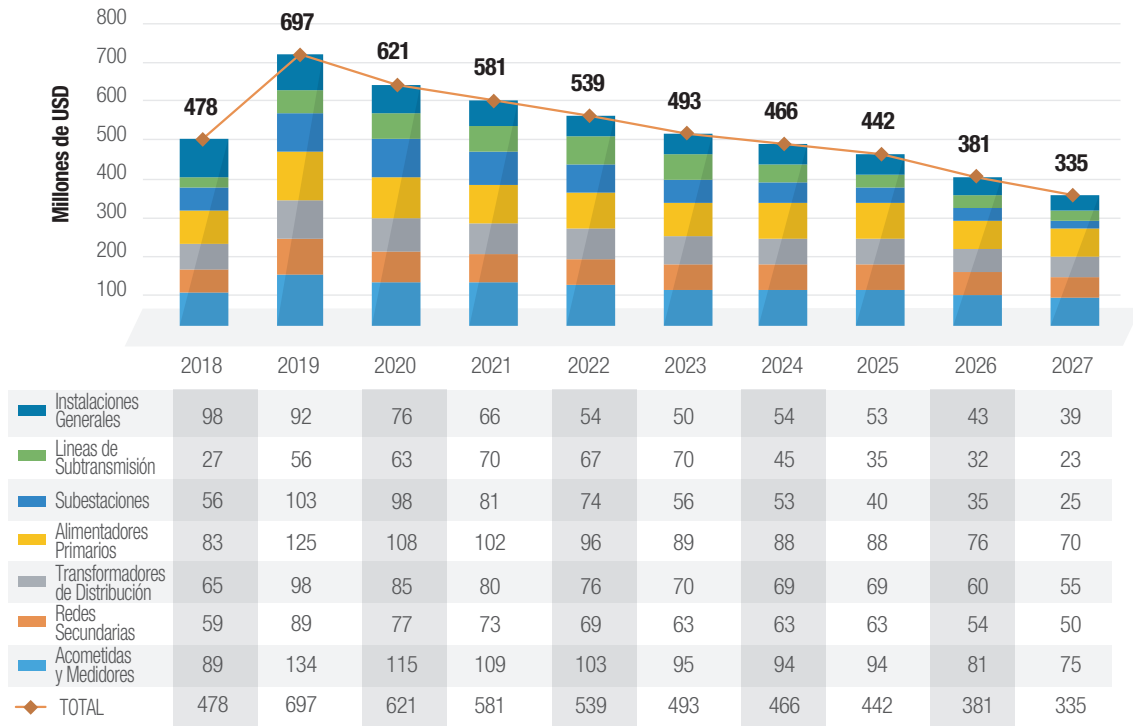


Figura Nro. 7-27: Inversión de capital en distribución por etapa funcional – Caso Matriz Productiva.

Activos

Para el sistema de distribución, el análisis se efectúa por cada una de las empresas distribuidoras que operan en el país. El cual, parte con la inclusión de las inversiones realizadas, las cuales se consideran como activos que entrarán en operación año a año, garantizando

que los costos obtenidos, permitan la administración, operación y mantenimiento de los activos en servicio, como se muestra en la Figura Nro. 7-28.

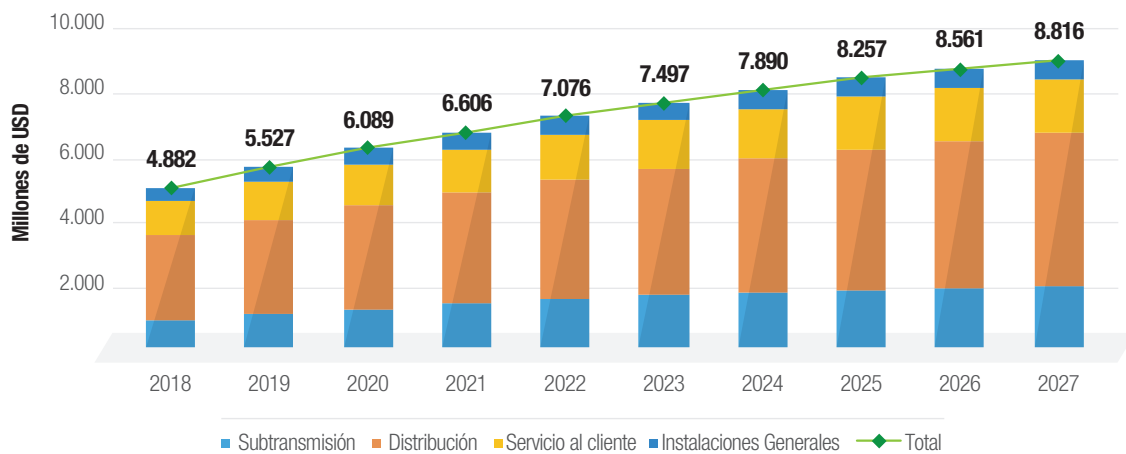


Figura Nro. 7-28: Evolución de los activos de distribución – Caso Matriz Productiva.

De acuerdo a las inversiones en el sistema de distribución, en su conjunto, se observa que los activos al 2018 suman 4.882 millones de dólares, mientras que para el año 2027 alcanzarían los 8.816 millones de dólares. Es importante indicar que para determinar

la evolución de los activos de distribución, para el año 2018 se ha considerado el valor de 478 millones de dólares, conforme la información reportada de inversiones para el cálculo del Costo Total del Servicio Público de Energía Eléctrica.

Costos

Así mismo, aplicando la metodología explicada en la sección correspondiente, y que para el caso particular del sistema de distribución el análisis se realiza por cada empresa distribuidora, tal

como la normativa lo establece, se presentan los resultados del costo de la figura Nro. 7-29.

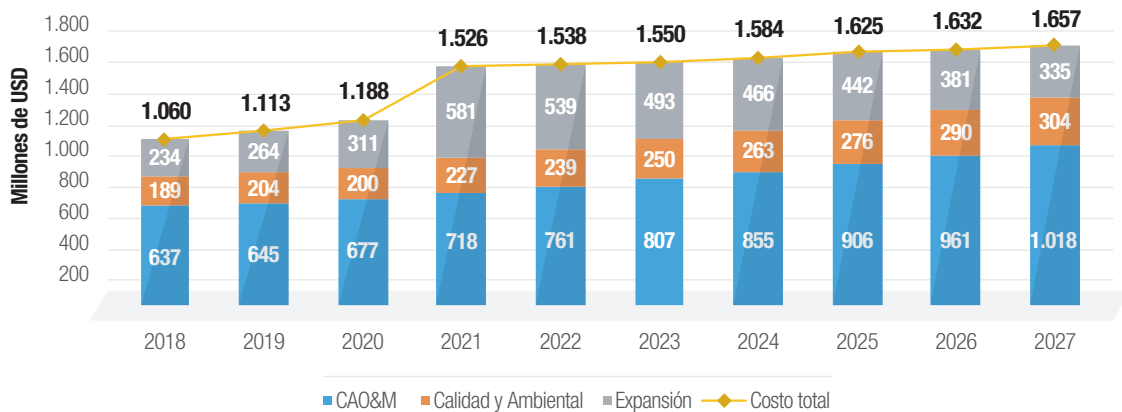


Figura Nro. 7-29: Costos de distribución – Caso Matriz Productiva.

Los resultados presentados en la Figura Nro. 7-30, representan el costo para operar el sistema nacional de distribución; las variaciones

durante el período responden tanto a los procesos de ajuste de los costos del sistema, como a los altos niveles de inversión.

Costo de Distribución

En este sentido, conforme las mismas premisas metodológicas y las normativas que orientan los resultados alcanzados en el análisis de expansión de la generación y de la expansión de la transmisión se

ha obtenido los costos de distribución, bajo las directrices descritas anteriormente.

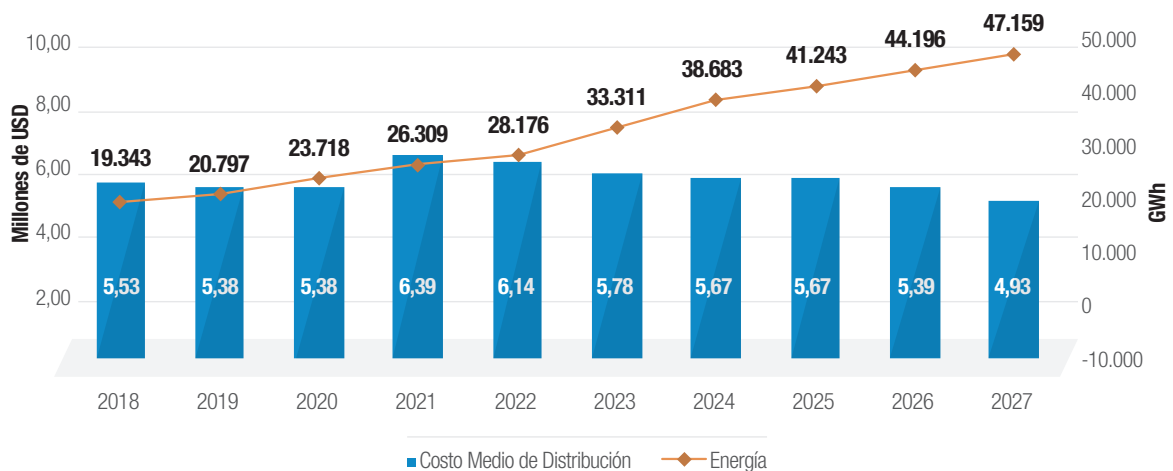


Figura Nro. 7-30: Evolución del Costos Medio de Distribución y Energía - Caso Matriz Productiva.

7.4.6.4 Costo del servicio y precio medio – Caso Matriz Productiva

Sobre la base de las premisas descritas anteriormente, en la Figura Nro. 7-31 se presentan los resultados del costo del servicio de energía eléctrica.

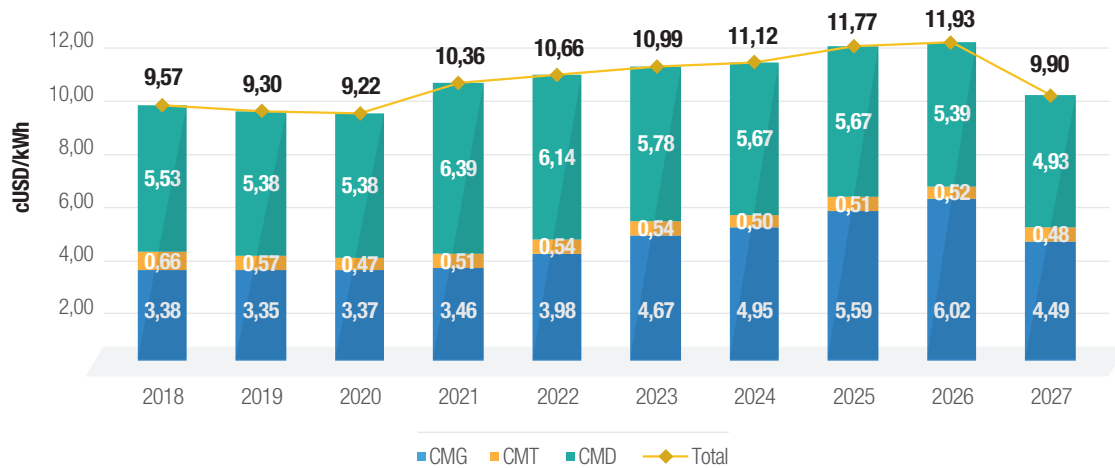


Figura Nro. 7-31: Evolución de los costos del servicio eléctrico - Caso Matriz Productiva.

En la Figura Nro. 7-31 se observa una tendencia decreciente de los costos del servicio, que es comparable con la tendencia creciente en venta de energía eléctrica. El importante crecimiento de las ventas responde a la inclusión de la demanda de las industrias básicas, las

cuales para el año 2027 llegarán a representar un 20% de las ventas totales. Para los años 2025 y 2026, se incrementa el costo medio total, debido a la mayor participación de generación térmica para abastecer la demanda.