

REF: Aprueba Informe Técnico Definitivo que fija la tasa de actualización a que hace referencia el artículo 182 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Santiago, 29 de mayo de 2023

RESOLUCIÓN EXENTA Nº 220

VISTO:

- a) Las facultades establecidas en la letra h) del artículo 9° del D.L. Nº 2.224, de 1978, y sus modificaciones, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante, la "Comisión";
- b) Lo establecido en el artículo 182 bis del Decreto con Fuerza de Ley Nº 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley Nº 1 del Ministerio de Minería, de 1982, y sus modificaciones, en adelante e indistintamente la "Ley" o la "Ley General de Servicios Eléctricos";
- c) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE Nº 152, de 14 de marzo de 2022, que llama a licitación pública y aprueba Bases Administrativas, Técnicas y Anexos para la contratación del estudio denominado "Metodología de cálculo para la tasa de actualización de una empresa eficiente de distribución eléctrica", en adelante "Resolución CNE Nº 152";
- d) Lo establecido en la Resolución Exenta CNE Nº 253, de 12 de abril de 2022, que adjudica licitación ID 610-3-LE22 para elaboración del estudio referido en el literal precedente, en adelante "Resolución CNE Nº 253";
- e) Lo dispuesto en el Informe Final correspondiente al estudio denominado "Metodología de cálculo para la tasa de actualización de una empresa eficiente de distribución eléctrica", preparado por la consultora Inversiones Maquieira Caro Ltda., y recibido por esta Comisión el 01 de agosto de 2022;
- f) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE Nº 624, de 11 de agosto de 2022, que constituye Registro de Participación Ciudadana a que se refiere el artículo 183 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos, en el marco del proceso de cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución cuadrienio noviembre 2024 - noviembre 2028;
- g) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE Nº 677, de 29 de agosto de 2022, que aprueba Informe Técnico Preliminar que fija la tasa de actualización a que hace referencia el artículo 182 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos;
- h) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE Nº 678, de 29 de agosto de 2022, que aprueba y comunica Bases Técnicas Preliminares para

el "Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, Cuatrienio noviembre 2024-2028" y del "Estudio de Costos de los Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución";

- i) Las observaciones presentadas a las Bases Técnicas Preliminares dentro de plazo por parte de Sociedad Austral de Electricidad S.A., Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Empresa Eléctrica de Aisén S.A.; Compañía Eléctrica Osorno S.A.; Enel Distribución Chile S.A.; Compañía General de Electricidad S.A.; Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.; la Federación Nacional de Cooperativas Eléctricas; Cámara Chilena de Infraestructura Digital; Asociación Chilena de Telecomunicaciones A.G; y Chilquinta Energía S.A.;
- j) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 20, de 19 de enero de 2023, que aprueba Informe Técnico Corregido que fija la tasa de actualización a que hace referencia el artículo 182 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos;
- k) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 29, de 20 de enero de 2023, que aprueba y comunica Bases Técnicas Corregidas 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";
- l) Lo resuelto por el Panel de Expertos mediante Dictámenes N° 27, N° 28, N° 29, N° 30, N° 31, N° 32 y N° 33, todos de 10 de mayo de 2023, respecto a las Bases Técnicas Corregidas 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";
- m) Lo dispuesto en el Decreto Supremo N°12A (en trámite), de 21 de noviembre de 2022, del Ministerio de Energía, que nombra a don Marco Antonio Mancilla Ayancán en el cargo de Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía; y,
- n) Lo señalado en la Resolución N°7, de 2019, de la Contraloría General de la República.

CONSIDERANDO:

- a) Que, conforme a lo dispuesto en el artículo 182 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos, la tasa de actualización que deberá utilizarse para determinar los costos anuales de inversión de las instalaciones de distribución debe ser calculada cada cuatro años por la Comisión;
- b) Que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 182 bis de la Ley, la tasa de actualización deberá aplicarse después de impuestos y para su determinación deberá considerarse el riesgo sistemático de las actividades propias de las empresas concesionarias de distribución eléctrica en relación con el mercado; la tasa de rentabilidad libre de riesgo; y el premio por riesgo de mercado, agregando que, en todo caso, la tasa de descuento no podrá ser inferior al seis por ciento ni superior al ocho por ciento;

- c) Que, el artículo 182 bis de la Ley regula el procedimiento de cálculo de la referida tasa de actualización, estableciendo que la Comisión deberá licitar un estudio en el cual se defina la metodología de cálculo de la tasa de actualización y los valores de sus componentes para, una vez finalizado dicho estudio, la Comisión emita un informe técnico preliminar con la tasa de actualización;
- d) Que, mediante las Resoluciones Exentas CNE N° 152 y N° 253, ambas individualizadas en los literales c) y d) de Vistos, respectivamente, se licitó y adjudicó el estudio al que se refiere el considerando precedente a la consultora Inversiones Maquieira Caro Ltda.;
- e) Que, la empresa consultora adjudicada, el 01 de agosto de 2022, hizo entrega a esta Comisión del Informe Final correspondiente al estudio denominado "Metodología de cálculo para la tasa de actualización de una empresa eficiente de distribución eléctrica";
- f) Que, por su parte, mediante avisos publicados el 22 de junio de 2022 en el Diario Oficial, en el diario El Mercurio y en el diario La Tercera, se efectuó la convocatoria a inscribirse en el registro de participación ciudadana a que se refiere el artículo 183 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos en el marco del proceso de cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución cuatrienio noviembre 2024 - noviembre 2028;
- g) Que, a través de la Resolución Exenta N° 624, de 11 de agosto de 2022, se constituyó el registro de participación ciudadana a que se hace referencia en el considerando precedente;
- h) Que, es así como, en conformidad a lo establecido en el artículo 182 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos, mediante Resolución Exenta N° 677, de 29 de agosto de 2022, la Comisión aprobó el Informe Técnico Preliminar que fija la tasa de actualización, cuyo valor, de acuerdo con lo regulado en la citada disposición, debe ser incorporado en las bases preliminares a que se refiere el artículo 183 bis de la Ley;
- i) Que, mediante la Resolución Exenta N° 678, de 29 de agosto de 2022, la Comisión aprobó las Bases Técnicas Preliminares para el "Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, Cuatrienio noviembre 2024-2028" y del "Estudio de Costos de los Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución", las que incorporaron el valor de la tasa de actualización contenida en el Informe Técnico indicado en el considerando precedente. Ello, para efectos de ser observadas por parte de las empresas concesionarias de distribución y los participantes inscritos en el registro de participación ciudadana a que se refiere el artículo 183 bis de la Ley;
- j) Que, conforme lo dispuesto en el inciso cuarto del artículo 183 bis de la Ley, los participantes registrados y las empresas concesionarias presentaron observaciones a las bases preliminares individualizadas en el considerando anterior;
- k) Que, una vez revisadas las observaciones presentadas, mediante Resolución Exenta N° 20, de 19 de enero de 2023, la Comisión aprobó el Informe Técnico Corregido que fija la tasa de actualización, cuyo valor, de acuerdo con lo regulado en la citada disposición, debe

ser incorporado en las bases corregidas a que se refiere el artículo 183 bis de la Ley;

- l) Que, mediante la Resolución Exenta N° 29, de 20 de enero de 2023, la Comisión aprobó las Bases Técnicas Corregidas 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”, las que incorporaron el valor de la tasa de actualización contenida en el Informe Técnico indicado en el considerando precedente;
- m) Que, el 3 de febrero de 2023, las empresas Chilquinta Energía S.A.; Compañía General de Electricidad S.A.; Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.; Enel Distribución Chile S.A.; Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.; Sociedad Austral de Electricidad S.A., Empresa Eléctrica de Aisén S.A.; Compañía Eléctrica de Osorno S.A.; Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda.; y Asociación Chilena de Telecomunicaciones A.G., presentaron discrepancias ante el H. Panel de Expertos respecto de las Bases Corregidas referidas en el considerando precedente;
- n) Que, mediante dictámenes N° 27, N° 28, N° 29, N° 30, N° 31, N° 32 y N° 33 de 2023, individualizados en el literal l) de Vistos, el H. Panel de Expertos dirimió las discrepancias presentadas;
- o) Que, de acuerdo con lo reseñado en los considerandos anteriores, se ha dado cumplimiento a las distintas etapas establecidas en la Ley para el cálculo de la tasa de actualización de una empresa eficiente de distribución eléctrica; y,
- p) Que, en consecuencia, la Comisión debe aprobar el informe técnico definitivo con la tasa de actualización que deberá utilizarse para determinar los costos anuales de inversión de las instalaciones de distribución para el proceso de fijación del Valor Agregado de Distribución cuatrienio noviembre 2024 – noviembre 2028.

RESUELVO:

ARTÍCULO PRIMERO: Apruébese el siguiente “Informe Técnico Definitivo que fija la tasa de actualización a que se refiere el artículo 182 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos cuatrienio noviembre 2024 – noviembre 2028”:



INFORME TÉCNICO DEFINITIVO

**QUE FIJA LA TASA DE ACTUALIZACIÓN A QUE SE
REFIERE EL ARTÍCULO 182 BIS DE LA LEY
GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS**

CUATRIENIO NOVIEMBRE 2024 - NOVIEMBRE 2028

**Mayo de 2023
SANTIAGO – CHILE**

CONTENIDO

I.	INTRODUCCIÓN	3
II.	TASA DE ACTUALIZACIÓN	4
1.	TASA LIBRE DE RIESGO.....	4
2.	PREMIO POR RIESGO DE MERCADO	9
a)	Campbell y Shiller	9
b)	Premio por riesgo de mercado maduro más premio por riesgo país (Damodaran).....	10
c)	Spread soberano (Goldman-Sachs)	10
d)	Clasificación riesgo país (Erb, Harvey y Viskanta).....	10
3.	RIESGO SISTEMÁTICO	11
a)	Mínimos cuadrados ordinarios	12
b)	Betas estocásticos	26
4.	TASA DE ACTUALIZACIÓN APLICABLE CUATRIENIO NOVIEMBRE 2024 – NOVIEMBRE 2028.....	31

I. INTRODUCCIÓN

El D.F.L. N° 4, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N° 1, del Ministerio de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente la “Ley”, establece en su artículo 182 bis que la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la “Comisión”, deberá calcular, cada cuatro años, la tasa de actualización que deberá utilizarse para determinar los costos anuales de inversión de las instalaciones de distribución. Esta tasa será aplicable después de impuestos, y para su determinación se debe considerar el riesgo sistemático de las actividades propias de las empresas concesionarias de distribución eléctrica en relación al mercado, la tasa de rentabilidad libre de riesgo y el premio por riesgo de mercado.

El riesgo sistemático se define como un valor que mide o estima la variación en los ingresos de una empresa eficiente de distribución eléctrica con respecto a las fluctuaciones del mercado.

La tasa de rentabilidad libre de riesgo debe corresponder a la tasa interna de retorno promedio ofrecida por el Banco Central de Chile o la Tesorería General de la República para un instrumento reajutable en moneda nacional. El tipo de instrumento y su plazo deben considerar las características de liquidez, estabilidad y montos transados en el mercado secundario de cada instrumento en los últimos dos años a partir de la fecha de referencia del cálculo de la tasa de actualización, y su plazo no debe ser inferior a cinco años. El período considerado para establecer el retorno promedio corresponderá al promedio de los seis meses previos, contados desde la fecha de referencia del cálculo de la tasa de actualización. Excepcionalmente, se puede considerar un período distinto de manera de dar mejor representatividad al instrumento elegido. El premio por riesgo de mercado se define como la diferencia entre la rentabilidad de la cartera de inversiones de mercado diversificada y la rentabilidad del instrumento libre de riesgo definida anteriormente.

De este modo, la tasa de actualización será la tasa de rentabilidad libre de riesgo más el premio por riesgo multiplicado por el valor del riesgo sistemático. En todo caso, de acuerdo al inciso primero del mencionado artículo 182 bis, la tasa de actualización no podrá ser inferior al seis por ciento ni superior al ocho por ciento.

A su vez, el inciso séptimo del artículo 182 bis de la Ley dispone que la Comisión debe licitar un estudio que defina la metodología de cálculo de la tasa de actualización y los valores de sus componentes, conforme a la metodología señalada precedentemente, el cual debe ser licitado antes de cinco meses del plazo señalado en el artículo 183 bis.

Una vez finalizado el estudio, la Comisión debe emitir un informe técnico preliminar con la tasa de actualización, el que deberá utilizarse para determinar los costos anuales de inversión para el cuatrienio noviembre 2024 – noviembre 2028. El informe técnico debe ser incorporado en las bases preliminares a que se refiere el artículo 183 bis de la Ley, para efectos de ser observado por los participantes y las empresas concesionarias de distribución eléctrica, y sometido al dictamen del Panel de Expertos en caso de discrepancias, con ocasión de dicho proceso.

En cumplimiento de las normas legales recién citadas, la Comisión, mediante Resolución Exenta CNE N° 152, del 14 de marzo de 2022, llamó a licitación pública para contratar el estudio denominado

“Metodología de cálculo para la tasa de actualización de una empresa eficiente de distribución eléctrica”, el que fue adjudicado a Inversiones Maquieira Caro Ltda., mediante Resolución Exenta CNE N° 253 del 12 de abril de 2022.

De esta manera, para la elaboración del presente Informe Técnico, la Comisión considera como antecedente la metodología y valores de los componentes propuestos en el Informe Final del estudio “Metodología de cálculo para la tasa de actualización de una empresa eficiente de distribución eléctrica”, de la consultora Inversiones Maquieira Caro Ltda., recepcionado por esta Comisión con fecha 1 de agosto de 2022, en adelante e indistintamente el “Estudio Tasa de Actualización”.

Asimismo, esta Comisión analizó, en su oportunidad, las observaciones presentadas por empresas concesionarias de distribución y participantes inscritos en el registro de Participación Ciudadana constituido a través de la Resolución Exenta CNE N° 624, de fecha 11 de agosto de 2022, al Informe Técnico Preliminar que fija la Tasa de Actualización a que hace referencia el artículo 182 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 677, de fecha 29 de agosto de 2022, y cuyo valor fue incorporado en las Bases Técnicas Preliminares para el “Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, Cuatrienio noviembre 2024-2028” y del “Estudio de Costos de los Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución”, aprobadas mediante Resolución Exenta CNE N° 678, de fecha 29 de agosto de 2022.

Finalmente, en el presente Informe Técnico se incorpora lo resuelto por el Panel de Expertos en sus Dictámenes Discrepancias N° 27, N° 28, N° 29, N° 30, N° 31, N° 32 y N° 33 de 2023, de 10 de mayo de 2023.

II. TASA DE ACTUALIZACIÓN

A continuación se describen los distintos componentes y el resultado de la tasa de actualización que deberá utilizarse para determinar los costos anuales de inversión de las instalaciones de distribución para el cuatrienio noviembre 2024 – noviembre 2028.

1. TASA LIBRE DE RIESGO

La tasa de rentabilidad libre de riesgo corresponde a la tasa interna de retorno promedio ofrecida por el Banco Central de Chile o la Tesorería General de la República para un instrumento reajutable en moneda nacional. El tipo de instrumento y su plazo deben considerar las características de liquidez, estabilidad y montos transados en el mercado secundario de cada instrumento en los últimos dos años a partir de la fecha de referencia del cálculo de la tasa de actualización, y su plazo no debe ser inferior a cinco años. El período considerado para establecer el promedio corresponderá al promedio de los seis meses previos, sin perjuicio que excepcionalmente se puede considerar, fundadamente, un periodo distinto de manera de dar mejor representatividad al instrumento elegido. Como fecha de referencia se utilizó el 30 de junio de 2022.

Para analizar las características de liquidez, estabilidad y montos transados se consideran las transacciones diarias de renta fija registradas en la Bolsa de Comercio de Santiago en los últimos dos años¹, de acuerdo con lo señalado en el Estudio Tasa de Actualización. De este modo, la liquidez se determina como la presencia bursátil del instrumento² y la estabilidad como el coeficiente de variabilidad³.

En el Cuadro 1 se muestra la presencia bursátil de los instrumentos reajustables en moneda nacional emitidos por el Banco Central de Chile y la Tesorería General de la República.

Cuadro 1: Presencia bursátil

Tipo de Instrumento	Años al vencimiento	Presencia bursátil
BCU	7	5,0%
	10	2,6%
	20	2,2%
BTU	5	58,8%
	7	29,5%
	10	99,0%
	20	5,0%
	30	58,2%

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

Del Cuadro 1 se concluye que los bonos que presentan una mejor característica de liquidez son los BTU con un plazo de 10 años al vencimiento⁴.

El coeficiente de variabilidad se determina para (i) la cantidad de bonos, (ii) el número de negociaciones, (iii) los montos transados, (iv) la presencia bursátil, y (v) la tasa interna de retorno. En los siguientes cuadros se pueden ver los resultados obtenidos.

¹ Desde junio de 2020 hasta mayo de 2022.

² Número de días que transó el instrumento en relación con el total de días en que se transaron bonos.

³ Desviación estándar dividido por la media el coeficiente.

⁴ Los plazos utilizados para analizar los instrumentos son residuales.

Cuadro 2: Coeficiente de variabilidad para la cantidad de bonos transados

Tipo de instrumento	Años al vencimiento	Media	Desviación Estándar	Coeficiente de variabilidad
BCU	7	539	3.361	6,24
	10	1.269	10.998	8,67
	20	548	5.807	10,60
BTU	5	917.647	1.225.353	1,34
	7	57.508	342.157	5,95
	10	460.374	560.736	1,22
	20	1.235	9.446	7,65
	30	68.418	186.259	2,72

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

Cuadro 3: Coeficiente de variabilidad para el número de negociaciones

Tipo de instrumento	Años al vencimiento	Media	Desviación estándar	Coeficiente de variabilidad
BCU	7	0,08	0,45	5,57
	10	0,06	0,43	7,39
	20	0,07	0,63	9,07
BTU	5	42,15	54,13	1,28
	7	1,43	5,25	3,67
	10	24,49	35,76	1,46
	20	0,06	0,30	4,75
	30	2,36	4,40	1,86

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

Cuadro 4: Coeficiente de variabilidad para los montos transados

Tipo de Instrumento	Años al vencimiento	Media (en MM\$)	Desviación estándar (en MM\$)	Coeficiente de variabilidad
BCU	7	19	119	6,39
	10	48	416	8,71
	20	19	204	10,77
BTU	5	29.843	40.004	1,34
	7	1.538	8.638	5,62
	10	14.923	17.846	1,20
	20	46	367	7,97
	30	2.147	5.951	2,77

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

Cuadro 5: Coeficiente de variabilidad para la presencia bursátil

Tipo de Instrumento	Años al vencimiento	Media	Desviación Estándar	Coeficiente de variabilidad
BCU	7	0,05	0,22	4,37
	10	0,03	0,16	6,14
	20	0,02	0,15	6,69
BTU	5	0,59	0,49	0,84
	7	0,29	0,46	1,55
	10	0,99	0,10	0,10
	20	0,05	0,22	4,37
	30	0,58	0,49	0,85

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

Cuadro 6: Coeficiente de variabilidad para la tasa interna de retorno

Tipo de instrumento	Años al vencimiento	Media	Desviación estándar	Coeficiente de variabilidad
BCU	7	0,89	1,41	1,59
	10	0,27	1,24	4,58
	20	2,21	0,41	0,19
BTU	5	-0,65	0,67	-1,03
	7	1,52	0,75	0,49
	10	0,99	1,11	1,13
	20	1,60	1,02	0,64
	30	1,90	0,82	0,43

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

Del Cuadro 2, del Cuadro 4 y del Cuadro 5 se desprende que los BTU con un plazo de 10 años al vencimiento son los bonos que presentan el menor coeficiente de variabilidad para la cantidad de bonos transados, para los montos transados y para la presencia bursátil, mientras que los BTU con un plazo de 5 años al vencimiento son los bonos que presentan el segundo menor coeficiente de variabilidad.

Del Cuadro 3 se tiene que los BTU con un plazo de 5 años al vencimiento son los bonos que presentan el menor coeficiente de variabilidad para el número de negociaciones, mientras que los BTU con un plazo de 10 años al vencimiento son los bonos que presentan el segundo menor coeficiente de variabilidad.

Del Cuadro 6 se tiene que los BCU con un plazo de 20 años al vencimiento son los bonos que presentan el menor coeficiente de variabilidad para la tasa interna de retorno, mientras que los BTU con un plazo de 30 años al vencimiento son los bonos que presentan el segundo menor coeficiente de variabilidad.

En consecuencia, de la información de los cuadros precedentes, se concluye que los bonos que presentan mejor desempeño de estabilidad corresponden a los BTU con un plazo de 10 años al vencimiento.

Por último, en el Cuadro 7 se pueden ver los montos transados para cada tipo de instrumento.

Cuadro 7: Montos transados

Tipo de Instrumento	Años al vencimiento	Montos transados (en MM\$)
BCU	7	21.902
	10	171.865
	20	329.024
BTU	5	24.704.365
	7	194.112
	10	7.790.933
	20	62.846
	30	1.916.903

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

Del Cuadro 7 se concluye que el instrumento que presenta una mayor cantidad de montos transados es el BTU con un plazo de 5 años al vencimiento, mientras que el BTU con un plazo de 10 años al vencimiento presenta la segunda mayor cantidad de montos transados.

Por lo tanto, dado que el BTU con un plazo de 10 años al vencimiento presenta conjuntamente las mejores características de liquidez, estabilidad y montos transados, el instrumento reajutable en moneda nacional que se utiliza para determinar la tasa libre de riesgo corresponde a este instrumento.

En relación con el período a considerar para determinar el promedio de los retornos del instrumento escogido, en el Estudio Tasa de Actualización se analiza la evolución de las tasas de interés libres de riesgo y recomienda utilizar un período de 6 meses (desde diciembre de 2021 hasta mayo de 2022).

De este modo, la tasa libre de riesgo es de 2,10%, la que corresponde al promedio de 6 meses del BTU con un plazo de 10 años al vencimiento.

2. PREMIO POR RIESGO DE MERCADO

El premio por riesgo de mercado se define como la diferencia entre la rentabilidad de la cartera de inversiones de mercado diversificada y la rentabilidad del instrumento libre de riesgo definida en la sección anterior.

En el Estudio Tasa de Actualización se estimó el premio por riesgo de mercado de acuerdo con cuatro metodologías: a) Campbell y Shiller; b) Premio por riesgo de mercado maduro más premio por riesgo país (Damodaran); c) *Spread* soberano (Goldman-Sachs); y d) Clasificación riesgo país (Erb, Harvey y Viskanta).

a) Campbell y Shiller

A través de una representación VAR (vector auto-regresivo), en el Estudio de la Tasa de Actualización se estima el modelo de Campbell y Shiller utilizando datos nacionales⁵. Una vez determinados los coeficientes para el VAR estimado, es posible realizar una estimación del retorno esperado de mercado, para lo cual existen básicamente tres opciones:

- (i) Promedio de las predicciones al interior de la muestra
Se obtiene un retorno de mercado de 10,24%. Al restar la tasa libre de riesgo de 2,10% estimada en la sección anterior, da como resultado un premio por riesgo de mercado de 8,14%.
- (ii) Proyección fuera de muestra
Si se considera el promedio ponderado de los próximos cinco años bajo el criterio COLE creciente⁶, el retorno de mercado es de 8,88%, por lo que el premio por riesgo de mercado es 6,78%.
- (iii) Valor esperado de largo plazo
Al realizar proyecciones del retorno de mercado para un total de 50 años hacia adelante (600 meses), se obtiene un valor esperado del retorno de mercado de 8,65%, por lo que el premio por riesgo de mercado es 6,55%.

Si como estimador del premio por riesgo de mercado para Chile se utiliza el promedio de las tres opciones, el resultado es 7,16%.

⁵ Se utiliza información mensual desde enero de 2000 a junio de 2022. La información proviene de la Comisión para el Mercado Financiero.

⁶ Este criterio consiste en dar más importancia a los resultados recientes versus los más lejanos. En este caso la suma de 1 a 60 meses (correspondientes a cinco años) es 1830. Así, la primera observación del retorno de mercado esperado se pondera por 60/1830, la siguiente se pondera por 59/1830 y así sucesivamente. En el fondo, se reconoce que la estimación de más corto plazo es más precisa que la de más largo plazo.

b) Premio por riesgo de mercado maduro más premio por riesgo país (Damodaran)

Este modelo considera que el premio por riesgo de mercado de un país emergente puede ser estimado como el premio por riesgo de un país maduro (por ejemplo, Estados Unidos) más el premio por riesgo país equivalente al mercado accionario.

Damodaran propone determinar el premio por riesgo país como el *spread* de la deuda soberana multiplicado por la razón entre la volatilidad del mercado bursátil y la volatilidad del mercado de deuda⁷. El *spread* de la deuda soberana se determina en base a *ratings* de deuda, ya sea *default spread* o *Credit Default Swap Spread* (CDS).

Damodaran estima⁸ el premio por riesgo de mercado para Estados Unidos en 6,01%, mientras que el *default spread* para Chile lo estima en 0,85% y el CDS en 1,50%. Es decir, el premio por riesgo de mercado para Chile sería 7,00% (considerando *default spread*) o 7,76% (considerando CDS). Si como estimador del premio por riesgo de mercado para Chile se utiliza el promedio de ambas estimaciones, el resultado es 7,38%.

c) Spread soberano (Goldman-Sachs)

Al premio por riesgo de mercado de Estados Unidos se le agrega un factor adicional denominado “*spread* soberano”, el cual corresponde a la diferencia en la tasa de un bono de gobierno del país al cual pertenece la acción y el bono del tesoro norteamericano.

El Estudio Tasa de Actualización considera un valor del premio por riesgo de mercado de Estados Unidos de 5,5%, el que se obtiene de la plataforma “Cost of Capital Navigator”⁹. Por otro lado, el premio por riesgo país de Chile o CRP se estima en 140 puntos base de acuerdo al rating crediticio soberano de S&P¹⁰.

En consecuencia, de acuerdo con esta metodología el premio por riesgo de mercado para Chile es de 6,90%.

d) Clasificación riesgo país (Erb, Harvey y Viskanta)

Se basa en determinar los retornos esperados de los mercados en desarrollo a partir de la calificación de crédito y los retornos de mercado de países desarrollados.

El retorno esperado de mercado calculado de acuerdo con esta metodología es publicado regularmente por la plataforma “Cost of Capital Navigator”. Para Chile estima un retorno de mercado de 11,50%, valor que es ajustado en el Estudio Tasa de Actualización a 11,90%. Para estimar el premio por riesgo de mercado es necesario descontar de dicho valor la tasa libre de riesgo nominal,

⁷ Damodaran considera en su publicación de julio de 2022 que la razón de las volatilidades es 1,17.

⁸ <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar>, correspondiente a los valores publicados en julio 2021.

⁹ <https://www.kroll.com/en/cost-of-capital>

¹⁰ A marzo de 2022, fecha más reciente disponible.

la que se estima en 6,10%¹¹, por lo que el premio por riesgo de mercado para Chile utilizando esta metodología es de 5,80%.

En el siguiente cuadro se presenta un resumen de los premios por riesgo de mercado estimado de acuerdo con las diversas metodologías:

Cuadro 8: Premios por riesgo de mercado para Chile

Metodología	Premio por riesgo de mercado
Campbell y Shiller	7,16%
Premio por riesgo de mercado maduro más premio por riesgo país (Damodaran)	7,38%
<i>Spread</i> soberano (Goldman-Sachs)	6,90%
Clasificación riesgo país (Erb, Harvey y Viskanta)	5,80%
Promedio	6,81%

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

El Estudio Tasa de Actualización propone utilizar como premio por riesgo de mercado el promedio de las cuatro metodologías mencionadas precedentemente, es decir, 6,81%. No obstante, de acuerdo con lo resuelto por el Panel en sus Dictámenes Discrepancias N° 27, N° 28, N° 29, N° 30, N° 31, N° 32 y N° 33 de 2023, el valor del premio por riesgo de mercado que se debe utilizar para el cuatrienio noviembre 2024 – noviembre 2028 es 7,00%.

3. RIESGO SISTEMÁTICO

El riesgo sistemático mide o estima la variación en los ingresos de una empresa eficiente de distribución eléctrica con respecto a las fluctuaciones del mercado.

En el Estudio Tasa de Actualización se utilizaron dos metodologías para determinar el riesgo sistemático: a) Mínimos cuadrados ordinarios, y b) betas estocásticos. Ambas metodologías tienen en común la construcción de una muestra representativa de empresas de distribución eléctrica y confiable desde el punto de vista estadístico.

¹¹ Corresponde al promedio diario para el período diciembre 2021 – mayo 2022 de los BCP-10 y BTP-10, en base a información publicada por el Banco Central de Chile.

a) Mínimos cuadrados ordinarios

En primer lugar, se determinó una muestra inicial de empresas candidatas a integrar la muestra final representativa y que pertenezcan a los diferentes mercados mundiales. Para ello, se seleccionaron las compañías clasificadas como “*Electric Distribution*” en *Bloomberg Industry Classification Standard* (BICS) y como “*Electric Services*” en *Global Industry Classification Standard* (GICS). De ambas listas, se obtiene una muestra inicial de 308 empresas.

En segundo lugar, con el fin de excluir de la muestra aquellas empresas en que las actividades de generación y/o transmisión tuviera una participación significativa, se consideraron en la muestra sólo aquellas empresas cuyos ingresos asociados a la actividad de distribución eléctrica representara al menos el 75% de sus ingresos totales, en los últimos 5 años. Con este criterio, la muestra final de empresas queda conformada por 76 empresas.

A continuación, se estimaron los riesgos sistemáticos o betas utilizando períodos de 3, 4 y 5 años, con frecuencias mensuales y semanales; y se eliminaron de la muestra aquellas empresas cuyos betas estimados fueran estadísticamente no significativos¹² o inestables¹³. De este modo, se obtiene una muestra representativa de 18 empresas cuando se utilizan datos con frecuencia mensual, y una muestra representativa de 15 empresas cuando se utilizan datos con frecuencia semanal.

Los betas obtenidos para la muestra de empresas comparables se ajustan en base al método de Blume¹⁴. En el siguiente cuadro, se presentan los betas de patrimonio sin y con ajuste de Blume.

¹² Se eliminaron aquellas empresas que no obtuvieron una significancia estadística al 10% para el parámetro beta.

¹³ La estabilidad del parámetro beta se midió a través de los tests CUSUM y CUSUM cuadrado.

¹⁴ El beta ajustado se determinó como 0,371 más 0,635 multiplicado por el beta estimado por mínimos cuadrados ordinarios.

Cuadro 9: Betas de patrimonio estimados mediante mínimos cuadrados ordinarios (5 años, datos mensuales)

Empresa	País	Beta patrimonio	Beta patrimonio ajustado
Korea Electric Power Corporation	Corea del Sur	0,776	0,864
HK Electric Investments	Hong Kong	0,160	0,472
Hokkaido Electric Power Company, Inc	Japón	0,506	0,692
Okinawa Electric Power Company, Inc	Japón	0,581	0,740
Contact Energy Limited	Nueva Zelanda	0,970	0,987
Electrodistribut	Bulgaria	0,594	0,748
Duke Energy Corporation	Estados Unidos	0,349	0,593
Energias de Portugal, S.A.	Portugal	0,594	0,748
Equatorial Energia S.A.	Brasil	0,908	0,948
Kubanenergo	Rumania	0,565	0,730
Alliant Energy Corporation	Estados Unidos	0,467	0,667
Manawa Energy Limited	Nueva Zelanda	0,338	0,586
Odas Elektrik Üretim Sanayi Ticaret A.S.	Turquía	1,453	1,294
Portland General Electric Company	Estados Unidos	0,517	0,699
Southern Company	Estados Unidos	0,488	0,681
Transelectrica	Rumania	0,752	0,834
Via Renewables, Inc	Estados Unidos	0,990	0,993
Xcel Energy Inc	Estados Unidos	0,357	0,569

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

Cuadro 10: Betas de patrimonio estimados mediante mínimos cuadrados ordinarios (4 años, datos mensuales)

Empresa	País	Beta patrimonio	Beta patrimonio ajustado
Korea Electric Power Corporation	Corea del Sur	0,678	0,801
HK Electric Investments	Hong Kong	0,919	0,955
Hokkaido Electric Power Company, Inc	Japón	0,193	0,494
Okinawa Electric Power Company, Inc	Japón	0,508	0,694
Contact Energy Limited	Nueva Zelanda	0,571	0,734
Electrodistribut	Bulgaria	0,760	0,854
Duke Energy Corporation	Estados Unidos	0,948	0,973
Energias de Portugal, S.A.	Portugal	0,342	0,588
Equatorial Energia S.A.	Brasil	0,659	0,789
Kubanenergo	Rumania	0,615	0,761
Alliant Energy Corporation	Estados Unidos	0,721	0,829
Manawa Energy Limited	Nueva Zelanda	1,528	1,342
Odas Elektrik Üretim Sanayi Ticaret A.S.	Turquía	0,522	0,702
Portland General Electric Company	Estados Unidos	0,387	0,617
Southern Company	Estados Unidos	0,553	0,722
Transelectrica	Rumania	0,530	0,708
Via Renewables, Inc	Estados Unidos	1,188	1,125
Xcel Energy Inc	Estados Unidos	0,388	0,617

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

Cuadro 11: Betas de patrimonio estimados mediante mínimos cuadrados ordinarios (3 años, datos mensuales)

Empresa	País	Beta patrimonio	Beta patrimonio ajustado
Korea Electric Power Corporation	Corea del Sur	0,665	0,793
HK Electric Investments	Hong Kong	0,842	0,906
Hokkaido Electric Power Company, Inc	Japón	0,187	0,490
Okinawa Electric Power Company, Inc	Japón	0,576	0,737
Contact Energy Limited	Nueva Zelanda	0,407	0,630
Electrodistribut	Bulgaria	0,825	0,895
Duke Energy Corporation	Estados Unidos	0,953	0,976
Energias de Portugal, S.A.	Portugal	0,310	0,568
Equatorial Energia S.A.	Brasil	0,685	0,806
Kubanenergo	Rumania	0,521	0,702
Alliant Energy Corporation	Estados Unidos	0,734	0,837
Manawa Energy Limited	Nueva Zelanda	1,258	1,170
Odas Elektrik Üretim Sanayi Ticaret A.S.	Turquía	0,558	0,726
Portland General Electric Company	Estados Unidos	0,415	0,634
Southern Company	Estados Unidos	0,590	0,746
Transelectrica	Rumania	0,552	0,722
Via Renewables, Inc	Estados Unidos	1,134	1,091
Xcel Energy Inc	Estados Unidos	0,394	0,621

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

Cuadro 12: Betas de patrimonio estimados mediante mínimos cuadrados ordinarios (5 años, datos semanales)

Empresa	País	Beta patrimonio	Beta patrimonio ajustado
Korea Electric Power Corporation	Corea del Sur	0,622	0,766
Hokkaido Electric Power Company, Inc	Japón	0,885	0,933
Okinawa Electric Power Company, Inc	Japón	0,467	0,668
Avangrid, Inc	Estados Unidos	0,578	0,738
Electrodistribut	Bulgaria	0,460	0,663
Energias de Portugal, S.A.	Portugal	0,879	0,929
Equatorial Energia S.A.	Brasil	0,679	0,802
Genie Energy Ltd.	Estados Unidos	0,543	0,716
Kubanenergo	Rumania	0,646	0,781
Manawa Energy Limited	Nueva Zelanda	0,780	0,866
Odas Elektrik Üretim Sanayi Ticaret A.S.	Turquía	1,167	1,112
PNM Resources, Inc	Estados Unidos	0,938	0,967
Saudi Electricity Company	Arabia Saudita	0,776	0,864
Tenaga Nasional	Malasia	0,883	0,932
Via Renewables, Inc	Estados Unidos	1,125	1,086

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

Cuadro 13: Betas de patrimonio estimados mediante mínimos cuadrados ordinarios (4 años, datos semanales)

Empresa	País	Beta patrimonio	Beta patrimonio ajustado
Korea Electric Power Corporation	Corea del Sur	0,639	0,777
Hokkaido Electric Power Company, Inc	Japón	0,888	0,935
Okinawa Electric Power Company, Inc	Japón	0,470	0,670
Avangrid, Inc	Estados Unidos	0,607	0,757
Electrodistribut	Bulgaria	0,474	0,672
Energias de Portugal, S.A.	Portugal	0,866	0,921
Equatorial Energia S.A.	Brasil	0,708	0,821
Genie Energy Ltd.	Estados Unidos	0,525	0,704
Kubanenergo	Rumania	0,664	0,793
Manawa Energy Limited	Nueva Zelanda	0,781	0,867
Odas Elektrik Üretim Sanayi Ticaret A.S.	Turquía	1,179	1,120
PNM Resources, Inc	Estados Unidos	1,005	1,009
Saudi Electricity Company	Arabia Saudita	0,769	0,859
Tenaga Nasional	Malasia	0,896	0,940
Via Renewables, Inc	Estados Unidos	1,154	1,104

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

Cuadro 14: Betas de patrimonio estimados mediante mínimos cuadrados ordinarios (3 años, datos semanales)

Empresa	País	Beta patrimonio	Beta patrimonio ajustado
Korea Electric Power Corporation	Corea del Sur	0,672	0,798
Hokkaido Electric Power Company, Inc	Japón	0,936	0,965
Okinawa Electric Power Company, Inc	Japón	0,438	0,649
Avangrid, Inc	Estados Unidos	0,676	0,800
Electrodistribut	Bulgaria	0,492	0,683
Energias de Portugal, S.A.	Portugal	0,899	0,942
Equatorial Energia S.A.	Brasil	0,699	0,815
Genie Energy Ltd.	Estados Unidos	0,509	0,694
Kubanenergo	Rumania	0,669	0,796
Manawa Energy Limited	Nueva Zelanda	0,810	0,885
Odas Elektrik Üretim Sanayi Ticaret A.S.	Turquía	1,069	1,050
PNM Resources, Inc	Estados Unidos	1,128	1,087
Saudi Electricity Company	Arabia Saudita	0,833	0,900
Tenaga Nasional	Malasia	0,781	0,867
Via Renewables, Inc	Estados Unidos	1,109	1,075

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

Para obtener el beta de activos a partir del beta de patrimonio, se utiliza la fórmula de Miles y Ezzell¹⁵, para lo cual es necesario determinar el beta de la deuda, el costo de la deuda, la tasa de impuesto de primera categoría¹⁶, y la razón de endeudamiento¹⁷.

¹⁵

$$\beta^u = \frac{\beta^e + \beta^b \cdot \left(1 - t_c \cdot \frac{k_b}{1 + k_b}\right) \cdot \frac{B}{E}}{1 + \left(1 - t_c \cdot \frac{k_b}{1 + k_b}\right) \cdot \frac{B}{E}}$$

Donde:

β^u es el beta de activos;

β^e es el beta de patrimonio;

β^b es el beta de la deuda;

k_b es el costo de la deuda;

t_c es la tasa de impuesto a las corporaciones o impuesto de primera categoría; y

$\frac{B}{E}$ es la razón de endeudamiento.

¹⁶ La tasa de impuesto se obtiene de KPMG Corporate Tax Rates Table.

¹⁷ La razón de endeudamiento es calculada como el cociente entre la deuda financiera (deuda financiera contable) y el patrimonio neto (valor de capitalización bursátil de las acciones).

El beta de la deuda se obtiene del cociente entre el *spread* de la deuda¹⁸ y el premio por riesgo de mercado¹⁹, mientras que el costo de la deuda se estima como el *spread* de la deuda más la tasa libre de riesgo²⁰.

En los siguientes cuadros se presentan los betas de la deuda obtenidos y el costo de la deuda.

Cuadro 15: Betas de deuda

Empresa	Spread rating	Premio por riesgo de mercado	Beta de deuda
Korea Electric Power Corporation	0,82%	6,58%	0,125
HK Electric Investments	1,29%	6,55%	0,197
Hokkaido Electric Power Company, Inc	1,14%	6,57%	0,174
Okinawa Electric Power Company, Inc	0,82%	6,57%	0,125
Avangrid, Inc	1,59%	6,01%	0,265
Contact Energy Limited	1,93%	6,01%	0,321
Electrodistribut	1,59%	7,70%	0,206
Duke Energy Corporation	1,59%	6,01%	0,265
Energias de Portugal, S.A.	1,59%	7,66%	0,208
Equatorial Energia S.A.	0,67%	10,22%	0,066
Genie Energy Ltd.	1,03%	6,01%	0,171
Kubanenergo	1,29%	9,27%	0,139
Alliant Energy Corporation	1,59%	6,01%	0,265
Manawa Energy Limited	1,59%	6,01%	0,265
Odas Elektrik Üretim Sanayi Ticaret A.S.	1,59%	14,01%	0,114
PNM Resources, Inc	1,59%	6,01%	0,265
Portland General Electric Company	1,59%	6,01%	0,265
Saudi Electricity Company	1,03%	6,98%	0,148
Southern Company	1,59%	6,01%	0,265
Transelectrica	1,59%	9,27%	0,172
Tenaga Nasional	1,59%	7,55%	0,211
Via Renewables, Inc	3,15%	6,01%	0,524
Xcel Energy Inc	1,59%	6,01%	0,265

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

¹⁸ El *spread* de la deuda de cada empresa se obtiene de la clasificación de riesgo de Moody's, S&P y Fitch Rating. Conforme al rating se considera el *spread* de la deuda publicado por Damodaran Online.

¹⁹ El premio por riesgo de mercado corresponde al promedio de las estimaciones realizadas por la metodologías de Damodaran y de Goldman-Sachs.

²⁰ La tasa libre de riesgo se obtiene sumando a la tasa de interés real de los Estados Unidos (estimada en 0,98%) más el *spread* de los CDS a 10 años.

Cuadro 16: Costo de la deuda

Empresa	Tasa libre de riesgo	Costo de la deuda
Korea Electric Power Corporation	1,04%	1,86%
HK Electric Investments	0,86%	2,15%
Hokkaido Electric Power Company, Inc	0,76%	1,90%
Okinawa Electric Power Company, Inc	0,76%	1,58%
Avangrid, Inc	0,65%	2,24%
Contact Energy Limited	0,71%	2,64%
Electrodistribut	1,64%	3,23%
Duke Energy Corporation	0,65%	2,24%
Energias de Portugal, S.A.	1,19%	2,78%
Equatorial Energia S.A.	4,25%	4,92%
Genie Energy Ltd.	0,65%	1,68%
Kubanenergo	3,61%	4,90%
Alliant Energy Corporation	0,65%	2,24%
Manawa Energy Limited	0,71%	2,30%
Odas Elektrik Üretim Sanayi Ticaret A.S.	7,77%	9,36%
PNM Resources, Inc	0,65%	2,24%
Portland General Electric Company	0,65%	2,24%
Saudi Electricity Company	1,46%	2,49%
Southern Company	0,65%	2,24%
Transelectrica	3,61%	5,20%
Tenaga Nasional	1,84%	3,43%
Via Renewables, Inc	0,65%	3,80%
Xcel Energy Inc	0,65%	2,24%

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

Por último, en el cuadro siguiente se presentan los betas de activos estimados a partir de los betas de patrimonio, utilizando la fórmula de Miles y Ezzell.

Cuadro 17: Betas de activo (5 años, datos mensuales)

Empresa	Beta patrimonio ajustado	Beta de deuda	Costo de la deuda	Tasa de impuesto	Razón de endeudamiento	Beta de activos
Korea Electric Power Corporation	0,864	0,125	1,86%	0,25	4,305	0,265
HK Electric Investments	0,472	0,197	2,15%	0,17	0,643	0,365
Hokkaido Electric Power Company, Inc	0,692	0,174	1,90%	0,31	11,988	0,214
Okinawa Electric Power Company, Inc	0,740	0,125	1,58%	0,31	2,212	0,317
Contact Energy Limited	0,987	0,321	2,64%	0,28	0,254	0,853
Electro distribut	0,748	0,206	3,23%	0,10	0,339	0,611
Duke Energy Corporation	0,593	0,265	2,24%	0,27	0,936	0,434
Energias de Portugal, S.A.	0,748	0,208	2,78%	0,21	1,226	0,451
Equatorial Energia S.A.	0,948	0,066	4,92%	0,34	0,749	0,573
Kubanenergo	0,730	0,139	4,90%	0,16	1,253	0,402
Alliant Energy Corporation	0,667	0,265	2,24%	0,27	0,534	0,528
Manawa Energy Limited	0,586	0,265	2,30%	0,28	0,303	0,511
Odas Elektrik Üretim Sanayi Ticaret A.S.	1,294	0,114	9,36%	0,20	2,048	0,505
Portland General Electric Company	0,699	0,265	2,24%	0,27	0,678	0,524
Southern Company	0,681	0,265	2,24%	0,27	0,884	0,486
Transelectrica	0,834	0,172	5,20%	0,16	0,181	0,733
Via Renewables, Inc	0,993	0,524	3,80%	0,27	0,352	0,872
Xcel Energy Inc	0,569	0,265	2,24%	0,27	0,651	0,450

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

Cuadro 18: Betas de activo (4 años, datos mensuales)

Empresa	Beta patrimonio ajustado	Beta de deuda	Costo de la deuda	Tasa de impuesto	Razón de endeudamiento	Beta de activos
Korea Electric Power Corporation	0,801	0,125	1,86%	0,25	4,628	0,245
HK Electric Investments	0,955	0,197	2,15%	0,17	0,646	0,658
Hokkaido Electric Power Company, Inc	0,494	0,174	1,90%	0,31	12,560	0,197
Okinawa Electric Power Company, Inc	0,694	0,125	1,58%	0,31	2,291	0,298
Contact Energy Limited	0,734	0,321	2,64%	0,28	0,230	0,657
Electro distribut	0,854	0,206	3,23%	0,10	0,340	0,690
Duke Energy Corporation	0,973	0,265	2,24%	0,27	0,944	0,630
Energias de Portugal, S.A.	0,588	0,208	2,78%	0,21	1,171	0,384
Equatorial Energia S.A.	0,789	0,066	4,92%	0,34	0,792	0,472
Kubanenergo	0,761	0,139	4,90%	0,16	1,315	0,409
Alliant Energy Corporation	0,829	0,265	2,24%	0,27	0,534	0,633
Manawa Energy Limited	1,342	0,265	2,30%	0,28	0,288	1,102
Odas Elektrik Üretim Sanayi Ticaret A.S.	0,702	0,114	9,36%	0,20	2,392	0,289
Portland General Electric Company	0,617	0,265	2,24%	0,27	0,698	0,473
Southern Company	0,722	0,265	2,24%	0,27	0,867	0,510
Transelectrica	0,708	0,172	5,20%	0,16	0,172	0,630
Via Renewables, Inc	1,125	0,524	3,80%	0,27	0,360	0,967
Xcel Energy Inc	0,617	0,265	2,24%	0,27	0,658	0,478

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

Cuadro 19: Betas de activo (3 años, datos mensuales)

Empresa	Beta patrimonio ajustado	Beta de deuda	Costo de la deuda	Tasa de impuesto	Razón de endeudamiento	Beta de activos
Korea Electric Power Corporation	0,793	0,125	1,86%	0,25	5,117	0,234
HK Electric Investments	0,906	0,197	2,15%	0,17	0,657	0,625
Hokkaido Electric Power Company, Inc	0,490	0,174	1,89%	0,31	13,713	0,195
Okinawa Electric Power Company, Inc	0,737	0,125	1,57%	0,31	2,477	0,301
Contact Energy Limited	0,630	0,321	2,63%	0,28	0,192	0,580
Electrodistribut	0,895	0,206	3,22%	0,10	0,347	0,718
Duke Energy Corporation	0,976	0,265	2,24%	0,27	0,938	0,633
Energias de Portugal, S.A.	0,568	0,208	2,78%	0,21	1,108	0,379
Equatorial Energia S.A.	0,806	0,066	4,92%	0,34	0,834	0,472
Kubanenergo	0,702	0,139	4,89%	0,16	1,261	0,389
Alliant Energy Corporation	0,837	0,265	2,24%	0,27	0,525	0,641
Manawa Energy Limited	1,170	0,265	2,29%	0,28	0,296	0,964
Odas Elektrik Üretim Sanayi Ticaret A.S.	0,726	0,114	9,36%	0,20	2,012	0,319
Portland General Electric Company	0,634	0,265	2,24%	0,27	0,730	0,479
Southern Company	0,746	0,265	2,24%	0,27	0,806	0,532
Transelectrica	0,722	0,172	5,19%	0,16	0,143	0,653
Via Renewables, Inc	1,091	0,524	3,80%	0,27	0,340	0,948
Xcel Energy Inc	0,621	0,265	2,24%	0,27	0,653	0,481

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

Cuadro 20: Betas de activo (5 años, datos semanales)

Empresa	Beta patrimonio ajustado	Beta de deuda	Costo de la deuda	Tasa de impuesto	Razón de endeudamiento	Beta de activos
Korea Electric Power Corporation	0,766	0,125	1,86%	0,25	4,305	0,246
Hokkaido Electric Power Company, Inc	0,933	0,174	1,90%	0,31	11,988	0,232
Okinawa Electric Power Company, Inc	0,668	0,125	1,58%	0,31	2,212	0,294
Avangrid, Inc	0,738	0,265	2,24%	0,27	0,480	0,585
Electrodistribut	0,663	0,206	3,23%	0,10	0,339	0,548
Energias de Portugal, S.A.	0,929	0,208	2,78%	0,21	1,226	0,533
Equatorial Energia S.A.	0,802	0,066	4,92%	0,34	0,749	0,490
Genie Energy Ltd.	0,716	0,171	1,68%	0,27	0,020	0,705
Kubanenergo	0,781	0,139	4,90%	0,16	1,253	0,425
Manawa Energy Limited	0,866	0,265	2,30%	0,28	0,303	0,727
Odas Elektrik Üretim Sanayi Ticaret A.S.	1,112	0,114	9,36%	0,20	2,048	0,445
PNM Resources, Inc	0,967	0,265	2,24%	0,27	0,898	0,636
Saudi Electricity Company	0,864	0,148	2,49%	0,20	1,725	0,411
Tenaga Nasional	0,932	0,211	3,43%	0,24	1,048	0,564
Via Renewables, Inc	1,086	0,524	3,80%	0,27	0,352	0,940

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

Cuadro 21: Betas de activo (4 años, datos semanales)

Empresa	Beta patrimonio ajustado	Beta de deuda	Costo de la deuda	Tasa de impuesto	Razón de endeudamiento	Beta de activos
Korea Electric Power Corporation	0,777	0,125	1,86%	0,25	4,628	0,241
Hokkaido Electric Power Company, Inc	0,935	0,174	1,90%	0,31	12,560	0,230
Okinawa Electric Power Company, Inc	0,670	0,125	1,58%	0,31	2,291	0,291
Avangrid, Inc	0,757	0,265	2,24%	0,27	0,475	0,599
Electrodistribut	0,672	0,206	3,23%	0,10	0,340	0,554
Energias de Portugal, S.A.	0,921	0,208	2,78%	0,21	1,171	0,537
Equatorial Energia S.A.	0,821	0,066	4,92%	0,34	0,792	0,490
Genie Energy Ltd.	0,704	0,171	1,68%	0,27	0,020	0,694
Kubanenergo	0,793	0,139	4,90%	0,16	1,315	0,423
Manawa Energy Limited	0,867	0,265	2,30%	0,28	0,288	0,733
Odas Elektrik Üretim Sanayi Ticaret A.S.	1,120	0,114	9,36%	0,20	2,392	0,414
PNM Resources, Inc	1,009	0,265	2,24%	0,27	0,905	0,657
Saudi Electricity Company	0,859	0,148	2,49%	0,20	1,822	0,401
Tenaga Nasional	0,940	0,211	3,43%	0,24	1,102	0,559
Via Renewables, Inc	1,104	0,524	3,80%	0,27	0,360	0,952

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

Cuadro 22: Betas de activo (3 años, datos semanales)

Empresa	Beta patrimonio ajustado	Beta de deuda	Costo de la deuda	Tasa de impuesto	Razón de endeudamiento	Beta de activos
Korea Electric Power Corporation	0,798	0,125	1,86%	0,25	5,117	0,235
Hokkaido Electric Power Company, Inc	0,965	0,174	1,90%	0,31	13,713	0,228
Okinawa Electric Power Company, Inc	0,649	0,125	1,58%	0,31	2,477	0,276
Avangrid, Inc	0,800	0,265	2,24%	0,27	0,501	0,622
Electrodistribut	0,683	0,206	3,23%	0,10	0,347	0,561
Energias de Portugal, S.A.	0,942	0,208	2,78%	0,21	1,108	0,557
Equatorial Energia S.A.	0,815	0,066	4,92%	0,34	0,834	0,477
Genie Energy Ltd.	0,694	0,171	1,68%	0,27	0,021	0,683
Kubanenergo	0,796	0,139	4,90%	0,16	1,261	0,431
Manawa Energy Limited	0,885	0,265	2,30%	0,28	0,296	0,744
Odas Elektrik Üretim Sanayi Ticaret A.S.	1,050	0,114	9,36%	0,20	2,012	0,428
PNM Resources, Inc	1,087	0,265	2,24%	0,27	0,904	0,698
Saudi Electricity Company	0,900	0,148	2,49%	0,20	1,673	0,430
Tenaga Nasional	0,867	0,211	3,43%	0,24	1,266	0,501
Via Renewables, Inc	1,075	0,524	3,80%	0,27	0,340	0,937

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

De este modo, de acuerdo con los cuadros 17 a 22, el beta promedio de activos es, utilizando mínimos cuadrados ordinarios para estimar los betas de patrimonio y la fórmula de Miles y Ezzell, 0,522.

b) Betas estocásticos

A partir de las muestras representativas de 18 y 15 empresas, según se utilicen datos mensuales o semanales, respectivamente, el Estudio Tasa de Actualización estimó betas estocásticos utilizando el filtro de Kalman, eliminándose de las muestras aquellos betas que son no significativos.

En el cuadro siguiente se muestran los resultados obtenidos para los betas de patrimonio, sin y con ajuste de Blume.

Cuadro 23: Betas de patrimonio estocásticos (5 años, datos mensuales)

Empresa	Beta patrimonio (Kalman)	Beta patrimonio ajustado (Kalman)	Beta de activos (estocástico)
Korea Electric Power Corporation	0,776	0,864	0,265
HK Electric Investments	0,160	0,472	0,365
Hokkaido Electric Power Company, Inc	0,506	0,692	0,214
Okinawa Electric Power Company, Inc	0,581	0,740	0,317
Contact Energy Limited	0,970	0,987	0,853
Electrodistribut	0,594	0,748	0,611
Duke Energy Corporation	0,481	0,676	0,478
Energias de Portugal, S.A.	0,594	0,748	0,451
Equatorial Energia S.A.	0,908	0,948	0,573
Kubanenergo	0,565	0,730	0,402
Alliant Energy Corporation	0,765	0,857	0,652
Manawa Energy Limited	0,338	0,586	0,511
Odas Elektrik Üretim Sanayi Ticaret A.S.	1,453	1,294	0,505
Portland General Electric Company	0,801	0,879	0,632
Southern Company	0,488	0,681	0,486
Transelectrica	0,752	0,849	0,745
Xcel Energy Inc	0,357	0,598	0,467

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

Cuadro 24: Betas de patrimonio estocásticos (4 años, datos mensuales)

Empresa	Beta patrimonio (Kalman)	Beta patrimonio ajustado (Kalman)	Beta de activos (estocástico)
Korea Electric Power Corporation	0,760	0,854	0,255
HK Electric Investments	0,195	0,495	0,378
Hokkaido Electric Power Company, Inc	0,504	0,691	0,212
Okinawa Electric Power Company, Inc	0,577	0,738	0,312
Contact Energy Limited	0,942	0,969	0,849
Electrodistribut	0,679	0,802	0,652
Duke Energy Corporation	0,387	0,617	0,446
Energias de Portugal, S.A.	0,659	0,790	0,477
Equatorial Energia S.A.	0,925	0,959	0,567
Kubanenergo	0,617	0,763	0,410
Alliant Energy Corporation	0,521	0,702	0,550
Manawa Energy Limited	0,338	0,586	0,514
Odas Elektrik Üretim Sanayi Ticaret A.S.	1,471	1,305	0,469
Portland General Electric Company	0,553	0,722	0,535
Southern Company	0,530	0,707	0,502
Transelectrica	0,712	0,823	0,728
Via Renewables, Inc	1,188	1,126	0,968
Xcel Energy Inc	0,388	0,617	0,478

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

Cuadro 25: Betas de patrimonio estocásticos (3 años, datos mensuales)

Empresa	Beta patrimonio (Kalman)	Beta patrimonio ajustado (Kalman)	Beta de activos (estocástico)
Korea Electric Power Corporation	0,809	0,885	0,249
HK Electric Investments	0,213	0,506	0,384
Hokkaido Electric Power Company, Inc	0,582	0,740	0,212
Okinawa Electric Power Company, Inc	0,407	0,630	0,270
Contact Energy Limited	0,979	0,993	0,885
Electrodistribut	0,667	0,795	0,643
Duke Energy Corporation	0,414	0,634	0,456
Energias de Portugal, S.A.	0,686	0,807	0,493
Equatorial Energia S.A.	0,846	0,908	0,529
Kubanenergo	0,525	0,705	0,390
Alliant Energy Corporation	0,687	0,807	0,621
Odas Elektrik Üretim Sanayi Ticaret A.S.	1,249	1,164	0,466
Portland General Electric Company	0,838	0,903	0,635
Southern Company	0,547	0,718	0,517
Transelectrica	0,736	0,838	0,756
Via Renewables, Inc	1,177	1,118	0,969
Xcel Energy Inc	0,398	0,624	0,482

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

Cuadro 26: Betas de patrimonio estocásticos (5 años, datos semanales)

Empresa	Beta patrimonio (Kalman)	Beta patrimonio ajustado (Kalman)	Beta de activos (estocástico)
Korea Electric Power Corporation	0,622	0,766	0,246
Hokkaido Electric Power Company, Inc	0,721	0,829	0,224
Avangrid, Inc	0,431	0,645	0,522
Electrodistribut	0,460	0,663	0,548
Energias de Portugal, S.A.	0,879	0,929	0,533
Equatorial Energia S.A.	0,679	0,802	0,490
Genie Energy Ltd.	0,456	0,660	0,651
Kubanenergo	0,646	0,781	0,425
Manawa Energy Limited	0,780	0,866	0,727
Odas Elektrik Üretim Sanayi Ticaret A.S.	1,167	1,112	0,445
Saudi Electricity Company	0,776	0,864	0,411
Tenaga Nasional	0,883	0,932	0,564

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

Cuadro 27: Betas de patrimonio estocásticos (4 años, datos semanales)

Empresa	Beta patrimonio (Kalman)	Beta patrimonio ajustado (Kalman)	Beta de activos (estocástico)
Korea Electric Power Corporation	0,646	0,781	0,238
Hokkaido Electric Power Company, Inc	0,667	0,795	0,229
Avangrid, Inc	0,427	0,642	0,585
Energias de Portugal, S.A.	0,783	0,868	0,532
Equatorial Energia S.A.	0,712	0,823	0,479
Genie Energy Ltd.	0,405	0,628	0,672
Kubanenergo	0,664	0,792	0,415
Manawa Energy Limited	0,782	0,867	0,723
Odas Elektrik Üretim Sanayi Ticaret A.S.	1,235	1,155	0,411
Saudi Electricity Company	0,839	0,904	0,398

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

Cuadro 28: Betas de patrimonio estocásticos (3 años, datos semanales)

Empresa	Beta patrimonio (Kalman)	Beta patrimonio ajustado (Kalman)	Beta de activos (estocástico)
Korea Electric Power Corporation	0,646	0,781	0,232
Hokkaido Electric Power Company, Inc	0,667	0,795	0,216
Avangrid, Inc	0,427	0,642	0,517
Energias de Portugal, S.A.	0,783	0,868	0,522
Equatorial Energia S.A.	0,712	0,823	0,482
Genie Energy Ltd.	0,405	0,628	0,618
Kubanenergo	0,664	0,792	0,429
Manawa Energy Limited	0,782	0,867	0,730
Odas Elektrik Üretim Sanayi Ticaret A.S.	1,235	1,155	0,463
Saudi Electricity Company	0,839	0,904	0,431

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

De acuerdo con los cuadros 23 al 28, el beta de activos promedio utilizando el filtro de Kalman es 0,493.

En el cuadro siguiente se muestra el resumen de los betas de activos estimados mediante mínimos cuadrados y estocásticamente (filtro de Kalman), para períodos de 5, 4 y 3 años, con frecuencia de datos mensuales y semanales.

Cuadro 29: Resumen betas de activo estimados

Período, frecuencia	Betas MCO	Betas estocásticos
5 años, datos mensuales	0,505	0,502
4 años, datos mensuales	0,540	0,517
3 años, datos mensuales	0,530	0,527
5 años, datos semanales	0,519	0,482
4 años, datos semanales	0,518	0,468
3 años, datos semanales	0,521	0,464
Promedio	0,522	0,493

El Estudio Tasa de Actualización recomendó utilizar el promedio de los betas de activos estimados mediante mínimos cuadrados y estocásticamente. En consecuencia, el riesgo sistemático de una empresa de distribución eléctrica se estima en 0,508.

4. TASA DE ACTUALIZACIÓN APLICABLE CUATRIENIO NOVIEMBRE 2024 – NOVIEMBRE 2028

De conformidad al artículo 182 bis de la Ley, la tasa de actualización será igual a la tasa de rentabilidad libre de riesgo más el premio por riesgo multiplicado por el valor del riesgo sistemático, pero no podrá ser inferior al seis por ciento ni superior al ocho por ciento.

La tasa de rentabilidad libre de riesgo más el premio por riesgo multiplicado por el valor del riesgo sistemático da un valor de 5,66%. En consecuencia, la tasa de actualización que debe utilizarse para determinar los costos anuales de inversión de las instalaciones de distribución para el cuatrienio noviembre 2024 – noviembre 2028 es 6,00%.

ARTÍCULO SEGUNDO: De conformidad a lo establecido en el artículo 182 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos, incorporase el valor de la tasa de actualización contenida en el Informe Técnico que la presente resolución aprueba, en las bases definitivas a que se refiere el artículo 183 bis de la Ley.

ARTÍCULO TERCERO: Publíquese la presente Resolución Exenta en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía.

Archívese y publíquese,

SECRETARIO EJECUTIVO
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

MFH/DFD/MOC/CIC/RGF/JGE

Distribución:

➤ Oficina de Partes