
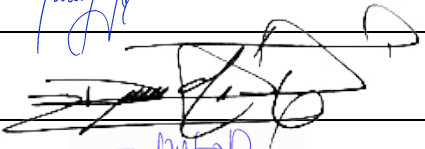



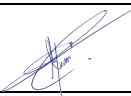


COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

INFORME DE DIAGNÓSTICO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL:

PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE AL ANEXO J DEL LIBRO III DEL RMER DENOMINADO: "METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LA TASA DE DESCUENTO"

INFORME GM-51-10-2023/GJ-87-2023/AT-17-2023

| Responsable | Firma |
|----------------------|--|
| Giovanni Hernández | |
| Carina Armengol |  |
| Dennis Posadas |  |
| Fernando Alvarez |  |
| Franchesca Castañeda |  |
| Juan Miguel Girón |  |
| Vivian Chaves |  |

Ciudad de Guatemala – Guatemala
18 de octubre de 2023

CONTENIDO

| | |
|---|----|
| I. RESUMEN EJECUTIVO | 2 |
| II. ANTECEDENTES..... | 3 |
| III. NORMATIVA APLICABLE | 4 |
| IV. ANÁLISIS..... | 9 |
| 1. ANTECEDENTE DE LA METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LA TASA DE DESCUENTO | 9 |
| 2. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA | 10 |
| 3. EXPERIENCIA REGIONAL EN LA DETERMINACIÓN DE LA TD | 13 |
| 3.1 BANDA DE CONTROL | 18 |
| 3.2 PERIODICIDAD DE CÁLCULO | 22 |
| 4. PROPUESTA DE MEJORA DE METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LA TASA DE DESCUENTO | 23 |
| V. CONCLUSIONES | 25 |
| VI. RECOMENDACIONES | 25 |

Contenido de Tablas

| | |
|---|----|
| Tabla 1: Detalle Histórico de la TD regional | 10 |
| Tabla 2 : Detalle Histórico Premio por Riesgo País y variación respecto al año previo..... | 11 |
| Tabla 3: Histórico de valores asociados a las Variables para el Cálculo de la TD regional | 12 |
| Tabla 4: Variación de valores asociados a las Variables para el Cálculo de la TD regional, período 2022 – 2023..... | 12 |
| Tabla 7: Experiencia regional e internacional respecto a la inclusión de bandas de control en los resultados de la TD para inversiones en transmisión | 18 |
| Tabla 8: Préstamos de la Empresa Propietaria de la Red con la Banca Multilateral..... | 21 |
| Tabla 9: Experiencia internacional respecto a periodicidad de Cálculo de la TD..... | 22 |

I. RESUMEN EJECUTIVO

En los años 2021, 2022 y 2023 la Tasa de Descuento (TD) regional calculada ha resultado en valores de 9.66%, 10.63% y 12.99%, respectivamente. Esto significa, que dicha tasa ha sufrido variaciones de 10.04% para el año 2022 con respecto al año 2021 y de 22.20% para el año 2023 con respecto del año 2022, tales porcentajes, se deben principalmente al incremento de la variable premio por riesgo país, que experimentó un aumento significativo en todos los países de la región. En el último cálculo de la TD regional, este aumento osciló entre 18.34% y el 81.34% respecto del año previo.

Ahora bien, es preciso señalar que el Anexo J del Libro III del RMER actualmente no contempla un criterio de razonabilidad respecto a los valores que resulten de aplicar la metodología para el cálculo de la TD regional que permita determinar su idoneidad. En virtud de ello, se consideró conveniente evaluar la factibilidad de incluir como parte de la metodología antes indicada un criterio de razonabilidad que establezca un límite superior e inferior para los valores resultantes de la aplicación de la misma, con el fin de que no se obtengan valores demasiado elevados que puedan dar como resultado que no se adopten proyectos socialmente deseables, o por el contrario, valores relativamente bajos que puedan inducir a la elección de proyectos económicamente ineficientes.

Adicionalmente, también se consideró pertinente evaluar la periodicidad del cálculo de la TD regional, en virtud de dar certeza económica a los posibles inversionistas que podrían tomar decisiones con los resultados del plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional, así como dotar de consistencia regulatoria a la frecuencia de cálculo de dicha tasa en línea con el periodo en el que se formula el referido plan.

En ese sentido, derivado del análisis efectuado se determinó adecuado realizar una propuesta de modificación normativa con el fin de adicionar una banda de control de la TD regional resultante y ajustar la periodicidad de su cálculo. Por lo anterior, se recomienda a la Junta de Comisionados, lo siguiente:

1. Publicar en el sitio web de la CRIE, el presente *“INFORME DE DIAGNÓSTICO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL: PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE AL ANEXO J DEL LIBRO III DEL RMER DENOMINADO: ‘METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LA TASA DE DESCUENTO’*”, de conformidad con lo establecido en el numeral 2.3.2.4 del Libro I del RMER.
2. Ordenar el inicio del proceso de Consulta Pública, de la *“PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE AL ANEXO J DEL LIBRO III DEL RMER DENOMINADO: ‘METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LA ’*”.

II. ANTECEDENTES

1. El 25 de enero de 2018, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) emitió la resolución CRIE-05-2018, mediante la cual resolvió, entre otros, lo siguiente:

UNICO. ADICIONAR al Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional un nuevo anexo denominado: **ANEXO J. METODOLOGIA PARA EL CALCULO DE LA TASA DE DESCUENTO**, el cual se anexa a la presente resolución.

2. El 26 de enero de 2018, la CRIE emitió la resolución CRIE-24-2018, mediante la cual resolvió, entre otros, lo siguiente:

PRIMERO. ESTABLECER una Tasa de Descuento Regional para el año 2018, misma a la que hace referencia el Libro III del RMER, en un valor de **8.67%**.

3. El 05 de marzo de 2020, la CRIE emitió la resolución CRIE-35-2020, mediante la cual resolvió, entre otros, lo siguiente:

PRIMERO. ESTABLECER una Tasa de Descuento Regional para el año 2020 en un valor de **9.65%**, para su uso en el Sistema de Planificación de la Transmisión y Generación Regional (SPTR).

4. El 25 de marzo de 2021, la CRIE emitió la resolución CRIE-07-2021, mediante la cual resolvió, entre otros, lo siguiente:

PRIMERO. ESTABLECER la tasa de descuento regional para el año 2021, en un valor de **9.66%**, de conformidad con lo establecido en el Anexo J del Libro III del RMER.

5. El 27 de enero de 2022, la CRIE emitió la resolución CRIE-02-2022, mediante la cual resolvió, entre otros, lo siguiente:

PRIMERO. ESTABLECER la tasa de descuento regional para el año 2022, en un valor de **10.63%**, de conformidad con lo establecido en el Anexo J del Libro III del RMER.

6. El 26 de enero de 2023, la CRIE emitió la resolución CRIE-02-2023, mediante la cual resolvió, entre otros, lo siguiente:

PRIMERO. ESTABLECER la tasa de descuento regional para el año 2023, en un valor de **12.99%**, de conformidad con lo establecido en el Anexo J del Libro III del RMER, valor que se mantendrá hasta que sea modificado mediante resolución por esta Comisión.

7. El 26 de enero de 2023, por medio del acuerdo No. CRIE-04-170, la Junta de Comisionados de la CRIE, instruyó “(...) *iniciar un análisis integral del Anexo J del RMER, referente a la metodología para el cálculo de la Tasa de Descuento que contemple, entre otras cosas, sin limitarse, la posibilidad de incluir en la regulación regional un criterio de razonabilidad del valor límite inferior y superior de dicha tasa, así como la periodicidad de su actualización; y, en caso corresponda, realizar el procedimiento de modificación al RMER.*”.

8. El 22 de septiembre de 2023, se suscribió el informe GM-45-09-2023/GJ-81-2023/AT-15-2023, mismo que se conoció por la Junta de Comisionados de la CRIE, en la reunión presencial número 177, adoptando el acuerdo No. CRIE-04-177, que establece lo siguiente: *“Posponer el tema de la presente propuesta de reforma normativa para una próxima reunión de Junta de Comisionados, ya que se considera oportuno profundizar en el análisis realizado, el cual debe considerar, entre otros aspectos, los distintos elementos que se expusieron en la presente reunión.”*

III. NORMATIVA APLICABLE

Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco)

- *“Artículo 2. Los fines del Tratado son: // f) Establecer reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias para regular el funcionamiento del mercado eléctrico regional y las relaciones entre los agentes participantes (...) // g) Propiciar que los beneficios derivados del mercado eléctrico regional lleguen a todos los habitantes de los países de la región.”*
- *“Artículo 19. La CRIE es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional, con personalidad jurídica propia, capacidad de derecho público internacional, independencia económica, independencia funcional y especialidad técnica, que realizará sus funciones con imparcialidad, y transparencia. (...)”*
- *“Artículo 22. Los objetivos generales de la CRIE son: // a. Hacer cumplir el presente Tratado y sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios// b. Procurar el desarrollo y consolidación del Mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento. (...)”*
- *“Artículo 23. Las facultades de la CRIE son, entre otras: // a. Regular el funcionamiento del Mercado, emitiendo los reglamentos necesarios. (...) // c. Adoptar las decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, asegurando su funcionamiento inicial y su evolución gradual hacia estados más competitivos. (...) // e. Regular los aspectos concernientes a la transmisión y generación regionales. (...) // i) Aprobar las tarifas por el uso del sistema de transmisión regional según el reglamento correspondiente. (...)”*

Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER)

Libro I

- **“1.8.4.1 Aplicación**

- a) *Este numeral 1.8.4 establece los procedimientos para realizar modificaciones al RMER. Las disposiciones del RMER sólo podrán ser modificadas cuando se han seguido los procedimientos aplicables establecidos en este numeral;*
 - b) *Una modificación al RMER se hará efectiva a partir del momento en que sea aprobada y publicada por la CRIE, de acuerdo con los procedimientos establecidos en este numeral;*
 - c) *Las modificaciones al RMER podrán ser propuestas por cualquier agente del mercado, OS/OM, el EOR o por la misma CRIE, de acuerdo con los procedimientos establecidos en este numeral;*
 - d) *En la formulación y aprobación de modificaciones al RMER, la CRIE tomará en consideración los fines y objetivos del MER establecidos en el Tratado Marco y sus Protocolos.”*
- ***“1.8.4.3 Modificaciones propuestas por la CRIE*** *La CRIE analizará continuamente el desempeño y evolución del MER y hará recomendaciones de ajustes y mejoras a su funcionamiento, incluyendo propuestas de modificaciones al RMER. La CRIE incluirá los ajustes y las mejoras propuestas en el Informe de Diagnóstico del MER descrito en el numeral 2.3.2. Con base en los Informes de Regulación o de Diagnóstico del MER, la CRIE dará inicio al proceso de revisión y aprobación de las modificaciones propuestas al RMER establecido en el numeral 1.8.4.4.”*
 - ***“1.8.4.4 Revisión y aprobación de modificaciones***
 - a) *La CRIE revisará las modificaciones al RMER propuestas en los Informes de Regulación y/o de Diagnóstico del MER, determinará el procedimiento y cronograma para la revisión y aprobación de las mismas y los hará públicos en un plazo máximo de treinta (30) días conforme a lo dispuesto en el numeral 1.8.1. La CRIE considerará la importancia y urgencia de las modificaciones propuestas al determinar el procedimiento y cronograma de revisión. La ejecución del cronograma tendrá un plazo máximo de ciento ochenta (180) días;*
 - b) *La CRIE publicará las modificaciones propuestas al RMER y notificará al EOR y éste a los OS/OMS, invitando a la presentación de comentarios por escrito con respecto a las modificaciones en cuestión dentro de un plazo determinado de acuerdo con el cronograma establecido;*
 - c) *La CRIE documentará los comentarios recibidos relacionados con las modificaciones propuestas al RMER junto con los argumentos en que basa su decisión, adoptará la resolución respectiva y la publicará conforme al numeral 1.8.1 y notificará al EOR y este a los OS/OM. El EOR implementará las modificaciones al RMER que hayan sido aprobadas por la CRIE;*

- d) *Cuando la CRIE lo considere conveniente, el procedimiento para la revisión y aprobación de las modificaciones incluirá el mecanismo de audiencias públicas establecido en el reglamento interno de la CRIE;*
- e) *Después de realizada la audiencia pública, la CRIE publicará las modificaciones propuestas, el proceso de revisión seguido, los argumentos presentados durante el proceso de revisión pública, la decisión tomada y las razones de la misma. Dicha decisión deberá ser publicada en un plazo no mayor de un (1) mes después de realizada la audiencia. El EOR implementará las modificaciones al RMER que hayan sido aprobadas por la CRIE (...)*”.
- *“2.3.2.1 La CRIE analizará continuamente la evolución y resultados del MER y elaborará anualmente, o con más frecuencia si es necesario, un Informe de Diagnóstico donde evalúe el funcionamiento del MER con respecto al cumplimiento de los objetivos del mismo. El Informe de Diagnóstico del MER recogerá los análisis de la CRIE y las observaciones y propuestas presentadas por el EOR, los OS/OMS y los agentes del mercado en los Informes de Regulación del MER, incluyendo las solicitudes de modificaciones al RMER.”*
 - *“2.3.2.2 En los Informes de Diagnóstico, la CRIE evaluará la necesidad y conveniencia de realizar ajustes a la Regulación Regional, con el objeto de corregir distorsiones, subsanar vacíos, eliminar normas obsoletas y en general promover la consolidación y desarrollo eficiente del Mercado. A partir de las conclusiones y recomendaciones contenidas en los Informes de Diagnóstico, la CRIE podrá iniciar un proceso de revisión y aprobación de modificaciones al RMER.”*
 - *2.3.2.3 Para la elaboración de los Informes de Diagnóstico y en el proceso de revisión de solicitudes de modificaciones al RMER, la CRIE podrá solicitar la asistencia del EOR, de grupos asesores y en general de expertos externos cuando lo considere conveniente. El reglamento interno de la CRIE deberá contener las guías y procedimientos para la elaboración y presentación del Informe e Diagnóstico.”*
 - *“2.3.2.4 El Informe de Diagnóstico del MER deberá ser publicado de acuerdo con lo previsto en el numeral 1.8.1. El proceso de revisión y aprobación de las propuestas de modificaciones al RMER deberá ajustarse a lo dispuesto en el numeral 1.8.4.4.”*

Libro III

- *“6.3.5 El monto del Valor Esperado por Indisponibilidad de una instalación se definirá como el producto de las compensaciones establecidas en el Numeral 6.4 por los valores de indisponibilidad previstos en los Objetivos de Calidad del Servicio de Transmisión. El Valor Esperado por Indisponibilidad será incorporado*

al Ingreso Autorizado Regional de cada Agente Transmisor, tal como se detalla en el Numeral 9.2.1 de este Libro.”

- *“9.2.1 El Ingreso Autorizado Regional, para un determinado año, de cada Agente Transmisor será la suma de los Ingresos Autorizados Regionales de cada una de sus instalaciones en operación comercial. Los Ingresos Autorizados Regionales se calcularán según los siguientes criterios: a) Para las instalaciones del primer sistema de transmisión regional (la Línea SIEPAC), cuyas instalaciones son propiedad de la EPR, el Ingreso Autorizado Regional será establecido en el Anexo I; b) Para las instalaciones de las Ampliaciones Planificadas, el Ingreso Autorizado Regional será el Canon resultante de una licitación pública internacional más el VEI. El Canon retribuirá la inversión, administración, operación y mantenimiento, los impuestos, la rentabilidad y cualquier otro gasto asociado a la Ampliación Planificada; c) Para las instalaciones existentes y Ampliaciones a Riesgo que pertenezcan a la RTR, los Ingresos Autorizados Regionales solo incluirán el Valor Esperado por Disponibilidad; y d) Para las Ampliaciones a Riesgo con Beneficio Regional, el Ingreso Autorizado Regional será aprobado por la CRIE, de acuerdo con los siguientes criterios (...) //ii. Si la Ampliación a Riesgo con Beneficio Regional es realizada por el Iniciador en forma privada, el Ingreso Autorizado Regional se calculará como un porcentaje del Costo Estándar Anual de la instalación, determinado según se establece en el Numeral 9.2.3 más el VEI. El cálculo del Costo Estándar Anual será realizado por el EOR de acuerdo a lo previsto en el literal a) del Numeral 11.3.7 (...).”*
- *“9.2.2 El Costo Estándar de una instalación se calculará de la siguiente forma:// c) El Costo Estándar será igual al valor presente neto de las inversiones distribuidas a lo largo del cronograma de construcción, calculado usando la tasa de descuento fijada por la CRIE para las tareas de planeamiento que realiza el EOR; // d) Una vez fijado el Costo Estándar de una instalación, éste podrá modificarse sólo por cambio en los Costos Unitarios Estándar, los cuales serán revisados anualmente por la CRIE; o en caso que la CRIE modifique la tasa de descuento (...).”*
- *“9.2.3 El cálculo del Costo Estándar Anual de una instalación, tendrá los siguientes componentes: //a) El Costo Estándar, calculado según se establece en el Numeral 9.2.2 multiplicado por el Factor de Recuperación de Capital, calculando dicho factor con la tasa de descuento especificada por la CRIE para las actividades de planeamiento que realiza el EOR y con la vida útil de cada tipo de instalación, también especificada por la CRIE (...).”*
- *“10.3.4.1 Los principales conceptos que el EOR deberá considerar en la Planificación de la Generación y la Transmisión Regional, son los siguientes:// e) El valor presente neto de las series de costos y beneficios se determinará usando una tasa de descuento, la cual se calculará mediante la metodología establecida en el Anexo J de este Libro.”*

- *“10.3.5.6 Evaluación económica: Para la evaluación económica de las Ampliaciones de Transmisión Regional, se utilizará el SPGTR conforme los siguientes lineamientos: (...) d) // iii. que la Tasa Interna de Retorno (TIR) sea mayor que la Tasa de Descuento regional vigente. En caso que la TIR resulte indeterminada, el criterio de decisión se basará en los indicadores del Valor Presente Neto y Beneficio Social Neto.”.*

Anexo J

- *“J.1 Alcance // Este Anexo establece la metodología para el cálculo de la Tasa de Descuento utilizada para las tareas de planeamiento que realiza el EOR, y a las que se hace referencia en el Libro III del Reglamento del RMER; la cual para efectos de estimar la tasa de descuento de la estructura de financiamiento, deuda y capital patrimonial, parte del método CAPM/WACC (Capital Asset Pricing Model, o CAPM/ Weighted Average Cost of Capital. // La tasa de descuento regional que se hace referencia en el Libro III del RMER, para las actividades de planeamiento que realiza el EOR, es utilizada para verificar la factibilidad económica de las inversiones, constatando que la tasa interna de retorno, sea mayor o igual a la tasa de descuento; asimismo, es utilizado como parámetro del modelo de planificación para identificar las expansiones que maximicen el Beneficio Social o alternativamente las expansiones que minimicen los costos de inversión y operación (...).”.*
- *“J.7.3. El valor de la tasa de descuento regional será actualizado por la CRIE anualmente.”*

Reglamento Interno CRIE

- *“Artículo 17. Los Comisionados conforman la Junta de Comisionados, la cual es el órgano superior de la CRIE. La Junta de Comisionados constituye el Directorio de la CRIE.”*
- *“Artículo 20. La Junta de Comisionados tiene como principales funciones, las siguientes: a) Cumplir y hacer cumplir el Tratado Marco, sus Protocolos y la regulación regional; b) Deliberar en forma colegiada sobre los asuntos que le sean sometidos a su consideración previamente a ser resueltos. c) Dictar los lineamientos para cumplir de los objetivos de la CRIE; d) Aprobar, derogar y reformar reglamentos, manuales, procedimientos y cargos, de acuerdo con lo establecido en el Tratado, Protocolos, Reglamentos del Mercado Eléctrico Regional y resoluciones de la CRIE; // e) Velar por el cumplimiento de las resoluciones que emita (...).”*

Procedimiento de Consulta Pública de la CRIE

- *“Artículo 1. El presente procedimiento tiene por objeto establecer un mecanismo estructurado que permita una planificación oportuna de consulta pública para la elaboración participativa de las normas regionales y las modificaciones de la Regulación Regional, cumpliendo con los principios del debido proceso así como los de transparencia, imparcialidad, previsibilidad, participación, impulso de oficio, economía procedimental y publicidad que garanticen una participación efectiva y eficaz para todo el Mercado Eléctrico Regional (MER)”.*
- *“Artículo 2. Para los asuntos indicados en este Procedimiento, la CRIE convocará e iniciará la consulta pública, cuando se trate de la emisión de normas regionales, modificación a la regulación regional o cuando la CRIE considere que el asunto es de tal importancia para el MER, que amerita ser sometida a consulta. (...)”.*
- *“Artículo 4. El proceso de consulta pública para las propuestas de normas regionales, modificaciones a la regulación regional o los asuntos de importancia regional iniciará su trámite una vez que la CRIE lo ordene, mediante resolución motivada, con base en un informe técnico previo, elaborado por las Unidades Técnicas correspondientes. //En la resolución motivada, la CRIE establecerá de manera clara los alcances de la consulta, la necesidad detectada, la problemática a resolver con la propuesta, el procedimiento a seguir durante el proceso y designará los encargados de la consulta a fin de que las personas interesadas puedan tener una instancia para las aclaraciones.”*

IV. ANÁLISIS

1. ANTECEDENTE DE LA METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LA TASA DE DESCUENTO

En los procesos de la planificación de la expansión de la generación y la transmisión regional, la Tasa de Descuento (TD) tiene por objeto facilitar la comparación entre distintas inversiones en infraestructura eléctrica. Esta tasa refleja el costo de oportunidad de invertir en un proyecto determinado en lugar de otras alternativas de inversión de riesgo similar.

En un contexto de planificación centralizada, donde la expansión está a cargo del Estado, el valor adoptado como TD tiene como segundo objetivo establecer un orden de prioridades para las inversiones que este realiza, en cambio, en un contexto donde la expansión se realiza por agentes de mercado, la TD es interpretada como el retorno esperado por los inversionistas sobre el capital invertido.

Al respecto, en el marco del Mercado Eléctrico Regional (MER), la TD así como su metodología de cálculo fue incorporada al Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) el 25 de enero de 2018, mediante la resolución CRIE-05-2018, la cual resolvió, entre otros, lo siguiente: *“(...) ADICIONAR al Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico*

Regional un nuevo anexo denominado: ANEXO J. METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LA TASA DE DESCUENTO, el cual se anexa a la presente resolución. (...)”.

En el MER, la TD es empleada como un insumo en el proceso de planificación de la generación y la transmisión regional que realiza el EOR y es utilizada para verificar la factibilidad económica de las inversiones en transmisión, constatando que la tasa interna de retorno sea mayor o igual a la TD; asimismo, también es utilizada para el cálculo del Ingreso Autorizado Regional correspondiente a las Ampliaciones de Transmisión Regional.

En cuanto a su determinación, la metodología para el cálculo de la TD establecida en el referido Anexo J, está basada en el modelo internacionalmente reconocido Capital Asset Pricing Model (CAPM) o Modelo de Fijación de Precios de Activos de Capital, junto con el Weighted Average Cost of Capital (WACC) o Costo Promedio Ponderado de Capital. Este modelo considera la estructura de capital de la empresa, incluyendo la ponderación del financiamiento a través de deuda y patrimonio, calculada según sus respectivas proporciones en la estructura financiera.

2. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

Tal como se indicó en la sección anterior, en el Anexo J del Libro III del RMER, se encuentran descritos los procedimientos y fuentes de información necesarios para realizar el cálculo de la TD regional, la cual es un insumo importante en el proceso de planificación de la generación y la transmisión regional, así como en la remuneración del Ingreso Autorizado Regional (IAR).

En ese sentido, mediante las resoluciones CRIE-35-2020, CRIE-07-2021, CRIE-02-2022 y CRIE-02-2023, la CRIE estableció las TD regional para los años 2020, 2021, 2022 y 2023, según el siguiente detalle:

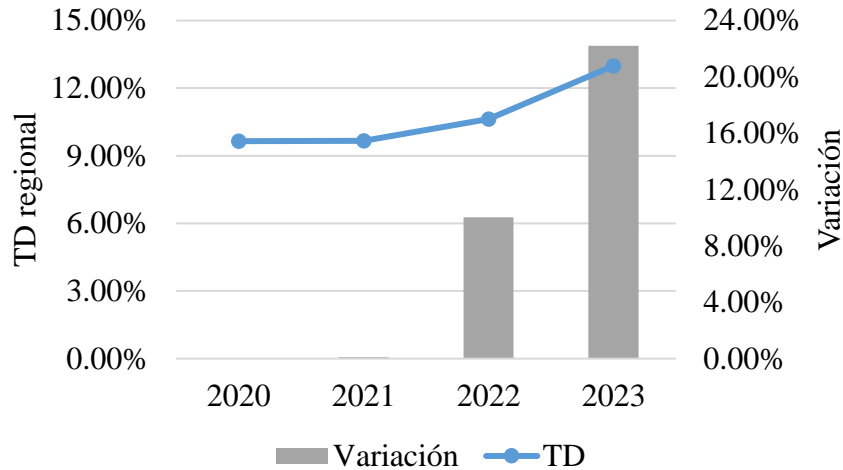
Tabla 1: Detalle Histórico de la TD regional

| TD | | |
|--------------|------|--------|
| Resolución | Año | Tasa |
| CRIE-35-2020 | 2020 | 9.65% |
| CRIE-07-2021 | 2021 | 9.66% |
| CRIE-02-2022 | 2022 | 10.63% |
| CRIE-02-2023 | 2023 | 12.99% |

Fuente: Elaboración propia a partir de lo establecido en las resoluciones CRIE-35-2020, CRIE-07-2021, CRIE-02-2022 y CRIE-02-2023.

El gráfico a continuación muestra la tendencia de la TD en los últimos años:

Gráfico 1: Detalle Histórico de la TD regional y su variación con respecto al año previo



Fuente: Elaboración propia a partir de lo establecido en las resoluciones CRIE-35-2020, CRIE-07-2021, CRIE-02-2022 y CRIE-02-2023.

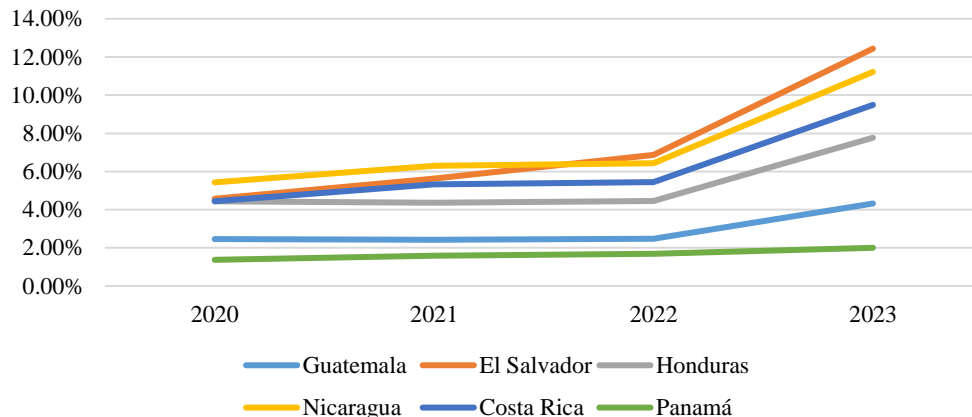
Respecto a la tabla y gráfico anterior, se puede observar un comportamiento creciente de la TD regional en los últimos dos años registrados, en los cuales se obtuvieron variaciones de 10.04% para el año 2022 en comparación con el año 2021 y de 22.20% para el año 2023 en comparación con el año 2022, tales porcentajes, se deben principalmente al incremento de la variable premio por riesgo país, que experimentó un aumento significativo en todos los países de la región; para el último cálculo de la TD regional, dicho aumento osciló entre 18.34% y 81.34% respecto del año previo, lo anterior puede observarse en la tabla y gráfico a continuación:

Tabla 2 : Detalle Histórico Premio por Riesgo País y variación respecto al año previo

| Detalle histórico por país | | | | | | |
|-----------------------------------|-----------|-------------|----------|-----------|------------|--------|
| | Guatemala | El Salvador | Honduras | Nicaragua | Costa Rica | Panamá |
| 2020 | 2.46% | 4.57% | 4.44% | 5.43% | 4.44% | 1.37% |
| 2021 | 2.42% | 5.63% | 4.36% | 6.30% | 5.33% | 1.58% |
| 2022 | 2.47% | 6.86% | 4.45% | 6.43% | 5.44% | 1.69% |
| 2023 | 4.32% | 12.44% | 7.77% | 11.22% | 9.49% | 2.00% |
| Variación respecto del año previo | | | | | | |
| | Guatemala | El Salvador | Honduras | Nicaragua | Costa Rica | Panamá |
| 2021 -2020 | -1.63% | 23.19% | -1.80% | 16.02% | 20.05% | 15.33% |
| 2022 -2021 | 2.07% | 21.85% | 2.06% | 2.06% | 2.06% | 6.96% |
| 2023 -2022 | 74.90% | 81.34% | 74.61% | 74.49% | 74.45% | 18.34% |

Fuente: Elaboración propia a partir de lo establecido en las resoluciones CRIE-35-2020, CRIE-07-2021, CRIE-02-2022 y CRIE-02-2023.

Gráfico 2: Detalle Histórico Premio por Riesgo País



Fuente: Elaboración propia a partir de lo establecido en las resoluciones CRIE-35-2020, CRIE-07-2021, CRIE-02-2022 y CRIE-02-2023

No obstante, también se han observado fluctuaciones en otras variables, como la tasa libre de riesgo, el riesgo por tamaño, la inflación a largo plazo, la relación de deuda patrimonio de los agentes transmisores y el adicional por riesgo corporativo. Aunque es importante destacar que estas variaciones, en comparación con la variable premio por riesgo país, son levemente significativas; tal detalle se puede observar en las tablas a continuación:

Tabla 3: Histórico de valores asociados a las Variables para el Cálculo de la TD regional

| Componente | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|------|------|------|------|
| Tasa Libre de Riesgo (%) | 2.79 | 2.52 | 2.44 | 2.48 |
| Riesgo por Tamaño (%) | 3.67 | 2.22 | 1.81 | 1.80 |
| Beta sin Apalancamiento (adimensional) | 0.37 | 0.42 | 0.55 | 0.42 |
| D/E Transmisión AC (adimensional) | 2.22 | 2.26 | 2.29 | 2.76 |
| Inflación en USD Largo Plazo (%) | 1.82 | 1.82 | 1.97 | 2.12 |
| Adicional por Riesgo Corporativo (%) | 0.75 | 0.63 | 0.67 | 0.69 |

Fuente: Elaboración propia a partir de lo establecido en las resoluciones CRIE-35-2020, CRIE-07-2021, CRIE-02-2022 y CRIE-02-2023

Tabla 4: Variación de valores asociados a las Variables para el Cálculo de la TD regional, período 2022 – 2023

| Componente | Variación 2023 - 2022 |
|---------------------------------|-----------------------|
| Tasa Libre de Riesgo (%) | 2% |

| | |
|---|------|
| Riesgo por Tamaño (%) | -1% |
| Beta sin Apalancamiento (adimensional) | -24% |
| D/E Transmisión AC (adimensional) | 21% |
| Inflación en USD Largo Plazo (%) | 8% |
| Adicional por Riesgo Corporativo (%) | 3% |

Fuente: Elaboración propia a partir de lo establecido en las resoluciones CRIE-35-2020, CRIE-07-2021, CRIE-02-2022 y CRIE-02-2023

Por otro lado, es preciso señalar que el Anexo J del Libro III del RMER actualmente no contempla un criterio de razonabilidad respecto a los valores que resulten de aplicar la metodología para el cálculo de la TD regional que permita determinar su idoneidad. En virtud de ello, se considera conveniente evaluar la factibilidad de incluir como parte de la metodología antes indicada, un criterio de razonabilidad que establezca un límite superior e inferior para los valores resultantes de la TD regional, con el fin de evitar que la misma alcance valores significativamente altos, lo cual podría llevar a la remuneración de Ampliaciones de Transmisión Regional a un costo cada vez más elevado o, en caso contrario, desincentivar las inversiones derivado de una tasa significativamente baja.

3. EXPERIENCIA REGIONAL EN LA DETERMINACIÓN DE LA TD

Como se ha indicado previamente, la tasa de descuento mide el coste de oportunidad de los fondos invertidos, es decir, cuánto gana el inversionista por colocar sus recursos en un determinado proyecto. Para la elección de la tasa de descuento, en primer lugar, se debe obtener un flujo de fondos que considere el riesgo del proyecto, esto partiendo del hecho que todo inversionista exigirá un coste de oportunidad expresado como un rendimiento esperado en función de un tipo de interés libre de riesgo y una compensación por riesgo.

En tal sentido, se ha observado que en varios de los países de América Central, la TD está limitada por un criterio de razonabilidad y es calculada utilizando la metodología CAPM/WACC, la cual consiste en la aplicación de métodos o modelos de valoración de activos financieros que sistematizan la relación entre rentabilidad y el riesgo. No obstante, esta metodología no siempre está explícitamente reflejada en la normativa nacional, por ello se presenta a continuación, un resumen de los parámetros regulatorios utilizados para la remuneración de sus respectivas redes de transmisión:

Tabla 5: Metodología de remuneración para los activos de transmisión

| País | TD |
|-------------|--|
| Guatemala | Ley General de Electricidad, la tasa de actualización se determina mediante estudios contratados con entidades privadas especialistas. |

| País | TD |
|-------------|---|
| | <p>Artículo 69. <i>“El peaje en el sistema principal y su fórmula de ajuste automático será fijado por la Comisión cada dos (2) años, en la primera quincena de enero.”</i></p> <p>Artículo 79. <i>“La tasa de actualización a utilizar en la presente ley para la determinación de tarifas será igual a la tasa de costo del capital que determine la Comisión, mediante estudios contratados con entidades privadas especialistas en la materia, debiendo reflejar la tasa de costo de capital para actividades de riesgo similar en el país. Se podrán usar tasas de costo de capital distintas para las actividades de transmisión y distribución. En cualquier caso, si la tasa de actualización resultare inferior a siete por ciento real anual o bien superior a trece por ciento real anual, se aplicarán estos últimos valores, respectivamente.”</i></p> |
| El Salvador | <p>Ley General de Electricidad, la tasa real de descuento es del 10%.</p> <p>Artículo 68. <i>“La tasa real de descuento a utilizar para los efectos de la presente Ley en la determinación de los cargos por uso de las redes de transmisión y distribución, será el diez por ciento.”</i></p> |
| Honduras | <p>Ley General de la Industria Eléctrica, la tasa de actualización se determina mediante estudios contratados con firmas consultoras.</p> <p>Artículo 19. <i>“La tasa de actualización que se usará para el cálculo de las tarifas será la tasa real anual de costo del capital, determinada mediante estudios que la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) deberá contratar con firmas consultoras especializadas en la materia¹. // La tasa de actualización deberá reflejar la tasa de costo de capital para actividades de riesgo similar en el país. Si la tasa de actualización resultare inferior a siete por ciento (7%) real anual o bien superior a trece por ciento (13%) real anual, se aplicará el límite inferior de siete por ciento (7%) para el primer caso y el límite superior del trece por ciento (13%) para el segundo caso.”</i></p> <p>Artículo 21. <i>“(…) B. COSTOS DE TRANSMISIÓN Y DE OPERACIÓN DEL SISTEMA: La empresa transmisora calcula cada tres años los costos de transmisión (...) I. Los costos de transmisión incluirán lo siguiente: a) las anualidades de las inversiones correspondientes a una red económicamente adaptada,</i></p> |

¹ Según Informe Final “Cálculo de la Tasa de Actualización de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica”, la metodología utilizada para la tasa de actualización (tasa de descuento) del año 2021 fue la Weighted Average Cost of Capital (WACC)

| País | TD |
|------------|--|
| | <i>calculadas con base en el valor nuevo de reemplazo de las instalaciones, su vida útil y la tasa de actualización establecida (...).</i> |
| Nicaragua | <p>Ley de la Industria Eléctrica, la tasa de descuento se basa en el mercado de capitales o es fijada por el INE.</p> <p>Artículo 117. <i>“La tasa de descuento utilizada como costo de oportunidad del capital será la prevaleciente en el mercado de capitales, pero si ésta no estuviese disponible, la misma deberá ser fijada por el INE en base a rentabilidades de actividades de riesgo similar realizadas en el país.”</i></p> <p>NORMATIVA DE TRANSPORTE DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE NICARAGUA, CAPITULO 5.3.: <i>“Remuneración Anual General (RAG) TRA 5.3.1.: La Remuneración Anual General (RAG) será igual a la anualidad de la Inversión Reconocida, considerando una vida útil de 30 años y la tasa de descuento autorizada por el INE, de conformidad al Arto. 117 de la Ley, más los Costos Reconocidos de Operación y Mantenimiento (CROM). (...) TRA 5.3.3.: La Inversión Reconocida será calculada por la empresa nacional de transmisión y propuesta a aprobación del INE y tendrá una vigencia de 5 años. Con una anticipación de 4 meses a la finalización de cada período de vigencia, se llevará a cabo una revisión de los valores aprobados, para lo cual la empresa nacional de transmisión presentará al INE un estudio basado en los principios que establece la Ley.”</i></p> |
| Costa Rica | <p>Se ha identificado que en Costa Rica la obtención de la tasa de descuento es el resultado de cálculos financieros y económicos por parte de los analistas, los cuales, utilizan ciertos indicadores de mercado, tales como, la curva de rendimiento soberana, tasas de interés, entre otros indicadores, publicados por el Banco Central de Costa Rica. Al respecto, es importante indicar que, según las referencias observadas, la tasa de descuento considera en la mayoría de los casos el costo de oportunidad y el tipo de proyecto a evaluar.</p> <p>Así las cosas, en Costa Rica no existe ninguna institución pública o privada que dentro de sus funciones esté el determinar y publicar el referido indicador financiero. Debido a como se mencionó anteriormente, la tasa de descuento está en función de las características propias de cada proyecto.</p> |
| Panamá | Ley 6 de 1997, que dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad, las fórmulas |

| País | TD |
|------|---|
| | <p>tarifarias se revisan cada cuatro años. Las tarifas deben cubrir los costos de inversión, administración, etc.</p> <p>Artículo 98. <i>“Vigencia de las fórmulas de tarifas. Las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de cuatro años. Excepcionalmente podrán modificarse, de oficio o a petición de parte, antes del plazo indicado, cuando sea evidente que se cometieron graves errores en su cálculo que lesionan injustamente los intereses de los clientes o de la empresa; o que ha habido razones de caso fortuito o fuerza mayor que comprometen en forma grave la capacidad financiera de la empresa para continuar prestando el servicio en las condiciones tarifarias previstas. Vencido su periodo de vigencia, las fórmulas tarifarias continuarán rigiendo mientras el ente regulador no defina las nuevas. (...)”</i></p> <p>Artículo 99. <i>“Cobertura de costos. Las tarifas asociadas con el acceso y uso de las redes de transmisión cubrirán los costos de inversión, administración, operación y mantenimiento de la red nacional de transmisión necesarios para atender el crecimiento previsto de la demanda, en condiciones adecuadas de calidad y confiabilidad y de desarrollo sostenible. Los costos se calcularán bajo el supuesto de eficiencia económica en el desarrollo el plan de expansión y en la gestión de la Empresa de Transmisión². Para los efectos de este cálculo, no se considerarán los costos financieros de créditos concedidos al concesionario. // Los costos utilizados como base para el cálculo de tarifas deben permitir a la Empresa de Transmisión tener una tasa razonable de rentabilidad, antes de aplicarse el impuesto sobre la renta, sobre el activo fijo neto invertido a costo original. Para efectos de este cálculo, se define como razonable aquella tasa que no difiera más de dos puntos de la suma de la tasa de interés anual de los bonos de treinta años del tesoro de los Estados Unidos de América, más una prima de siete puntos en concepto del riesgo del negocio de transmisión en el país. La tasa de interés mencionada se calculará como el promedio de las tasas efectivas durante los doce meses anteriores a la revisión de la fórmula tarifaria.”</i></p> |

Fuente: Elaboración propia a partir de información recopilada de: 1) Informe Técnico Marco Legal y regulatorio del Sector Eléctrico en los Países de la CIER, Transmisión de Energía Eléctrica, CIER, 2017; 2) Ley General de Electricidad – Guatemala; 3) Ley General de Electricidad – El Salvador; 4) Ley General de la Industria Eléctrica – Honduras; 5) Informe Final “Cálculo de la Tasa de Actualización de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica”, BCIE, Honduras, 2021; 6) Ley de la Industria Eléctrica – Nicaragua **NORMATIVA DE TRANSPORTE DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE NICARAGUA**; 7) Campos, Javier, Serebrisky, Tomas y Suarez-Alemán, Ancor. “Tasa de Descuento social y evaluación de proyectos: algunas reflexiones prácticas para

² Según Resolución AN No.18213 - Elec, la metodología utilizada para la tasa de rentabilidad (tasa de descuento) correspondiente al periodo tarifario de julio 2021 a julio 2025 fue la Weighted Average Cost of Capital (WACC)

Es importante mencionar que independientemente de la metodología de cálculo de la TD, los países miembros del MER han realizado importantes inversiones en transmisión en cada uno de sus sistemas eléctricos, lo anterior considerando el incremento en la cantidad de kilómetros de línea en sus redes de transmisión, detalle que se muestra a continuación:

Tabla 6: Criterio de Razonabilidad y kilómetros de línea de transmisión (LT) instalados en los Países del MER

| País | Criterio de Razonabilidad TD | km LT instalados 2017³ | km LT instalados 2022⁴ |
|-------------|-------------------------------------|--|--|
| Guatemala | Banda Control | 4,736 ⁵ | 5,010 ⁶ |
| El Salvador | n/a | 1,072 | 1,360 ⁷ |
| Honduras | Banda Control | 2,260 | 3,000 ⁸ |
| Nicaragua | n/a | 2,985 | 3,499 ⁹ |
| Costa Rica | n/a | 2,146 | 2,986 ¹⁰ |
| Panamá | Banda Control | 2,410 | 3,149 ¹¹ |

³ Informe Técnico Marco Legal y regulatorio del Sector Eléctrico en los Países de la CIER, Transmisión de Energía Eléctrica, CIER, 2017.

⁴ La actualización de la transmisión en Costa Rica es al año 2021, el resto de países de la región se ha actualizado al año 2022.

⁵ Estadísticas del Subsector Eléctrico 2016, Ministerios de Energía y Minas.

⁶ Dato tomado de Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2022 -2052, Ministerio de Energía y Minas.

⁷ Dato tomado de página web de la Empresa de Transmisora de El Salvador (ETESAL), en <https://www.etesal.com.sv/> (consultado el 16 de agosto de 2023, desde la Ciudad de Guatemala)

⁸ Dato tomado de Plan de Expansión de la Red de Transmisión 2022-2031, Operador del Sistema

⁹ Dato tomado de la página web de Ministerio de Energía y Minas Nicaragua (MEM), en <https://energiayminas.mem.gob.ni/Index.aspx#:~:text=A1%20finalizar%20el%20a%C3%B1o%202022%20el%20Sistema%20Nacional%20de%20Transmisi%C3%B3n,de%20transformaci%C3%B3n%20de%205%2C7%20MVA> (consultado el 16 de agosto de 2023, desde la Ciudad de Guatemala)

¹⁰ Dato tomado de Plan de Expansión de la Transmisión 2021-2031, Instituto Costarricense de Electricidad División Transmisión

¹¹ Dato tomado de Estadística Anual 2022 Transmisión, Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

Fuente: Elaboración propia a partir de datos contenidos en el Informe Técnico Marco Legal y regulatorio del Sector Eléctrico en los Países de la CIER, Transmisión de Energía Eléctrica, publicado por la CIER en el año 2017.

3.1 BANDA DE CONTROL

En lo que respecta a la banda de control, se ha observado que algunos de los países participantes en el MER, han establecido dichas bandas respecto a los resultados de cálculo de las Tasas de Descuento o sus equivalentes (Tasa de Actualización o Tasa de Retorno), tal como se abordó previamente en la Tabla 5 denominada “*Metodología de remuneración para los activos de transmisión*”.

En el caso de Guatemala y Honduras, ambos países han adoptado una banda de control similar, teniendo un límite inferior del siete por ciento (7%) y un límite superior del trece por ciento (13%). En cuanto a Panamá, se ha definido como razonable una TD que no difiera más de dos puntos porcentuales ($\pm 2\%$), de la suma de la tasa de interés anual de los bonos a treinta años del tesoro de los Estados Unidos de América, más una prima de siete puntos (7%) en concepto del riesgo del negocio de transmisión en el país. Por otro lado, para el resto de países de la región, no ha sido posible identificar en la normativa nacional una banda de control asociada a la TD resultante.

Adicional a los países de la región, se identificó que en Chile y Perú existe el criterio de razonabilidad que establece un límite inferior y superior del valor de la tasa resultante. En el caso de Chile la TD¹² en transmisión es variable, con un piso de siete por ciento (7%) y un techo del diez por ciento (10%) después de impuestos¹³. Mientras que en el caso de Perú, la Ley de Concesiones Eléctricas, en su artículo 79 estipula que la TD solo puede ser modificada por el Ministerio de Energía y Minas, previo estudio encargado a consultores especializados, en cualquier caso, la nueva TD no puede diferir en más de dos puntos porcentuales de la tasa vigente.

Estas prácticas internacionales demuestran que establecer criterios de razonabilidad en la determinación de la TD, contribuye a mantener un equilibrio entre la remuneración de inversiones y la promoción de nuevas inversiones en transmisión. Para mayor detalle de lo indicado previamente, a continuación se presenta la siguiente tabla:

Tabla 5: Experiencia regional e internacional respecto a la inclusión de bandas de control en los resultados de la TD para inversiones en transmisión

| País | Banda de control |
|-------------|-------------------------|
| Guatemala | 7% - 13% |
| Honduras | 7% - 13% |

¹² Artículo 118, Ley 20.936.

¹³ Rentabilidad de empresas de distribución eléctrica en el contexto internacional, Nicolás García Bernal, 2020

| País | Banda de control |
|--------|--|
| Panamá | Se define como razonable aquella tasa que no difiera más de dos puntos de la suma de la tasa de interés anual de los bonos de treinta años del tesoro de los Estados Unidos de América, más una prima de siete puntos en concepto del riesgo del negocio de transmisión en el país. Según Resolución AN No. 18213-Elec los límites inferior y superior respectivamente del periodo tarifario de julio 2021 a julio 2025 son: 6.83% y 10.83% |
| Chile | 7% - 10% |
| Perú | ± 2% de la tasa de actualización vigente |

Fuente: Elaboración propia, con información de: 1) Ley General de Electricidad – Guatemala; 2) Ley General de la Industria Eléctrica – Honduras; 3) Ley 6 de 1997 – Panamá; 4) Rentabilidad de empresas de distribución eléctrica en el contexto internacional, Nicolás García Bernal, 2020; 5) Regulación de la distribución eléctrica en Perú y Colombia, Nicolás García Bernal, 2019; 6) Artículo 118, Ley 20.936. – Chile Ley de Concesiones Eléctricas - Perú

De la tabla anterior se desprende, que de los países que conforman el MER, Guatemala, Honduras y Panamá han definido en sus regulaciones nacionales, una banda de control para los valores de la TD resultante. Además, a nivel internacional, se identificó que Chile y Perú también cuentan con esa señal económica.

Así las cosas, según Puga Muñoz¹⁴, la TD es un parámetro crucial para el cálculo del VAN (Valor Actual Neto o Valor Presente Neto), indicador financiero para valorar la viabilidad de un proyecto mediante la medición de flujos de ingresos y egresos futuros, y por su parte, define a la TIR (Tasa Interna de Retorno) como la tasa de descuento con la cual el VAN de una inversión es igual a cero. Es de destacar, que dicho autor indica que la TD a considerar para el cálculo del VAN, pueden ser: la tasa de interés de los préstamos; la tasa de retorno de las inversiones alternativas (en el caso de que la inversión se financie con recursos propios) y; una combinación de la tasa de interés de los préstamos y la tasa de rentabilidad de las inversiones alternativas.

De acuerdo con el informe final elaborado por Bonilla y Asociados¹⁵ relativo a la metodología de cálculo de la tasa de descuento de una empresa eficiente, en el que analizan las experiencias de cálculo de la WACC para empresas reguladas del sector de transmisión eléctrica tanto de Grecia como de Australia, se debe destacar que para la entidad *Economic Consulting Associates (ECA)*, existe una implicancia relacionada con el hecho que el interés del consumidor puede ser materialmente dañado en el largo plazo si el WACC es sistemáticamente definido muy alto o muy bajo. Si es alto, el costo del servicio que provee la empresa regulada es demasiado caro,

¹⁴ Puga Muñoz, Miguel. “VAN y TIR”, Universidad Arturo Prat del estado de Chile. Consultado el 14 de septiembre de 2023 en: http://accioneduca.org/admin/archivos/clases/material/valor-actual-neto-y-tasa-interna-de-retorno-van-y-tir_1563977885.pdf

¹⁵ Bonilla y Asociados. “Informe Final Metodología de cálculo para la tasa de descuento de una empresa eficiente de transmisión eléctrica”, Comisión Nacional de Energía. Consultado el 14 de septiembre de 2023 en: <http://claudiobonilla.cl/wp-content/uploads/2021/01/Informe-Final-CNE.pdf>

en cambio sí es muy bajo, la empresa regulada puede sufrir un grave detrimento en la calidad del servicio que ofrece e incluso puede llegar a verse en dificultades financieras que pongan en riesgo su subsistencia. En tal sentido, en el referido documento se presentaron las experiencias vividas en dichos países en el cálculo del WACC, observándose el uso del retorno de la deuda como un insumo en el cálculo del costo de capital, lo cual está en línea con lo indicado por el autor Puga Muñoz.

Ahora bien, para Herrera García¹⁶, la determinación de la TD se basa en tres modalidades, la más práctica consiste en utilizar la tasa de rentabilidad de proyectos similares o de la actividad sectorial. Esto significa que, si el proyecto a evaluar es un proyecto de transmisión, en primer lugar, se debería establecer cuál es la rentabilidad histórica o rentabilidad esperada de proyectos de transmisión similares, y si ese dato no estuviera disponible, se recomienda utilizar la rentabilidad de la actividad de la industria correspondiente. No obstante, lo recomendable es utilizar la tasa de un proyecto de similar riesgo o un promedio de las tasas de varios proyectos similares.

Por su parte, la revista CEPAL¹⁷ indica que la TD constituye un parámetro fundamental para la evaluación económica y financiera de proyectos, toda vez que representa el costo de oportunidad del uso de los recursos en el tiempo y permite comparar los ingresos y los costos (flujos de fondos netos). No obstante, existe una gran incertidumbre respecto al valor que debe ser considerado como adecuado para cada país o contexto de análisis, lo anterior tomando en cuenta que una TD demasiado elevada puede tener como resultado que no se adopten proyectos socialmente deseables o, por el contrario, una TD con valores relativamente bajos puede inducir a la elección de proyectos económicamente ineficientes.

En línea con lo expuesto sobre la determinación de una TD demasiado elevada o demasiado baja, González y Patiño¹⁸ señalan que la evaluación de un proyecto no se reduce a considerar únicamente la figura de un inversor para su ejecución, sino también a la capacidad de generar ingresos para asegurar el pago del mismo. Esta dualidad, plantea la atención en dos segmentos de interés, por un lado, el de los beneficiarios del proyecto y su capacidad de pago y por el otro, el de los inversionistas y su rentabilidad alternativa de inversión.

De lo anterior se colige, la importancia de contar con una TD adecuada que envíe una señal que permita el desarrollo de proyectos de transmisión deseables y que sean económicamente eficientes, respondiendo a las necesidades tanto de los beneficiarios como de los inversionistas. En ese sentido, se identificó como una solución para ofrecer una mayor certeza sobre el valor de la TD utilizada en la evaluación económica de los procesos de planificación de la expansión

¹⁶ Herrera García, Beatriz. “*Acerca de la tasa de descuento en proyectos*”, Universidad Nacional Mayor de San Carlos, Revista Quipukamayoc. Consultado el 14 de septiembre de 2023 en https://sisbib.unmsm.edu.pe/bibvirtualdata/publicaciones/quipukamayoc/2008_1/a11.pdf

¹⁷ Castillo, José Gabriel y Zhangallimbay, Donald. “*La tasa social de descuento en la evaluación de proyectos de inversión: una aplicación para el Ecuador*”, Revista de la CEPAL N°134 de agosto de 2021. Consultado el 14 de septiembre de 2023 en: <https://repositorio.cepal.org/server/api/core/bitstreams/91cab4af-bbd4-41c5-b263-3e217bd549eb/content>

¹⁸ González Posee, Ernesto y Patiño, Enrique. “*Evaluación Económica de Proyectos Eléctricos*”, Universidad de la República, Uruguay, pág. 460.

de la transmisión regional, establecer una banda de control que potencialmente posibilite lo siguiente:

- a) Garantizar estabilidad en los cargos que deben pagar las demandas finales;
- b) Asegurar la sostenibilidad de los proyectos;
- c) Proporcionar certeza al inversionista al contar con una tasa mínima para el reconocimiento de sus inversiones o una tasa máxima que le será retribuida; y
- d) Brindar una mayor certeza sobre el valor de la tasa.

Con base a lo expuesto previamente, para la determinación de cada uno de los límites de la banda de control, se propone lo siguiente:

- Un límite máximo, para el cual se estima adecuado adoptar un valor de 12.5% real anual, esto tomando en consideración la máxima rentabilidad de las inversiones de la Línea SIEPAC contenida en el Anexo P del Libro III del RMER, valor que está en consonancia con los presentados en la tabla 7 de este documento, en la cual se detalló que, en particular los países de la región (Guatemala, Honduras y Panamá) utilizan valores máximos que oscilan entre el 10.83% y el 13%, en consecuencia, establecer el límite máximo propuesto enviaría una señal económica competitiva respecto a estos mercados nacionales.
- Un límite mínimo, se considera conveniente adoptar un valor de 7.0% real anual, esto derivado del análisis de las inversiones en la Línea SIEPAC, en el que se estimó un ponderado de las tasas de los préstamos de la Empresa Propietaria de la Red con la Banca Multilateral, excluyendo las tasas de interés con garantía soberana, este límite ofrecería certeza al inversionista al determinar una tasa mínima para el reconocimiento de sus inversiones. Los valores de las tasas utilizadas para el cálculo del promedio ponderado se observan a continuación:

Tabla 6: Préstamos de la Empresa Propietaria de la Red con la Banca Multilateral

| Préstamo | Garante | Monto (USD) | Tasa |
|--------------------------------|----------------|--------------------|--------------|
| DAVIVIENDA | EPR | 11,042,500 | 8.73% |
| BANCOMEXT | CFE | 44,500,000 | 7.03% |
| CAF-01 | EPR | 15,000,000 | 5.93% |
| Tasa Promedio Ponderada | | | 7.00% |

Fuente: Elaboración propia a partir de lo establecido en el numeral 15.4 del Anexo I del Libro III del RMER y en el INFORME DE VERIFICACIÓN DE INGRESOS, GASTOS, INVERSIONES Y CUMPLIMIENTO REGULATORIO DE LA EMPRESA PROPIETARIA DE LA RED (EPR), consultado en <https://www.eprsiepac.com/contenido/wp-content/uploads/INFORME-VERIFICACIONES-FINANCIERAS-EPR-ANO-2020.pdf>

En consecuencia, la propuesta de banda de control para la TD regional estaría definida por un límite mínimo del 7.00% real anual y un límite máximo que se establecería en 12.5% real anual, valores que podrán ser actualizados por la CRIE como resultado del análisis que ésta realice a la evolución y comportamiento de las variables asociadas a dichos valores porcentuales, siguiendo el proceso de modificación normativo correspondiente..

3.2 PERIODICIDAD DE CÁLCULO

Respecto a la periodicidad del cálculo de la TD y su vigencia, teniendo a la vista la Tabla 5, se ha podido identificar que, así como existen criterios diferentes de razonabilidad de la tasa resultante en varios países, también existen diferencias en la vigencia de la TD calculada para cada uno de los países del MER. En el caso de Guatemala, según el artículo 69 de la Ley General de Electricidad, la TD es calculada cada 2 años, en contraste, en El Salvador, la TD es constante y está fijada en diez por ciento (10%), por lo que la periodicidad de cálculo es nula. En cuanto a Honduras, la Ley General de la Industria Eléctrica establece una periodicidad de tres años, mientras que para Nicaragua, la Normativa de Transporte del Sistema Eléctrico de Nicaragua determina una periodicidad de 5 años. Por su parte, en la normativa de Costa Rica no ha sido posible identificar explícitamente la vigencia de la TD ni una metodología específica para su determinación, mientras que, Panamá cuenta con una periodicidad de 4 años según la Ley 6 de 1997 que dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad.

Ahora bien, se debe mencionar que, a nivel internacional, se identificó que en Chile la Ley 20.936 en su artículo 118, indica lo siguiente: *“Tasa de Descuento. La tasa de descuento que deberá utilizarse para determinar la anualidad del valor de inversión de las instalaciones de transmisión será calculada por la Comisión cada cuatro años de acuerdo al procedimiento señalado en el artículo siguiente. (...)”*, mientras que para Perú, la Ley de Concesiones Eléctricas en su artículo 77 establece que: *“Cada cuatro años, la Comisión de Tarifas Eléctricas procederá a actualizar el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de transmisión y distribución, con la información presentada por los concesionarios. (...)”*, es decir, ambos países tienen una periodicidad de cálculo para la TD de cuatro años.

A continuación, se presenta una tabla resumen, que detalla la periodicidad de cálculo de la TD en los países de la región, así como la experiencia internacional:

Tabla 7: Experiencia internacional respecto a periodicidad de Cálculo de la TD

| País | Periodicidad de Cálculo de TD |
|-------------|--------------------------------------|
| Guatemala | 2 años |
| Honduras | 3 años |
| Nicaragua | 5 años |
| Panamá | 4 años |
| Chile | 4 años |
| Perú | 4 años |

Fuente: Elaboración propia, a partir de información obtenida en: 1) Ley General de Electricidad – Guatemala; 2) Ley General de la Industria Eléctrica – Honduras; 3) Ley 6 de 1997 – Panamá; 4) Rentabilidad de empresas de distribución eléctrica en el contexto internacional, Nicolás García Bernal, 2020; 5) Regulación de la distribución eléctrica en Perú y Colombia, Nicolás García Bernal, 2019; 6) Ley 20.936. – Chile; y 7) Ley de Concesiones Eléctricas – Perú.

Es relevante señalar, que en cada uno de los países listados en la Tabla 9, la frecuencia del cálculo de la TD no se determina de manera aislada, sino que está sujeta a una serie de factores

y consideraciones específicas de cada país, obedeciendo, entre otros, a los periodos tarifarios y remuneratorios de la transmisión.

Según los autores Molina A. y Del Carpio G.¹⁹, para el éxito de un proyecto es fundamental la toma de decisiones acertadas, por lo que resulta de suma importancia contar con indicadores económicos, como la Tasa de Descuento, que reflejen adecuadamente los costos de oportunidad y los riesgos asociado con los proyectos, lo anterior adquiere una mayor relevancia para los mercados emergentes, como los latinoamericanos, toda vez que este tipo de mercados se encuentra en constante evolución y en potencial crecimiento económico. En este contexto, surge la necesidad de establecer puntos de referencia y rangos razonables entre los cuales pueda fluctuar la tasa de descuento aplicable para garantizar decisiones de inversión sólidas y alineadas con las condiciones cambiantes de estos entornos.

En vista del análisis realizado, se puede inferir que la periodicidad de la TD está estrechamente relacionada al momento de la toma de decisiones de inversión y la necesidad de contar con la información actualizada, adecuada y oportuna. Por lo cual, resulta importante que indicadores económicos necesarios para la evaluación de proyectos, como la TD, capte de manera más efectiva las condiciones cambiantes y a menudo volátiles de los mercados emergentes, que derivan de su constante evolución y potenciales fluctuaciones económicas.

En ese sentido, se estimada adecuado ajustar la frecuencia de cálculo de la TD regional a una periodicidad bienal, esto en razón de:

- Dar certeza económica a los posibles inversionistas que podrían tomar decisiones basadas en los resultados del plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional, es decir, proporcionar las señales económicas que permitan preservar el valor de las inversiones, atraer capitales y remunerar adecuadamente en función de la sostenibilidad del proyecto, así como de la máxima rentabilidad a reconocer.
- Dotar de consistencia regulatoria a la periodicidad del cálculo de la TD en línea con lo establecido en el numeral 10.1.4 del Libro III del RMER que indica lo siguiente: *“El EOR elaborará, cada dos años, el informe del plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional, el cual deberá contener el diagnóstico de mediano plazo, la planificación de la generación regional y la planificación de la transmisión regional (...)”*.

4. PROPUESTA DE MEJORA DE METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LA TASA DE DESCUENTO

Derivado de las razones antes expuestas, se determinó adecuado realizar un ajuste normativo con el fin de incorporar en la Metodología para el Cálculo de la TD contenida en el Anexo J

¹⁹ Molina A, Hércules y Del Carpio G, Javier. “LA TASA DE DESCUENTO EN LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS Y NEGOCIOS EMPRESARIALES”. Revista Vol. (7) 1: pp. 42-54, Universidad Nacional Mayor de San Marcos. Consultado el 14 de septiembre de 2023 en: <https://revistasinvestigacion.unmsm.edu.pe/index.php/idata/article/download/6106/5298>.

del Libro III del RMER, una banda de control de los valores de la TD resultante, de manera que no se fijen valores demasiado elevados que puedan dar como resultado que no se adopten proyectos socialmente deseables, o por el contrario, valores relativamente bajos que puedan inducir a la elección de proyectos económicamente ineficientes.

Asimismo, se identificó pertinente ajustar la periodicidad del cálculo de la TD a manera de dar certeza económica a los posibles inversionistas que podrían basar sus decisiones en los resultados del plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional, así como dotar de consistencia regulatoria a la frecuencia de cálculo de dicha tasa en línea con el periodo en el que se formula el referido plan.

Por tanto, en cuanto a la banda de control, se propone modificar el numeral J.7.3 del Anexo J del Libro III del RMER, de forma que dicho numeral se refiera a los límites inferior y superior de la TD regional, en tal sentido, la propuesta de norma queda de la siguiente manera:

| NORMA VIGENTE | PROPUESTA DE NORMA |
|--|---|
| <p><i>J.7.3 El valor de la tasa de descuento regional será actualizado por la CRIE anualmente.</i></p> | <p><i>J.7.3 El valor de la tasa de descuento se establecerá conforme a lo siguiente:</i></p> <p><i>a) En siete por ciento real anual (7.0%), si el valor resultante de la aplicación de la presente metodología es inferior a dicho valor;</i></p> <p><i>b) En doce punto cinco por ciento real anual (12.5%), si el valor resultante de la aplicación de la presente metodología es superior a dicho valor; y</i></p> <p><i>c) El valor resultante de la aplicación de la presente metodología, cuando el mismo sea mayor o igual a 7.0% real anual y menor o igual a 12.5% real anual.</i></p> <p><i>La CRIE podrá actualizar los valores porcentuales establecidos en los incisos a) y b) del presente numeral, como resultado del análisis que ésta realice a la evolución y comportamiento de las variables asociadas a dichos valores porcentuales, siguiendo el proceso de modificación normativo correspondiente.</i></p> |

| NORMA VIGENTE | PROPUESTA DE NORMA |
|---------------|---|
| | El valor de la tasa de descuento regional será actualizado por la CRIE anualmente. |

En cuanto a la periodicidad de cálculo de la TD, se propone adicionar un nuevo numeral J.7.4 al Anexo J del Libro III del RMER a fin de modificar la periodicidad del cálculo de la TD de forma anual a bienal, por tanto, la propuesta de norma queda de la siguiente manera:

| NORMA VIGENTE | PROPUESTA DE NORMA |
|---------------|---|
| n/a | J.7.4 El valor de la tasa de descuento regional será actualizado por la CRIE cada dos años. |

V. CONCLUSIONES

1. Se ha observado un incremento significativo en los resultados de la Tasa de Descuento regional en los últimos años, atribuido principalmente al aumento de la variable Premio por riesgo País, la cual para el presente año tuvo un incremento que osciló entre 18.34% y 81.34% respecto del año 2022.
2. Se ha identificado conveniente incluir en el cálculo de la Tasa de Descuento regional, un criterio de razonabilidad que establezca un límite superior del 12.5% real anual e inferior del 7.0% real anual, para los valores resultantes de la aplicación de la metodología detallada en el Anexo J del Libro III del RMER, con el fin de evitar obtener valores demasiado elevados que puedan dar como resultado que no se adopten proyectos socialmente deseables, o por el contrario, valores relativamente bajos que puedan inducir a la elección de proyectos económicamente ineficientes.
3. Se ha considerado adecuado modificar la periodicidad del cálculo de la TD regional, cambiándola de forma anual a bienal, en virtud de dar certeza económica a los posibles inversionistas que podrían tomar decisiones con los resultados del plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional, así como dotar de consistencia regulatoria a la frecuencia de cálculo de dicha tasa en línea con el periodo en el que se formula el referido plan.

VI. RECOMENDACIONES

1. Publicar en el sitio web de la CRIE, el presente *“INFORME DE DIAGNÓSTICO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL: PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE AL ANEXO J DEL LIBRO III DEL RMER DENOMINADO: METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LA TASA DE*

DESCUENTO”, de conformidad con lo establecido en el numeral 2.3.2.4 del Libro I del RMER.

2. Ordenar el inicio del proceso de Consulta Pública, de la “PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE AL ANEXO J DEL LIBRO III DEL RMER DENOMINADO: ‘METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LA TASA DE DESCUENTO’”.

ANEXO

PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE AL ANEXO J DEL LIBRO III DEL RMER DENOMINADO: “METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LA TASA DE DESCUENTO”

1. Modificar el numeral J.7.3 del Anexo J del Libro III del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

J.7.3 El valor de la tasa de descuento se establecerá conforme a lo siguiente:

- a) En siete por ciento real anual (7.0%), si el valor resultante de la aplicación de la presente metodología es inferior a dicho valor;
- b) En doce punto cinco por ciento real anual (12.5%), si el valor resultante de la aplicación de la presente metodología es superior a dicho valor; y
- c) El valor resultante de la aplicación de la presente metodología, cuando el mismo sea mayor o igual a 7.0% real anual y menor o igual a 12.5% real anual.

La CRIE podrá actualizar los valores porcentuales establecidos en los incisos a) y b) del presente numeral, como resultado del análisis que ésta realice a la evolución y comportamiento de las variables asociadas a dichos valores porcentuales, siguiendo el proceso de modificación normativo correspondiente.

2. Adicionar el numeral J.7.4 al Anexo J del Libro III del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

J.7.4 El valor de la tasa de descuento regional será actualizado por la CRIE cada dos años.