

# **BCIE**

## **Informe Final**

### **“Cálculo de la Tasa de Actualización de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica”**

**Por Adrián G. Ratner**

Mayo 2021

---

# INDICE

<b>1.....INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>3</b>
<b>2.....TASA DE ACTUALIZACIÓN Y EL COSTO DE OPORTUNIDAD DEL CAPITAL.....</b>	<b>3</b>
2.1.1 Modelos de Valoración de Activos Financieros / Modelos “Riesgo Retorno”: Introducción .....	4
2.1.2 Capital Asset Pricing Model (“CAPM”): .....	4
2.1.3 Teoría de Valoración por Arbitraje: .....	5
2.1.4 Modelos Multifactoriales: .....	6
2.1.5 Modelo de Tres Factores de Fama y French: .....	6
2.1.6 Modelos Retorno + Prima:.....	7
2.1.7 Modelo de Dividendos Descontados: .....	7
<b>2.2 Conclusión: .....</b>	<b>7</b>
<b>3.....DEFINICIONES DE TASA DE ACTUALIZACIÓN EN EL MARCO REGULATORIO DE HONDURAS.....</b>	<b>8</b>
<b>3.1 El Reglamento de Tarifas: Generalidades .....</b>	<b>8</b>
<b>3.2 Tasa de Actualización y Cálculo de Tarifas de Transmisión.....</b>	<b>9</b>
<b>3.3 Tasa de Actualización y Cálculo de Tarifas de Distribución .....</b>	<b>10</b>
3.3.1 Metodología de Flujo de Fondos .....	10
3.3.2 Metodología de Requerimiento de Ingreso por Subperíodo .....	11
3.3.3 El cálculo de $P_0$ y el Costo de Capital o Tasa de Actualización (TA) .....	12
3.3.4 Tasa de Actualización y la BAR.....	13
<b>4.....METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LA TASA DE ACTUALIZACIÓN.....</b>	<b>14</b>
<b>4.1 Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC).....</b>	<b>15</b>
<b>4.2 Costo Promedio Ponderado en Términos Nominales y Reales .....</b>	<b>15</b>
<b>4.3 Costo del Capital Propio (<math>r_e</math>).....</b>	<b>16</b>
4.3.1 Determinación de variables del modelo .....	16
4.3.2 Tasa Libre de Riesgo .....	16
4.3.3 El Beta .....	19
4.3.4 Beta y endeudamiento .....	19
4.3.5 Ajuste por diferentes sistemas de regulación.....	20
4.3.6 Estructura de Capital.....	23
4.3.7 Cálculo del parámetro Beta:.....	25
4.3.8 Prima de riesgo de mercado .....	26
4.3.9 Riesgo País.....	29
<b>4.4 Determinación del Costo de la Deuda.....</b>	<b>32</b>
<b>4.5 Determinación de la Tasa de Actualización.....</b>	<b>34</b>
4.5.1 Condiciones de no Arbitraje .....	34
4.5.2 Tasas de inflación esperada en Honduras y EE.UU .....	35
4.5.3 Cálculo de las Tasas de Actualización .....	36
4.5.4 Comparación Regional entre Tasas de Actualización .....	36
<b>5.....BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>37</b>

## 1 Introducción

El objetivo del presente informe es presentar el cálculo de la Tasa de Actualización (“TA”) aplicable a los sectores de transmisión y distribución de electricidad en Honduras en consistencia con las disposiciones establecidas en la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), su Reglamento y las metodologías de cálculo de tarifas de transmisión y distribución establecidas en el Reglamento de Tarifas aprobado por la Resolución CREE-148 de 2019 (el “Reglamento de Tarifas” o “Reglamento”) con el objeto de asegurar el correcto uso de las TA en los modelos de cálculo de tarifas.

La segunda sección incluye un análisis conceptual y teórico sobre la Tasa de Actualización, Costo de Oportunidad de Capital y Modelos de Riesgo-Retorno desarrollados en la literatura existente.

La tercera sección cubre un análisis de consistencia de las metodologías de cálculo de tarifas de transmisión y distribución y la definición de la Tasa de Actualización que corresponde aplicar en cada caso, efectuando las demostraciones matemáticas correspondientes como así también incluyendo simulaciones con ejemplos numéricos.

La cuarta sección incluye la metodología y el cálculo las Tasas de Actualización, citando las prácticas generalizadas al respecto a nivel internacional y realizando la descripción y metodologías específicas de cálculo utilizadas para cada uno de sus variables y parámetros.

En la quinta sección se listan las referencias bibliográficas.

## 2 Tasa de Actualización y el Costo de Oportunidad del Capital

La regulación tarifaria consiste en la determinación periódica de los niveles tarifarios, la estructura de tarifas y el mantenimiento del nivel real de las mismas ante cambios en los niveles generales de precios. El costo de oportunidad de capital aplicado a la base activos regulada es uno de los elementos principales en la determinación de los requerimientos periódicos de ingresos y, por ende, su cálculo, consenso y adopción en el modelo tarifario son relevantes al momento de la determinación de tarifas y sus revisiones subsecuentes.

La tasa de retorno sobre los activos que los inversores esperan obtener a través de los ingresos regulados debe ser, al menos, igual al costo de oportunidad del capital. Este representa el rendimiento alternativo que los inversores esperarían obtener de otras inversiones con riesgo similar, es decir, invirtiendo el monto destinado a la Base de Activos Regulada en otras actividades. Si esta condición no se cumple, las empresas de servicios públicos no podrían conseguir el capital que necesitan para desarrollar la actividad, o bien, una vez realizadas las inversiones, se afectará la capacidad de atraer capital a la industria en forma sostenida. La siguiente cita relacionada a un fallo de la Corte Suprema de los Estados Unidos resume el concepto:

*“...the return to the equity owner should be commensurate with returns on investments in other enterprises having corresponding risks. That return, moreover, should be sufficient to assure confidence in the financial integrity of the enterprise, so as to maintain its credit and to attract capital...”*

FEDERAL POWER COMMISSION VS. HOPE NATURAL GAS CO. CITY OF CLEVELAND; Jan. 3, 1944.

Así, el costo del capital no es sólo una variable “estática” que genera un determinado ingreso en el tiempo, sino que es también de naturaleza “dinámica”<sup>1</sup> en el sentido que la remuneración esperada sobre la base tarifaria y las inversiones tiene un efecto directo sobre los incentivos a “hundir” inversiones a futuro en una industria intensiva en capital y con horizontes de recupero de mayor plazo comparado con otras industrias y sectores de infraestructura.

---

<sup>1</sup> La teoría Dinámica de la Regulación de Servicios Públicos cubre los aspectos inter temporales del control, especialmente aquellos relacionados a los incentivos a la inversión, oportunismo contractual, relaciones “Principal - Agente” e información asimétrica.

En esencia, el costo de oportunidad de capital deviene en un concepto de naturaleza “esperada” o “forward looking” toda vez que determinará flujos de fondos futuros, reinversiones, desinversiones, etc. así como una dinámica dada en la forma en que las empresas financian sus actividades (“la estructura de capital”). Por último, las firmas, se financian con una mezcla de instrumentos de deuda y capital propio, por ende, el costo de oportunidad relevante será el promedio ponderado del costo de los instrumentos de deuda y el costo del “equity” o capital propio; “Weighted Average Cost of Capital” o “WACC” por sus siglas en inglés.

Existe una profusa literatura referente a los métodos de estimación del costo del capital, específicamente en lo referido a la determinación del costo de oportunidad del Capital Propio o Equity (En adelante “Ke” o “Re”).

### **2.1.1 Modelos de Valoración de Activos Financieros / Modelos “Riesgo Retorno”: Introducción**

Los modelos de valoración de activos son usados, entre otros fines, para determinar el rendimiento mínimo que los inversores requieren para inducirlos a invertir en determinado activo financiero. Estos modelos se conocen como modelos de valoración de activos porque, **en equilibrio**, los precios de los activos se ajustarán de manera que el rendimiento esperado sea igual al retorno requerido. La conclusión general es que en cada momento todos los activos financieros de riesgo similar estarán valorados de modo que ofrezcan la misma rentabilidad esperada. Esta es una condición para el equilibrio en los mercados de capitales competitivos.

Podríamos decir que el rendimiento requerido de un activo con riesgo tiene dos componentes: el primero es la compensación por diferir consumo en el tiempo (es decir, destinar ahorros a un activo financiero es equivalente a diferir consumo presente hacia consumo futuro). De esta manera, podríamos considerar que, como mínimo, se exigiría una tasa “libre de riesgo” para diferir consumo en el tiempo. El segundo componente es la compensación requerida por el riesgo asumido en invertir en un activo financiero riesgoso, específicamente el riesgo de que el rendimiento obtenido no coincida con el rendimiento previsto.

En términos generales, los modelos de valorización de activos financieros han sido desarrollados alrededor de los conceptos de retorno y riesgo; asumiendo que los inversores eligen combinaciones de retorno y riesgo, en mercados eficientes. En forma generalizada estos modelos pueden expresarse bajo la siguiente ecuación.

$$R_e = R_f + \text{Prima de Riesgo}$$

Es decir, un inversor, al destinar fondos a un activo financiero, al menos esperará obtener una tasa libre de riesgo ( $R_f$ ) y una prima por asumir riesgo; alternatively podemos decir que  $R_e$  será el costo de oportunidad por haber invertido sus fondos en un activo alternativo con riesgo similar. Todos los desarrollos en la teoría y práctica de valoración de activos y determinación de coste de oportunidad del capital se basan en la noción y sentido común de que a mayor riesgo asumido mayor debe ser la retribución a la inversión. Más adelante expondremos brevemente los fundamentos teóricos y prácticos en los modelos de riesgo retorno desarrollados en el ámbito de la teoría de la inversión en portafolios de activos financieros; que han servido, con mayor y menor éxito, como base para la determinación del costo de oportunidad del capital propio en los segmentos regulados.

### **2.1.2 Capital Asset Pricing Model (“CAPM”):**

El Modelo de Valoración de Activos Financieros (CAPM, por sus siglas en inglés) surge a partir de los estudios de Sharpe (1964) y en conjunto con los análisis y trabajos realizados por Treinor (1961), Lintner (1965), y Mossin (1966) concluyendo que los inversores determinan los beneficios esperados (y así los precios de los activos) como una función del riesgo de mercado (no diversificable). Esto es así porque los inversores pueden eliminar el riesgo diversificable invirtiendo en la totalidad de los activos financieros sin incurrir en “costes de transacción”, es decir, todos invierten en una única “cartera de mercado”, beneficiándose todos los agentes de la misma información disponible. Asimismo, los inversores pueden invertir en un activo libre de riesgo en combinación con la cartera de mercado.

El CAPM analiza cómo, en un mercado competitivo, se alcanzan los precios de equilibrio. En este mercado, los competidores que intervienen, guiados por la premisa de maximizar su utilidad combinando tenencias de un activo libre de riesgo con una cartera de “mercado”, conducen a una situación de equilibrio en la que el precio de mercado de un activo financiero se iguala a su precio teórico esperado dado por el valor actual de todos los flujos de caja futuros descontados a la tasa de costo de oportunidad  $r_e$ . En equilibrio, por tanto, la rentabilidad esperada de un activo viene determinado por:

$$r_e = r_f + \beta_e \times (r_m - r_f)$$

Donde,

$r_e$  : Retorno esperado del activo financiero;

$r_f$  : Tasa libre de riesgo;

$\beta_e$  : Beta del activo financiero o Beta del equity;

$(r_m - r_f)$  : Prima de riesgo de mercado;

Es decir, la tasa esperada de rentabilidad de equilibrio de un activo financiero es la suma de la tasa libre de riesgo y el producto de la prima de riesgo de mercado y el coeficiente  $\beta$ . Este último es una medida de la contribución de un título individual al riesgo de una cartera bien diversificada o “cartera de mercado”. Esta sensibilidad es conocida como  $\beta$  y estadísticamente se puede calcular como la razón entre la covarianza entre la rentabilidad del activo y la rentabilidad del mercado, medida en unidades de varianza de la rentabilidad del mercado.

$$\beta_e = \frac{\sigma_{em}}{\sigma_m^2}$$

En términos más didácticos podemos decir que el retorno esperado de un activo debe ser, al menos, la rentabilidad libre de riesgo sumado a la cantidad de riesgo (medido por beta) multiplicado por el “precio del riesgo” medido por la “prima de riesgo de mercado”. La conclusión del modelo es que la prima de riesgo de un activo individual es proporcional a la prima de riesgo de mercado en la medida beta; es decir las diferencias en las rentabilidades entre activos sólo está explicado por el riesgo que cada activo aporta de manera individual y marginal a la cartera.

Existe un trabajo teórico sustancial para respaldar el CAPM y trabajos empíricos que critican al CAPM. Sin embargo, también existen dificultades sustanciales con la prueba empírica en contra del modelo, y, asimismo, no se han desarrollado modelos alternativos que hayan sido útiles para las finanzas corporativas y la regulación de servicios públicos. Por esa razón y debido al trabajo empírico que sí respalda el CAPM, el modelo CAPM es el elegido casi por unanimidad para estimar los retornos esperados asociados al equity o patrimonio neto.

Un modelo es una abstracción que es más simple que la realidad y el CAPM es un modelo que cumple con esa premisa, por lo que es probable que haya margen para mejorarlo. Sin embargo, actualmente no existe un candidato a reemplazar el CAPM. Esta conclusión está respaldada por el hecho de que después de más de cincuenta años de uso, el CAPM continúa su papel como el modelo de valoración de activos dominante empleado para estimar el costo de capital en la práctica. Realmente se puede decir que el CAPM ha pasado la prueba de tiempo y uso.

### 2.1.3 Teoría de Valoración por Arbitraje:

En 1976, Steven Ross, presentó el modelo de Valoración por Arbitraje (“APT”, o “Arbitrage Pricing Theory”).

El modelo supone que la rentabilidad esperada de cada acción depende en su mayor parte de influencias (esencialmente macroeconómicas) o “factores” y en parte de “perturbaciones” estocásticas y específicas para cada activo o firma. La rentabilidad esperada, a través del proceso de arbitraje, se presenta como una combinación lineal de los factores subyacentes explicativos de la rentabilidad esperada de equilibrio.

$$r_e = r_f + b_{j1}F_1 + b_{j2}F_2 + \dots + b_{jn}F_n + \varepsilon_j$$

Donde,

$r_e$  : Retorno esperado del activo financiero;

$r_f$  : Tasa libre de riesgo;

$F_k$  : Factor "macroeconómico"

$b_{jk}$  : sensibilidad del activo al factor k.

$\varepsilon_j$  : variable con media 0 y varianza constante que captura el error estocástico ("perturbaciones")

Ross aplicó, una técnica estadística denominada Análisis Factorial que esencialmente "asocia" variables no observables llamadas factores a un conjunto de datos observables (rentabilidades) y los pondera por un factor de sensibilidad (beta) para cada factor. Es una técnica estadística de reducción y agrupación de datos usada para explicar las correlaciones entre las variables observadas en términos de un número menor de variables no observadas llamadas factores. En definitiva, devuelve una estructura de datos históricas agrupada en diferentes variables explicativas o factores, pero tiene la debilidad que no los identifica.

#### 2.1.4 Modelos Multifactoriales:

Estos modelos surgen a partir del APT y el desafío de asignar variables macroeconómicas específicas y conocidas para identificar cada "factor". Estos modelos requieren estimar el grado de ajuste y significatividad de las variables "macro" a través de medidas econométricas; así, una determinada rentabilidad puede estar "explicada" por el precio del crudo, el crecimiento del PBI, la inflación, entre otras variables macroeconómicas.

Estos modelos son netamente estadísticos/econométricos, asimismo, la estructura de los modelos puede variar en el tiempo y, por lo tanto, las variables "macro" asociadas a los factores pueden ser relevantes para ciertos lapsos de tiempo y luego ser "inútiles" para otros. Por ejemplo, en la década de los '80 el precio del crudo pudo ser una variable explicativa que determinaba la rentabilidad de varios activos financieros dado el comportamiento del precio del petróleo en la década de los '70, pero, seguramente pudo haber perdido relevancia con posteridad.

#### 2.1.5 Modelo de Tres Factores de Fama y French:

El CAPM utiliza una sola variable para describir el rendimiento de un activo con los rendimientos del mercado en su conjunto, el coeficiente beta. En contraste, el modelo de Fama-French utiliza tres variables. Los autores postularon la observación de que dos clases de acciones han solido rendir mejor que el mercado en su conjunto: (i) las de pequeña capitalización y (ii) las de una alta relación valor contable/precio (habitualmente llamadas acciones de valor o de aparente "subvaluación"). Luego agregaron dos factores al CAPM tradicional para reflejar la exposición de la cartera a estas dos clases de activos (i) y (ii).

$$r_i = r_f + \beta_{im}(r_m - r_f) + \beta_{is}(r_s - r_b) + \beta_{ib}(r_h - r_l)$$

Dónde  $r_i$  es la tasa de retorno del activo,  $r_f$  representa la tasa del activo libre de riesgo,  $(r_s - r_b)$  es la diferencia en el retorno entre un portafolio de activos de baja y alta capitalización (SMB o "Small minus Big" o variable "Tamaño") y  $(r_h - r_l)$  representa la diferencia en el retorno de activos de alta y baja relación "Book to Price" (alto "Price to Book Value", alternativamente HML (High minus Low) o variable "Valor"). Este es un modelo que estima rendimientos pasados y agrega a la formulación estadística del CAPM tradicional dos variables "proxies" para calcular el retorno. Son variables proxies de "riesgo" ya que parten de la base que los retornos superiores por tamaño y valor (contable vs. mercado) son causantes de riesgo y por ende son proxies explicativas de la rentabilidad adicionada a la variable beta. Es en esencia un modelo econométrico más no uno teórico de equilibrio de activos y no es recomendado por la práctica regulatoria para determinar la Tasa de Actualización.

### 2.1.6 Modelos Retorno + Prima:

Esta aproximación no teórica para determinar el costo de oportunidad del capital se basa en el hecho de que los activos más riesgosos merecen un rendimiento más alto que los valores menos riesgosos. En ese sentido, estas construcciones replican los resultados de la teoría que surgen de los modelos de equilibrio de activos. La principal diferencia es que este enfoque es más pragmático, tiene menos respaldo teórico y se reconoce principalmente como metodologías independientes "over the counter" utilizadas por los estados de EE. UU. y las provincias canadienses, principalmente. Es básicamente un "subproducto" del principio de Regulación basada en el Desempeño ("Performance Based Regulation"); un enfoque regulatorio que se centra en los resultados deseados y medibles, en lugar de procesos, técnicas o procedimientos "prescriptivos" y "teóricos". La regulación basada en el desempeño conduce a resultados definidos sin una dirección específica con respecto a cómo se obtendrán esos resultados. Aquellos reguladores con foco en esta práctica lo hacen convencidos de que "determinado" costo del capital surge "correctamente" dada la compañía, el lugar y el momento en que se determina.

### 2.1.7 Modelo de Dividendos Descontados:

El modelo de Flujo de Caja Descontado (DCF) estima el costo de capital mediante la relación entre el valor de mercado de un activo y el flujo de pago futuro del activo. Es decir, el valor de mercado de un activo es igual al valor presente de los pagos futuros del activo (descontados a la tasa de costo de oportunidad del capital). En el caso de acciones cotizadas, el valor de mercado es el precio de la acción y los pagos futuros son dividendos. La ecuación utilizada para vincular el precio de la acción ( $P_0$ ) y el flujo de dividendos esperado ( $D_t$ ) es la siguiente.

$$P_0 = \sum_{t=1}^{\infty} \frac{D_t}{(1 + r_e)^t}$$

El costo de capital requerido por el mercado es  $r_e$ . Dada la información sobre los dividendos esperados ( $D_t$ ) y el precio actual de las acciones ( $P_0$ ), se puede determinar el costo del capital despejando para  $r_e$ .

Si bien es un modelo relativamente simple, existen limitaciones asociadas con su implementación por parte de los reguladores. Por ejemplo, el DCF puede considerarse como una medida a relativamente corto plazo del costo de capital que actualmente rebela el mercado. A medida que cambian las condiciones del mercado, el costo estimado de las acciones puede cambiar rápidamente.

Los reguladores europeos y australianos creen que el modelo DCF podría usarse como una verificación cruzada para las estimaciones del CAPM, pero el modelo en sí no cumple con los criterios de un modelo de valuación de activos de equilibrio, sino que, dado el valor del activo se determina el costo implícito del retorno.

## 2.2 Conclusión:

A pesar de las críticas que muchas veces recibe el modelo CAPM, muchas de ellas injustificadas, es el modelo de valuación de activos financieros que se ha mantenido como el modelo de referencia por excelencia para la valuación de activos y para la determinación de tasas de costo de oportunidad de capital.

Los modelos alternativos desarrollados a través del tiempo han verificado ser útiles para la evaluación de "desempeño", pero no para el análisis prospectivo:

- Los modelos alternativos explican razonablemente retornos pasados, pero su efectividad se reduce drásticamente cuando se trata de estimar retornos futuros (estos modelos tienden a cambiar estructuralmente ante cambios drásticos dados por fenómenos macroeconómicos generalizados).
- Los modelos alternativos se tornan más complicados y requieren mayor cantidad de datos que el CAPM.

Para la mayoría de las compañías y proyectos, los retornos esperados que se obtienen con modelos alternativos no son significativamente diferentes como para justificar un procesamiento de datos mayor y separarse de un modelo de valoración de activos “relativamente simple” hacia uno econométrico.

### 3 Definiciones de Tasa de Actualización en el Marco Regulatorio de Honduras

El Artículo 19 de la Ley General de la Industria Eléctrica (“LGIE”) define que *“la Tasa de actualización que se usará para el cálculo de las tarifas será la tasa real anual de costo del capital”*.

*“...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. En su caso, se podrán usar tasas de costo de capital diferentes para las actividades de transmisión y de distribución”*.

Asimismo, el Reglamento de Tarifas, mediante el artículo 30, al definir la metodología de cálculo del Precio Máximo de Distribución ( $P_0$ ), establece que la Tasa de Actualización (“TA”) será real después de impuestos. En este sentido, se demuestra, en la sección 3.3.3, que la tasa real después de impuestos es la adecuada dada la metodología de flujo de fondos propuesta por el Reglamento; en dónde, el requerimiento de ingresos para hacer frente al costo económico del impuesto a las ganancias está explicitado en la formulación.

Sin embargo, para el caso del segmento de Transmisión, al explicitarse la Anualidad de las Inversiones (“AI”) y específicamente los rubros que componen los Costos de Operación y Mantenimiento (“COM”), se excluye el pago de impuesto a la renta; por lo que debería considerarse a la TA como real antes de impuestos. De esta forma, se generarían ingresos regulados suficientes para cubrir el costo impositivo que no se encuentra explícito en la descripción de los COM a ser reconocidos en el cargo de transmisión. Si se aplicase una tasa menor (después de impuestos), la actividad no estaría siendo justamente remunerada.

Es importante destacar que la LGIE hace mención de que la TA debe reflejar el costo de capital para actividades de riesgo similar en la Republica de Honduras. La mención al costo de capital u oportunidad en actividades riesgo equivalente y en una geografía con riesgos específicos es fundamental para vislumbrar la filosofía intrínseca en la LGIE respecto a la remuneración del capital invertido. Así, podemos concluir, que la intencionalidad institucional es la de preservación de valor de las inversiones, atracción de capital y remuneración adecuada en función del riesgo asumido en los diferentes sectores regulados en Honduras.

#### 3.1 El Reglamento de Tarifas: Generalidades

La Resolución CREE-148 de 2019 (el “Reglamento de Tarifas” o “Reglamento”) estableció los lineamientos generales y particulares para el cálculo de los costos de generación, transmisión, operación del sistema, y distribución que integran el cálculo de las tarifas a usuarios finales, así como los cargos por el uso de redes.

Las actividades de Transmisión y Distribución, por su naturaleza de provisión a través de “redes”, presentan fuertes sub aditvidades de costos. Esto último significa que la provisión monopólica del servicio es por “naturaleza” la más deseable en términos de bienestar social. En consecuencia, ante la presencia de “monopolios naturales”, resulta imperante la regulación de tarifas para evitar precios monopólicos, rentas extraordinarias, sub-oferta y baja calidad del servicio, además de exclusión de usuarios que, ante tarifas menores, accederían al servicio público.

El Reglamento, en sus concepciones generales y particulares, es acorde a la práctica regulatoria internacional moderna en países desarrollados y en aquellos en vías de desarrollo, que luego de profundas reformas estructurales, han avanzado en procesos de desintegración vertical y competencia de las diferentes actividades.



Se destaca el enfoque del Reglamento hacia la regulación mediante el enfoque regulatorio de precios máximos ("Price Cap"), la inclusión del factor de eficiencia "X" y reconocimiento de inversiones adicionales en la determinación de tarifas, así como un enfoque de valuación de la Base Tarifaria Regulatoria Neta enfocada en Costo de Reposición Optimizado y Depreciado. Este enfoque regulatorio tiene su origen en Gran Bretaña donde los mecanismos introducidos priorizaron los esquemas de incentivos que han sido adoptados en diferentes países latinoamericanos con mayor o menor profundidad y resultados.

### 3.2 Tasa de Actualización y Cálculo de Tarifas de Transmisión

El artículo 21 inciso B de la LGIE establece que los costos de Transmisión incluirán los siguientes componentes:

- Las anualidades de las inversiones correspondientes a una red económicamente adaptada, calculadas con base en el valor nuevo de reemplazo de las instalaciones, su vida útil y la tasa de actualización establecida; y,
- Los costos de operación y mantenimiento correspondientes a una gestión eficiente.

Asimismo, establece que la empresa transmisora tendrá derecho de trasladar a los usuarios finales los impuestos de todo tipo que deban pagar, salvo el impuesto sobre las utilidades y delega en el reglamento el mecanismo que se aplicará para este fin. Sin embargo, el Reglamento en su artículo 51 establece que las empresas están facultadas a incluir los impuestos dentro de sus costos a fin de que estos puedan ser recuperados vía tarifas, lo cual contradice lo definido en la LGIE.

En cuanto a definiciones más específicas sobre el cálculo de tarifas de Transmisión, el Reglamento de Tarifas establece lo siguiente:

- Art.159: cada tres años las Empresas Transmisoras presentarán a la CREE, para su aprobación, su propuesta de ingreso requerido para el Ciclo Tarifario, incluyendo los costos de inversión de transmisión y operación y mantenimiento de su sistema de transmisión.
- En artículo 163: se establece que los Ingresos Requeridos (IR) de la actividad de transmisión de energía eléctrica incluyen;
  - a) Anualidad de las Inversiones (AI) correspondientes a una red económicamente adaptada, calculadas con base en el VNR, su vida útil y la Tasa de Actualización establecida.
  - b) Costos de Operación y Mantenimiento (COM) correspondientes a una gestión eficiente de la transmisión.

$$IR_h = AI_h + COM_h$$

Asimismo, se define a la Anualidad de las Inversiones como;

$$AI = BAR_n \times TA + BAR_B \times \delta$$

Donde:

AI: Anualidad de la inversión

BAR<sub>n</sub>: Base de Activos Regulatoria neta de depreciaciones

TA: Tasa de Actualización

BAR<sub>B</sub>: Base de Activos Regulatoria bruta

δ: Tasa de depreciación regulatoria promedio anual

De acuerdo con lo establecido en el artículo 19 de la LGIE, la tasa mencionada en el Reglamento de Tarifas debe ser una tasa real; por ende, debería existir un mecanismo de indexación anual de la tarifa de transmisión, el cual no se encuentra definido en el Reglamento.

Adicionalmente, considerando que puede haber diferentes tasas de actualización según lo establecido en el artículo 19 de la LGIE, la fórmula de cálculo establecida para la anualidad definida en el Reglamento y la restricción impuesta por LGIE para trasladar el impuesto a las utilidades en los Costos de Operación y Mantenimiento, se concluye y sugiere, que la Tasa de Actualización a utilizar en el cálculo de la anualidad de la inversión en transmisión debe ser una Tasa Real sobre antes de Impuestos sobre la Renta.

En el siguiente cuadro se demuestra, a través de una simulación de cálculo de Requerimiento de Ingresos y del flujo de fondos obtenido por la empresa (asumiendo que sus costos reales son iguales a los reconocidos en la tarifa), que, para obtener una tasa real después de impuestos igual a la aprobada, en el cálculo de tarifas debe utilizarse la tasa real antes de impuestos.

Requerimiento de ingresos												
Impuesto a las ganancias	%		25.0%									
TA real antes de impuestos	%		9.33%									
TA real después de impuestos	%		7.00%									
Vida útil	años		30									
Concepto	Unid	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>Costo de capital</b>												
Activo propio	\$	100	97	93	90	87	83	80	77	73	70	67
Costo de oportunidad del capital	\$		9	9	9	8	8	8	7	7	7	7
Costo de mantenimiento del capital	\$		3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Costo de Capital total	\$		13	12	12	12	11	11	11	10	10	10
<b>Flujo de Fondos</b>												
Ingresos afectos al impuesto	\$		13	12	12	12	11	11	11	10	10	10
Depreciación	\$		-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3
<b>Resultado antes de impuestos</b>	\$		9	9	9	8	8	8	7	7	7	7
Impuestos	\$		-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2
Resultado después de impuestos	\$		7	7	7	6	6	6	5	5	5	5
Depreciación	\$		3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Valor Residual	\$											67
<b>Flujo de Caja Antes de impuestos</b>	\$	-100	13	12	12	12	11	11	11	10	10	10
<b>Valor Terminal</b>	\$											77
TA antes de Impuestos	%											9.33%
<b>Flujo de caja Después de Impuestos</b>	\$	-100	10	10	10	10	9	9	9	9	8	75
TA después de Impuestos	%											7.00%

### 3.3 Tasa de Actualización y Cálculo de Tarifas de Distribución

#### 3.3.1 Metodología de Flujo de Fondos

El art. 30 del Reglamento establece la metodología para la determinación del precio máximo (“Tarifa”) de Distribución ( $P_0$ ) para el inicio del Ciclo Tarifario, que se establece en cinco (5) años. La fórmula de cálculo de la tarifa media responde al despeje de la incógnita  $P_0$  dada la condición de equivalencia económica-financiera de flujos de caja entre el valor actual de los ingresos y el valor actual de los costos para un período de cinco años, utilizando como tasa de descuento aquella que resulte “justa y razonable” para la actividad de Distribución en Honduras (“Tasa de Actualización” o “TA”).

Es decir, la tarifa será aquella que, aplicada a la demanda esperada, permita recuperar el nivel de base tarifaria inicial (“inversión inicial”), los incrementos a la base de activos (“inversiones”), los costos de operación y mantenimiento, impuesto sobre la renta, y generar una tasa de rentabilidad “justa y razonable” sobre los activos invertidos; teniendo también en cuenta un valor de recupero de los mismos al final del periodo 5.

Este modelo calcula la tarifa (que funciona como incógnita) de modo que iguale el valor presente de los ingresos con el valor presente de los costos operativos, las inversiones, el impuesto a la renta y la pérdida de valor del stock de capital. Tal como se expresa matemáticamente mediante la siguiente ecuación:

$$\sum_{t=1}^5 \frac{P_0 \times ED_t}{(1 + TA)^t} = BARN_0 + \left( \sum_{t=1}^5 \frac{Inv_t + CO_t + OCOP_t + T \times (P_0 \times ED_t - CO_t - OCOP_t - D_t)}{(1 + TA)^t} \right) - \frac{BARN_5}{(1 + TA)^5}$$

La metodología propuesta por el Reglamento se asemeja a la utilizada para la evaluación económica de proyectos de inversión, siendo que aquí el “proyecto” evaluado genera un flujo de ingresos (primer miembro de la ecuación), requiere una inversión inicial representada por el valor de la Base de Activos Regulatoria Neta al inicio del Ciclo Tarifario ( $BARN_0$ ), implica salidas de fondos por gastos operativos (CO y OCOP), inversiones e impuesto a la renta y un valor residual de la Base de Activos Regulatoria Neta al final del período regulatorio ( $BARN_5$ ).

La interrogante es calcular el nivel tarifario ( $P_0$ ) que arroje un Valor Presente Neto (VPN) de los flujos del Ciclo Tarifario igual a cero. Es en este punto en donde la tasa interna de retorno del “proyecto” iguala a la Tasa de Actualización, Tasa de Descuento o Tasa de Costo de Oportunidad aplicable a la actividad de Distribución en Honduras y la firma regulada cumple con la premisa de obtener rentas “normales”. En otras palabras, la tarifa  $P_0$  se iguala al costo medio; nivel que permite cubrir los costos operativos, impuestos y una rentabilidad “justa o de oportunidad” sobre los activos reconocidos para la prestación del servicio.

Factorizando y resolviendo la ecuación anterior para  $P_0$ , tenemos:

$$\sum_{t=1}^5 \frac{P_0 \times ED_t}{(1+TA)^t} - \left( \sum_{t=1}^5 \frac{Inv_t + CO_t + OCOP_t + T \times (P_0 \times ED_t - CO_t - OCOP_t - D_t)}{(1+TA)^t} \right) = BARN_0 - \frac{BARN_5}{(1+TA)^5}$$

$$\sum_{t=1}^5 \frac{P_0 \times (1-T) \times ED_t}{(1+TA)^t} - \sum_{t=1}^5 \frac{Inv_t}{(1+TA)^t} - \sum_{t=1}^5 \frac{(1-T) \times CO_t}{(1+TA)^t} - \sum_{t=1}^5 \frac{(1-T) \times OCOP_t}{(1+TA)^t} + \sum_{t=1}^5 \frac{T \times D_t}{(1+TA)^t} = BARN_0 - \frac{BARN_5}{(1+TA)^5}$$

$$\sum_{t=1}^5 \frac{P_0 \times (1-T) \times ED_t}{(1+TA)^t} = BARN_0 - \frac{BARN_5}{(1+TA)^5} + \sum_{t=1}^5 \frac{Inv_t}{(1+TA)^t} + \sum_{t=1}^5 \frac{(1-T) \times CO_t}{(1+TA)^t} + \sum_{t=1}^5 \frac{(1-T) \times OCOP_t}{(1+TA)^t} - \sum_{t=1}^5 \frac{T \times D_t}{(1+TA)^t}$$

$$P_0 = \frac{BARN_0 - \frac{BARN_5}{(1+TA)^5} + \sum_{t=1}^5 \frac{Inv_t}{(1+TA)^t} + \sum_{t=1}^5 \frac{(1-T) \times CO_t}{(1+TA)^t} + \sum_{t=1}^5 \frac{(1-T) \times OCOP_t}{(1+TA)^t} - \sum_{t=1}^5 \frac{T \times D_t}{(1+TA)^t}}{\sum_{t=1}^5 \frac{(1-T) \times ED_t}{(1+TA)^t}}$$

El método de cálculo de  $P_0$  tal como está explicitado en el Reglamento (Art.30) tiene la ventaja de la simplicidad de cálculo, es compatible con diversos métodos de valuación de la BARN, permite agregar costos incrementales para introducir y segregar determinados proyectos de inversión y permite determinar cuál debería ser el VNR aplicable para que un modelo de cálculo basado en una anualidad constante sobre el capital (e.g. “Sistema Francés”), genere resultados equivalentes.

### 3.3.2 Metodología de Requerimiento de Ingreso por Subperíodo

Un método alternativo de cálculo de  $P_0$  se basa en la determinación de los costos del servicio para cada subperíodo (año) del Ciclo Tarifario. De esta forma, se calcula el requerimiento de ingresos en cada subperíodo del quinquenio (en este caso en cada año) para recuperar el total anual de los costos de operación, el pago de impuesto sobre la renta, la depreciación del stock de capital y una rentabilidad razonable sobre el mismo. De esta forma el Valor presente de los ingresos requeridos en el Ciclo Tarifario puede expresarse como la suma del valor actual de los requerimientos de ingreso de cada año (o subperíodo) del quinquenio.

$$\sum_{t=1}^5 \frac{P_0 \times ED_t}{(1+TA)^t} = \sum_{t=1}^5 \frac{1}{(1+TA)^t} [CO_t + OCOP_t + D_t + T \times (P_0 \times ED_t - CO_t - OCOP_t - D_t) + TA \times BARN_{t-1}]$$

Una expresión equivalente es la siguiente,

$$\sum_{t=1}^5 \frac{P_0 \times ED_t}{(1 + TA)^t} = \sum_{t=1}^5 \frac{1}{(1 + TA)^t} \left[ CO_t + OCO P_t + D_t + \frac{T}{(1 - T)} \times TA \times BARN_{t-1} + TA \times BARN_{t-1} \right]$$

Dónde, TA es la Tasa de Actualización después de impuestos y T es la tasa impositiva. La ecuación anterior implica que el valor actual de los ingresos regulatorios en cada subperíodo del Ciclo tarifario debe ser suficiente para cubrir los costes de operación, la depreciación de la base de activos regulatorios, los impuestos a las ganancias y una rentabilidad justa y razonable sobre los activos.

Esta aproximación es una adaptación a la utilizada en los casos tarifarios que se realizan en los regímenes de regulación por “Tasa de Retorno” (o regulación por “Costo del Servicio”). Es una metodología más intuitiva en el sentido que la tarifa media por período es un reflejo directo de los costos económicos o requerimientos de ingreso para la firma en cada período. Tiene la ventaja que los resultados son contrastables con la información contable, es simple en el cálculo y es compatible con diversos métodos de valuación de la base de capital regulada (BARN, en la nomenclatura del Reglamento). La principal desventaja es que no refleja flujos de caja y los resultados están influidos por el criterio de depreciación empleado.

Se puede demostrar que el valor presente del ingreso requerido en el Ciclo Tarifario es equivalente bajo la metodología de flujo de fondos y la Metodología de Costos por subperíodo, siempre que se utilice un criterio de pagos al final de cada período y que la valuación de la Base de Activos Regulatoria de cada año se realice a partir del valor neto del año anterior, considerando los incrementos originados en las inversiones y las reducciones por depreciación.

$$BARN_t = BARN_{t-1} + Inv_t - D_t$$

Esta demostración se puede observar en la siguiente sección.

### 3.3.3 El cálculo de $P_0$ y el Costo de Capital o Tasa de Actualización (TA)

En las revisiones tarifarias integrales, el cálculo del nivel tarifario medio y cómo se recaudan los ingresos regulatorios a través de la estructura tarifaria son de gran significancia. A esto se debe agregar la metodología de actualización del vector de tarifas para que las mismas resulten constantes en términos reales, es decir, mantengan el poder adquisitivo ante cambios en la dinámica de precios durante el Ciclo Tarifario. La construcción de modelos tarifarios es el medio para el cálculo prospectivo de los flujos de fondos según la metodología adoptada en el Reglamento. El vector de tarifas, aplicado a las diferentes categorías de usuarios y sus demandas, debe arrojar un flujo de fondos libre a la firma, que descontado, iguale al valor actual de los requerimientos de ingresos. Si la tasa de costo de capital fue utilizada correctamente en el modelo tarifario, se debe comprobar que la Tasa Interna de Retorno de los flujos disponibles a los proveedores de financiamiento (Flujo de Fondos Libre a la Firma) sea equivalente a la Tasa de Actualización.

En el siguiente ejemplo, se comprueba la equivalencia entre el enfoque de requerimientos de ingreso por subperíodo y el cálculo a través de fondos para el cálculo del  $P_0$ . Asimismo, se comprueba la consistencia de la Tasa de Actualización, al nivel de flujo de fondos libres a la firma (calculado con  $P_0$ ) a través de la equivalencia con la tasa interna de retorno después de impuestos.

#### Parámetros

Tasa de Impuesto a las ganancias (T)	%	25.0%
Tasa de Actualización (TA) real antes de impuestos	%	9.33%
TA real después de impuestos (ddi)	%	7.00%
Vida útil BARN (base tarifaria e inversiones)	años	10
Ciclo Tarifario	años	5

Requerimiento de Ingresos por Periodo		0	1	2	3	4	5
<b>Concepto</b>	<b>Unid</b>						
Inversiones Anuales (InvI)			10	10	10	10	10
BARNo Neto de Amortizaciones	\$	100	90	80	70	60	50
Costo de oportunidad del capital inicial (TA ddi x BARNt-1)	\$		7	6	6	5	4
Costo de mantenimiento o Recupero del capital (Dt)	\$		10	10	10	10	10
<b>Total Costo de Capital BARNo</b>	<b>\$</b>	<b>17</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>15</b>	<b>14</b>	<b>14</b>
Inversiones Netas Acumuladas	\$		10	19	27.0	34.0	40.0
Costo de oportunidad del capital adicional (TA ddi x It)	\$			1	1	2	2
Costo de mantenimiento o Recupero del capital (Dt inversiones)	\$			1.00	2.00	3.00	4.00
Costo de Capital Inversiones (adiciones a la BARN)	\$			1.70	3.33	4.89	6.38
Costo de Capital total (Dt + TA * BARNt-1)	\$		17	18	19	20	21
Impuesto a las Ganancias [T/(1-T) x TA * BARN t-1]	\$		2	2	2	2	2
Opex (COT + OCOPT)	\$		8	8	8	8	8
<b>Requerimiento de Ingresos por Periodo</b>	<b>\$</b>		<b>27</b>	<b>28</b>	<b>29</b>	<b>30</b>	<b>31</b>
<b>Energía (EDt)</b>	<b>MWh</b>		<b>2.73</b>	<b>2.93</b>	<b>3.02</b>	<b>3.17</b>	<b>3.44</b>

Valor Actual de del requerimiento de ingresos (Req. Ing ; TAddi) - (A)	\$	119
Valor Actual de la demanda (EDt; TAddi) - (B)	MWh	12
Po (A/B)	\$/MWh	9.56

Flujo de Caja (Fórmula del Reglamento) (VA ; TAddi)		0	1	2	3	4	5
BARNo	\$	100					
BARN5	\$	64					
Inversiones (InvI)	\$	41	10	10	10	10	10
T x Dt	\$	-12	-3	-3	-3	-3	-4
(1-T) x (COT + OCOPT)	\$	25	6	6	6	6	6
(1-T) x EDt	MWh	9	2	2	2	2	3

Po	\$/MWh	9.56
Diferencia		0.00

Comprobación Flujo de Fondos		0	1	2	3	4	5
<b>Po</b>	<b>Unid</b>		<b>9.56</b>	<b>9.56</b>	<b>9.56</b>	<b>9.56</b>	<b>9.56</b>
<b>Energía (EDt)</b>	<b>MWh</b>		<b>2.73</b>	<b>2.93</b>	<b>3.02</b>	<b>3.17</b>	<b>3.44</b>
Ingresos Totales	\$		26	28	29	30	33
Opex (COT + OCOPT)	\$		-8	-8	-8	-8	-8
Depreciación (Dt)	\$		-10	-11	-12	-13	-14
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>\$</b>		<b>8</b>	<b>9</b>	<b>9</b>	<b>9</b>	<b>11</b>
Impuestos	\$		-2	-2	-2	-2	-3
Resultado después de impuestos	\$		6	7	7	7	8
+ Depreciación	\$		10	11	12	13	14
Inversión	\$	-100	-10	-10	-10	-10	-10
Recupero Valor Residual	\$						90
<b>Flujo de caja Después de Impuestos</b>	<b>\$</b>	<b>-100</b>	<b>6</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>102</b>
<b>TIR después de impuestos</b>	<b>%</b>		<b>7.00%</b>				
<b>VAN</b>	<b>\$</b>		<b>0.000</b>				

Como se expresó anteriormente, la tarifa  $P_0$  es aquella que, aplicada a la demanda esperada durante el Ciclo Tarifario, permite operar de manera sostenible al segmento regulado de distribución y permitiendo a los proveedores de capital (Deuda y Capital Propio) una rentabilidad justa y razonable sobre la inversión realizada en los activos.

Se concluye que el cálculo del  $P_0$  mediante la metodología por flujo de fondos es equivalente a la suma de los valores actuales de los ingresos requeridos por subperiodo y, que cuando se consideran los impuestos en forma explícita en el requerimiento de ingresos, la tasa a utilizar es la TA después de impuestos. Hemos supuesto los cálculos en ausencia de inflación con lo cual la tarifa obtenida es en términos reales, de esta manera, la Tasa de Actualización Regulatoria se define como real después de impuestos.

### 3.3.4 Tasa de Actualización y la BAR

Las normas regulatorias disponen que el costo del servicio que debe remunerarse a las concesionarias y/o licenciatarias debe incluir una retribución al capital que les permita obtener una tasa de retorno o rentabilidad "razonable".

La teoría y la experiencia regulatoria internacional, así como el marco regulatorio establecido en Honduras, permiten interpretar la razonabilidad de la tasa de retorno en términos de costo de oportunidad del capital. El costo de oportunidad del capital representa el precio que debe pagarse para atraer capital a la industria, ya que debe equiparar el retorno que podría obtenerse en actividades de riesgo equivalente.

En este sentido, aun cuando la tasa de retorno calculada con este criterio suele ser utilizada para remunerar activos regulatorios existentes, el costo de oportunidad del capital es un concepto **prospectivo** ya que es concebido a partir de la posibilidad de comparar proyectos de inversión alternativos. Asimismo, el enfoque de valuación de la BARN como un “**activo físico**” (VNR y CROD) vs. un “**Activo Financiero/Contable**” (e.g. “costo histórico actualizado”) refuerza el rol del costo de oportunidad para “nuevas” inversiones. En este punto es importante clarificar que el costo del capital, si bien puede calcularse independientemente de la valuación de la base de activos regulatoria, en su concepción “prospectiva” y “de oportunidad” guarda una relación más acorde con el enfoque de valuación de la base de activos según el enfoque de “activo físico”, tal como se describe en el Título 3 del Reglamento.

Así, los riesgos que enfrenta la firma bajo los dos enfoques de valuación de la BARN son distintos: en la medida que el regulador adopte un enfoque financiero que aplique la metodología de valuación a costo histórico sin optimizar el tamaño de la red (sin excluir activos “innecesarios”), la firma no deberá afrontar el riesgo de variación en el precio de los bienes de capital (por ejemplo, debido al cambio tecnológico) ni el riesgo de demanda que torne innecesarios algunas de sus inversiones. Estos riesgos, sí deberían ser afrontados por una firma que opere en un contexto regulatorio en el que se haya adoptado un criterio de valuación en función del Costo de Reposición Optimizado y Depreciado. Sin embargo, según lo descrito en el Capítulo 7, el enfoque adoptado para la BARN en los ciclos tarifarios subsecuentes tiene elementos que reducen el riesgo de pérdida de valor al definir la “**Base Blindada**”. En consecuencia, no se verifica un enfoque de activo físico puro ya que el riesgo implícito en la valuación de la BARN se revelará al momento de la valuación inicial. Esta forma de acotar el riesgo es acorde a algunos casos como en el sector de gas en Australia, en el que se ha combinado la valuación según el costo de reposición de los activos en el momento de incorporarlos a la base de capital y luego aplicar un enfoque financiero para su actualización en revisiones tarifarias futuras. En otros casos, como en el marco regulatorio de gas vigente en Perú, se pone un límite a las revaluaciones posteriores.

## 4 Metodología de Cálculo de la Tasa de Actualización

La práctica generalizada entre los entes reguladores en la mayoría de los países para la determinación del costo de capital de los sectores de transmisión y distribución de energía eléctrica es seguir la metodología del Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC). En América Latina, se aplica dicha metodología en forma efectivo y/o potencial en los siguientes países:

- Con aplicación efectiva: en Brasil, Colombia, Argentina (hasta 2001); la tasa - tanto en los segmentos de distribución como de transmisión - se determina en cada proceso tarifario.
- Con aplicación potencial:
  - En Guatemala – tanto en distribución como en transmisión –, la tasa se calcula con un método CAPM / WACC y se compara con una banda de valores de referencia (establecidos en la Ley). Si la tasa calculada se encuentra dentro de la banda, se utiliza la misma; en caso contrario se utiliza el límite inferior o superior de la banda, según corresponda (el límite inferior si la tasa calculada es menor al mismo; y el límite superior si la tasa calculada es mayor al mismo).
  - En Panamá, tanto en los segmentos de distribución como de transmisión, la tasa se calcula con la metodología CAPM / WACC y se compara con un valor surgido de un método por comparación establecido en la Ley (la tasa definida por el regulador no podrá diferir en más de 2 puntos porcentuales de la tasa resultante de sumarle 800 puntos básicos al rendimiento de los bonos del Tesoro de Estados Unidos a 30 años en el caso de la actividad de distribución; y 700 puntos básicos en el caso de la actividad de transmisión).
  - En Chile, con el reciente cambio a la Ley General de Servicios Eléctricos, se pasó de una tasa fijada en la Ley anterior en 10% antes de impuestos, a una tasa de mercado calculada por la autoridad con un piso de 6% y un techo de 8% después de impuestos, previendo utilizar como metodología de cálculo el método CAPM / WACC.

La metodología WACC pondera el costo financiero promedio de mercado de cada fuente de financiamiento por la participación que tiene la misma en el total del activo. En términos generales, el financiamiento proviene tanto de capital propio de los accionistas como de la deuda. En esta formulación se ha considerado la estructura de financiamiento promedio de mercado de las empresas de transmisión y distribución y la definición de cómo se generan los costos en que la empresa debe incurrir por cada uno de dichos conceptos.

#### 4.1 Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC)

De acuerdo con lo expuesto, el WACC se define como:

$WACC = r_e * w_e + w_D * R_D * (1-t)$ , donde :

WACC = Costo Promedio Ponderado del Capital, representa el costo de financiamiento de los activos de la empresa (en términos nominales antes de impuestos)

$w_e$  = ponderación del capital propio o "equity" en la estructura de capital de la empresa, definiendo como tal;  $E / (E + D)$ , donde

E = Capital Propio o "equity"

D = Deuda

E + D = Valor de los Activos.

$r_e$  = Costo del Capital Propio o equity en términos nominales, después de impuestos

$w_D$  = Ponderación de la deuda en la estructura de capital, siendo  $w_D$ ;  $D/(E + D)$

$R_D$  = Costo de la deuda, es una tasa nominal

$t_G$  = Tasa "marginal" de Impuesto a las Ganancias, pagado por la empresa

El costo de oportunidad del capital representa el rendimiento que los accionistas y los acreedores exigen a la empresa para aportar el capital necesario para la operación de la empresa. El costo del capital tiene entonces dos componentes: uno el del capital propio o de los accionistas y otro el de la deuda.

#### 4.2 Costo Promedio Ponderado en Términos Nominales y Reales

Si las tarifas se indexan periódicamente no corresponde incorporar en la TA la expectativa inflacionaria. Debido a que la fórmula de cálculo que se utiliza para el cálculo del WACC es nominal, arroja valores en términos nominales, a los fines de obtener una TA en términos reales debe extraerse la expectativa inflacionaria.

Con lo cual la tasa real puede calcularse partiendo del WACC nominal a través de la siguiente fórmula:

$$WACC_{Real} = \frac{WACC - \pi}{1 + \pi}$$

donde:

$WACC_{Real}$  Costo Promedio Ponderado del Capital, en términos **reales**

$\pi$ : Tasa anual de inflación en los EE.UU.

WACC Costo Promedio Ponderado del Capital, en términos **nominales**

### 4.3 Costo del Capital Propio ( $r_e$ )

En la actualidad la metodología de mayor aplicación para la determinación del ( $r_e$ ) se basa en el modelo denominado Capital Asset Pricing Model (CAPM)<sup>2</sup>.

Este modelo sostiene que el rendimiento que se le exige a un activo con riesgo es equivalente al rendimiento esperado de una inversión en un activo libre de riesgo más un componente que mide el riesgo del activo en cuestión. Para calcular este riesgo se determina el riesgo del portafolio que contiene todos los activos del mercado y se mide el mayor o menor riesgo relativo del activo comparado con el del mercado. En mercados emergentes como Honduras, se adiciona a esta formulación, el riesgo propio del país para el cual se está calculando el costo de capital:

$$r_e = r_f + \beta_e \times (r_m - r_f) + riesgo_{país}$$

donde:

$r_f$ : tasa de retorno libre de riesgo

$\beta_e = \frac{Cov(r_e, r_m)}{\sigma_m^2}$ : Beta; se determina como el cociente entre la covarianza del rendimiento del activo que se trata de medir (el negocio distribución de energía eléctrica en este caso), con relación al de la cartera de mercado y la varianza de la cartera de mercado. Esta variable mide el riesgo relativo del activo cuyo costo de capital se está determinando respecto del conjunto de activos de riesgo que conforman la cartera de mercado<sup>3</sup>.

$r_m$ : tasa de retorno de una cartera de acciones representativa del mercado de activos de riesgo.

$riesgo_{país}$ : cuando se calcula el  $r_e$  para ser aplicado en un país que no tiene un mercado de capitales lo suficientemente desarrollado como para determinar las variables  $r_f$ ,  $\beta_e$  y  $r_m$ , es necesario calcular  $r_e$  a partir de información de un país con un mercado de capitales maduro. En ese caso, es necesario ajustar el  $r_e$  para tener en cuenta la diferencia de riesgo entre ambos países. Esta variante ajustada del CAPM se denomina "Country Spread Model".

#### 4.3.1 Determinación de variables del modelo

#### 4.3.2 Tasa Libre de Riesgo

La tasa libre de riesgo es el punto de partida cuando usamos el modelo CAPM, e incluso sus variantes del modelo. Como vimos anteriormente, es la tasa mínima que se requiere para invertir fondos en activos financieros, por ende, es la tasa mínima de oportunidad que un inversionista en infraestructura de transmisión y distribución requeriría.

Para que una inversión sea "libre de riesgo" tiene que cumplir con la condición es que no exista riesgo de impago o "default" en los flujos de fondos esperados del activo financiero (es decir el retorno actual tiene que ser igual al retorno esperado; alternativamente, el retorno se considera "cierto"). Asimismo, se requiere que no exista riesgo de reinversión, el cual indica que los plazos de los flujos estén "calzados"; esto es, que la duración del bono sea similar al plazo promedio de la inversión en el activo de riesgo.

La experiencia en la práctica regulatoria internacional es la elección de títulos soberanos de diferente duración de emisores que, a lo largo de la historia, no han incurrido en impagos. Asimismo, siendo que el único riesgo sería el riesgo inflacionario, este también estará mitigado por ser emisores que siguen políticas monetarias y fiscales sólidas, no afectando la tasa de rentabilidad real esperada de los instrumentos que emiten. Siguiendo estos lineamientos en conjunto con la práctica regulatoria internacional se opta por un instrumento de deuda emitidos por el gobierno de los Estados Unidos de Norteamérica, específicamente el "10-year Treasury Note (US10Y)".

---

<sup>2</sup> Este modelo fue desarrollado por varios autores, siendo los principales: William F. Sharpe (1964), John Lintner (1965), Jan Mossin (1966) y E. F. Fama (1968).

<sup>3</sup> Una explicación detallada del concepto de beta se puede consultar en "Modern Portfolio Theory and Investment Análisis", Edwin J. Elton y Martin J. Gruber, 3ra edición, capítulo 5.



Una consideración importante, es que la tasa la duración promedio ponderada de los flujos del instrumento libre de riesgo debe ser consistente con la duración de los flujos del negocio para el cual se desea determinar la tasa de retorno. Asimismo, la decisión de inversión del accionista no es únicamente por la duración del Ciclo Tarifario, de hecho, hundir capital en infraestructura significa trabajar con presupuestos de capital y riesgo extendidos en el tiempo.

Algunas entidades regulatorias se han apartado de este principio básico y se han concentrado en los términos de duración de las licencias y concesiones (bonos a largo plazo de hasta 30 años) o simplemente en la duración del Ciclo Tarifario (bonos de corta duración).

Dada la duración de los flujos de fondos de derivada de la actividad regulada de transmisión y distribución no sería correcto tomar un instrumento con vencimiento corto, asimismo, la elección de un instrumento con duración prolongada (e.g. bono a 30 años) resultaría poco prudente ya que si bien un bono de largo plazo tiene un horizonte “acorde” al del negocio que se evalúa, ellos tienen incorporado un riesgo asociado a la expectativa de inflación de largo plazo; pueden incluir una prima por liquidez y su precio puede ser (más fácilmente) influenciado por la dinámica de la oferta y la demanda temporaria dada su menor liquidez.

El US10Y es el bono con mayor liquidez en el mercado, significando que su tasa de retorno refleja la dinámica de oferta y demanda en un mercado con un elevado número de agentes, en consecuencia, su precio tenderá a asumir la mayor cantidad de información disponible en el mercado y elimina sobre tasas por riesgos inflacionarios o incertidumbre que se asocian a horizontes muy extensos. Adicionalmente, es el instrumento recomendado por varios analistas para estimar la tasa de costo de oportunidad del capital (e.g. Aswath Damodaran).

En cuanto a la experiencia regulatoria internacional podemos citar que el US10Y es usado ampliamente, a modo de ejemplo, citamos a la CREG de Colombia, la ANEEL en Brasil, la ASEP de Panamá y ENARGAS en Argentina

Uno de los típicos puntos de discusión a la hora de la elección de la tasa libre de riesgo es si tomar las tasas actuales (o “spot”) versus la consideración de algún tipo de promedio histórico del rendimiento de los títulos libres de riesgo. Como principio general “prospectivo”, habría que adoptar la tasa spot del correspondiente bono al momento de realizar la inversión o fijar la tarifa. Un argumento válido y en contra de esta posición es que el “punto en el tiempo” en el que se toma la tasa puede estar representado por períodos del ciclo económico que representan situaciones “especiales”; a modo de ejemplo, podemos encontrarnos en un período de crisis financiera global o bien en un escenario como el actual en el que la pandemia del COVID 19 y la recesión mundial haya conllevado a los bancos centrales a incentivar la caída en las tasas de interés. En el siguiente gráfico se presenta el valor registrado por dicha tasa en los últimos 54 años.

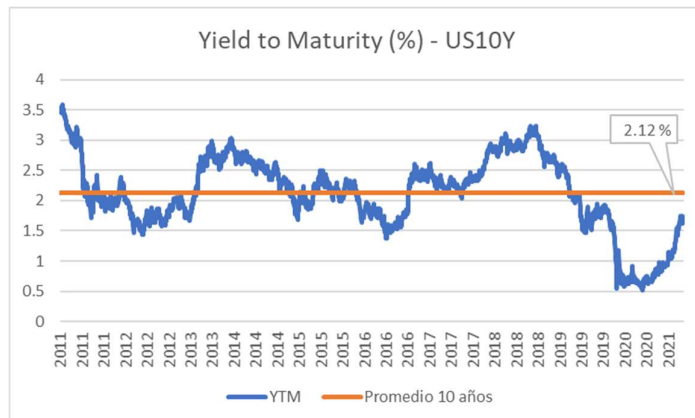
Gráfico 1: 10 Year Treasury Rate - 54 Year Historical Chart



Fuente: Macrotrends

A los fines de eliminar efectos puntuales, algunos autores sugieren tomar series de datos históricas más o menos prolongadas en el tiempo. Por ese motivo, para determinar la tasa libre de riesgo se tomó el promedio aritmético de rendimientos del bono a 10 años durante el período entre marzo de 2011 y marzo de 2021, igual a 2.12%.

Gráfico 2: US10Y YTM Treasury Rate



Fuente: Macrotrends

### 4.3.3 El Beta

Los inversores aversos al riesgo que mantienen un portafolio de activos buscan maximizar sus rendimientos y minimizar el riesgo al que están expuestos. Cuando los inversores invierten en acciones de una empresa enfrentan dos tipos de riesgos. El riesgo específico a la empresa, a diferencia del riesgo del mercado, puede ser eliminado con la diversificación del portafolio porque los cambios en el precio de una empresa, o activo, pueden ser compensados por movimientos opuestos en otros. Sin embargo, todos los activos mantienen algún grado de riesgo que no puede ser reducido por la diversificación. Este tipo de riesgo responde a factores económicos generales que afectan simultáneamente a todos los activos y/o empresas, aunque en magnitudes distintas. Por ejemplo, la mayoría de las empresas tienden a estar afectadas cuando la economía entra en una recesión, aunque sus efectos sobre los beneficios varían entre firmas e industrias. Como este riesgo sistemático no puede ser reducido por la diversificación, los inversores demandan un mayor rendimiento cuando el riesgo de mercado es mayor, lo cual aumenta el costo del capital.

La medida más común de riesgo sistemático o no diversificable asociada con una inversión en activos es el Beta del rendimiento de esos activos, un parámetro que mide como varían esos rendimientos con respecto a los del mercado. El Beta mide el riesgo relativo que el mercado asigna a las actividades en análisis (transmisión y distribución de electricidad en este caso), según se refleja en la variación del precio de las acciones de estas actividades con relación al comportamiento del mercado en su conjunto. Es decir, se requiere la existencia de un mercado y de la transacción de acciones de la industria en estudio. El resultado obtenido corresponde al Beta del equity, es decir de la parte del financiamiento efectuada con capital propio. Dicho Beta refleja tanto el riesgo relativo de la industria en cuestión con respecto al del mercado, como así también el riesgo que asumen las empresas por la estructura de financiamiento que ellas tienen.

Las transacciones de acciones en dichos mercados proveen entonces los datos para el cálculo de los Betas históricos en los cuales se basa la estimación de betas de equity esperados. En el presente caso, ante la carencia de un mercado de valores desarrollado en Honduras, se recurrirá a los datos del mercado de los EE.UU.

### 4.3.4 Beta y endeudamiento

Los Betas del equity de las empresas americanas, capturan el riesgo que esas empresas asumen por el nivel de endeudamiento que tienen. Por lo tanto, no es posible asumir que la estructura de endeudamiento de las empresas americanas es factible de extrapolarse a las empresas de transmisión y distribución de Honduras. Entonces, es necesario determinar el Beta del equity de las empresas de transmisión y distribución según la estructura de financiamiento que sea definida para ellas. Esto se logra con un cálculo en tres etapas<sup>4</sup>:

- a) Obtención del Beta del equity de las empresas americanas;
- b) Cálculo del Beta del activo de las empresas americanas (“desapalancamiento” de los betas de equity);
- c) Cálculo del Beta del equity de las empresas de transmisión y distribución de Honduras, en base a los Beta del activo de las empresas estadounidenses y la estructura de capital objetivo u óptima para las actividades de transmisión y distribución. (“re-apalancamiento” a la estructura de capital óptima definida);

Las siguientes expresiones matemáticas describen el proceso a seguir:

---

<sup>4</sup> Este procedimiento fue derivado por Hamada R.S., “*Portfolio Analysis, Market Equilibrium and Finance Corporation*”, Journal of Finance, Marzo 1969 y en “*The Effect of the Firm’s Capital Structure on Systematic Risk of Common Stocks*”, Journal of Finance, Mayo 1972.

$$\beta_A^{USA} = \beta_e^{USA} / \left[ 1 + \frac{D}{E} (1 - T_G^{USA}) \right]$$

donde:

$\beta_A^{USA}$ : corresponde al beta del activo en EE.UU.

$\beta_e^{USA}$ : corresponde al beta del equity en EE.UU.

$T_G^{USA}$ : tasa efectiva del impuesto a las ganancias en EE.UU.

D: Pasivo total de las empresas americanas

E: capitalización de mercado de las empresas americanas

El Beta del activo de las empresas americanas obtenido mediante este procedimiento es limpio del efecto del endeudamiento de cada una de ellas. Una vez calculado el Beta para cada empresa, se obtiene el valor promedio de la industria ponderándolo por la capitalización de mercado. Para el cálculo del Beta del equity en la empresa de destino se procede con la siguiente ecuación:

$$\beta_e^H = \beta_A^{USA} * \left[ 1 + \left( \frac{D^*}{E^*} \right) (1 - T_G^H) \right] \quad \text{donde, en adición a los conceptos anteriores se definen:}$$

$\beta_e^H$ : Beta del equity a aplicar en Honduras

$T_G^H$ : Tasa "marginal" del impuesto sobre la Renta en Honduras

$D^*/E^*$ : Es la relación de endeudamiento determinada como óptima

#### 4.3.5 Ajuste por diferentes sistemas de regulación

Las empresas reguladas bajo los sistemas por Precio Tope asumen más riesgo que las reguladas por el sistema Costo del Servicio (técnica aplicada en EE.UU). Como el procedimiento sugerido para la determinación del Beta se realiza a partir de empresas norteamericanas, y se aplica en Honduras, donde predomina el sistema Precio Tope con períodos tarifarios de 3 años para la Transmisión y 5 años para la Distribución, es necesario practicar un ajuste al Beta para tener en cuenta este aspecto.

El sistema de regulación de precios tope (o price cap) establece precios por un periodo largo de tiempo (generalmente cinco años) en niveles que permitan a las compañías obtener una tasa de rendimiento razonable, pero con la oportunidad de obtener mayores beneficios si la eficiencia en la operación es mejorada, o con la amenaza de obtener pérdidas si no lo hace. El establecimiento de precios razonables por un periodo prolongado de tiempo requiere proyecciones precisas de costos para que los mayores beneficios se originen en los esfuerzos de las empresas por reducir los costos razonables que se proyectaron. Este atractivo del sistema de precios tope expone a las empresas a un mayor riesgo porque la falta de un ajuste automático en los precios implica que la compañía se enfrente a cambios exógenos o endógenos en los costos o en la demanda. Estos riesgos se reflejan así en el costo del capital porque los inversores desearan un mayor rendimiento por el riesgo adicional que soportan.

En el extremo opuesto, un sistema de regulación de Tasa de Retorno garantiza a las empresas un rendimiento sobre el capital invertido y sus precios se ajustan de manera que ese rendimiento sea obtenido. Esto implica que las compañías enfrentan riesgos muy bajos, pues cambios imprevistos en los costos o en la demanda son trasladados rápidamente a los usuarios en forma oportuna. Esta disminución en el riesgo implica que la tasa del costo del capital sea baja, aunque la compañía aún enfrenta el riesgo de que el regulador efectivamente autorice los cambios en los precios originados en mayores costos o menor demanda de energía.

En síntesis, los regímenes regulatorios afectan el costo de capital en varias formas, pero probablemente la más importante sea la forma en que los incentivos provistos en la determinación de precios afectan los beneficios de las compañías. En un extremo están los sistemas de precios tope, que imponen altos incentivos, mientras que en el otro se encuentra el de tasa de rendimiento, que impone bajos incentivos. Así, suponiendo que todo lo demás permanece constante, una compañía regulada por el sistema de precios tope debería esperar una tasa de rendimiento mayor a la de una compañía regulada por el sistema de tasa de rendimiento, donde el riesgo es menor.

A los fines de determinar el ajuste del Beta por riesgo regulatorio, se utilizaron las mediciones realizadas a nivel académico como las metodologías aplicadas por otras Agencias de Regulación a nivel Latinoamericano y Mundial, específicamente Gran Bretaña. Se destaca que considerando que el mecanismo regulatorio aplicado en Honduras para la transmisión presenta un nivel de riesgo inferior al de distribución, principalmente por tener un período tarifario más corto (3 años la transmisión vs. 5 años la distribución), la prima por riesgo regulatorio de la actividad de transmisión será inferior a la de la actividad de distribución.

El sistema de regulación predominante en los Estados Unidos es el de “Costo del Servicio” o “Regulación por tasa de Retorno”, caracterizado por generar bajos incentivos a la reducción de costos o presentar menores riesgos ante fluctuaciones de costos no controlables, así también como variaciones en la demanda efectiva. Así, se puede esperar, que los beta de los activos de estas compañías sean menores que los betas de las compañías que están sujetas a esquemas de regulación por incentivos, principio regulatorio predominante en Europa y principalmente en Gran Bretaña.

El Reglamento de Tarifas aprobado en Honduras tiene claros elementos que lo caracterizan como una aproximación a un sistema de regulación por incentivos (e.g. revisiones tarifarias cada 5 y tres años, para distribución y transmisión respectivamente; precios máximos de distribución y transmisión; base de activos regulada compatible con valoraciones de mercado al momento de las revisiones, factores de eficiencia, entre otros). Consecuentemente, el coeficiente beta de los activos, obtenido del mercado de Estados Unidos, debe ser corregido por el riesgo regulatorio adicional que se observa en Honduras bajo un sistema de regulación por incentivos.

La aproximación tomada para medir este riesgo es la misma que ha sido utilizada observando la regulación comparada y la literatura que ha abarcado el riesgo regulatorio. Con relación a los trabajos académicos se puede citar el trabajo realizado por Alexander, Mayer y Weeds en “Regulatory Structure And Risk: An International Comparison”, 1996. En este estudio, los autores obtienen coeficientes beta de activos correspondientes a diferentes sectores, países y esquemas de incentivos. El siguiente cuadro muestra los resultados obtenidos por ellos, mientras que en el otro se destacan las características de los sistemas regulatorios.

Tabla 1: Beta de Activos Promedio por sector y país

	Electricity	Gas	Energy	Water	Telecoms
UK	0.60	0.84	-	0.67	0.87
United States	0.30	0.20	0.25	0.29 <sup>†</sup>	0.72 (AT&T)
					0.52 (others)
Canada	-	-	0.25	-	0.31
Japan	0.43	-	-	-	0.62
Argentina	0.81 *	-	-	-	0.86 *
Chile	0.95 *	-	-	-	1.20 *
Germany	-	-	0.66	-	-
Spain	0.43	0.81	-	0.57	-
Sweden	-	0.34	-	-	0.50
Australia	-	0.38	-	-	-
New Zealand	-	-	-	-	0.97
Other European	0.41	0.49	0.46	0.42	0.70

Key: <sup>†</sup> Monthly beta, \* Equity (not asset) beta.

Fuente: Alexander, Mayer y Weeds - 1996

Tabla 2: Sistemas Regulatorios por País

	Electricity	Gas	Energy	Water	Telecoms
UK	RPI - X / revenue cap	RPI - X	-	RPI - X	RPI - X
United States	RoR	RoR	RoR	RoR	AT&T: RPI - X Others: RoR
Canada	-	-	RoR	-	RoR
Japan	RoR	-	-	-	RoR
Argentina	RPI - X	RPI - X	-	-	RPI - X
Chile	RPI - X / hybrid	-	-	-	-
Germany	-	-	Discretionary	-	-
Spain	Tariffs based on standard costs	Discretionary	-	-	-
Sweden	Discretionary	Discretionary	-	-	RPI - X
Australia	-	-	-	-	-
New Zealand	-	-	-	-	Anti-competitive rules, no price control
Other European	Discretionary	Discretionary	-	Discretionary	-

Key: RoR = rate-of-return regulation.

Fuente: Fuente: Alexander, Mayer y Weeds - 1996

Estos resultados fueron ampliamente utilizados por los reguladores en Latinoamérica ya que muestra evidencia robusta de que los betas correspondientes a regímenes de precio tope conllevan un riesgo mayor que aquellos sectores regulados por sistemas de “costo plus” o “tasa de retorno”, siendo la diferencia entre ellos una medida del riesgo regulatorio intrínseco. El Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) y de la electricidad (ENRE) en Argentina utilizaron estos “premios por riesgo” sumándolos a los beta de los activos obtenido de muestras de empresas del sector en los EE.UU.

La Comisión Reguladora de Energía de Colombia (CREG), que regula la distribución de gas en ese país con un esquema similar al originalmente previsto para Argentina, computa el beta del activo y considera una prima por riesgo regulatorio en la distribución de gas natural por redes de 0,335. El valor de ese parámetro es calculado en base a un modelo que predice cuan sensible es el flujo de fondos de la empresa frente a una serie de eventos exógenos – cambios en los precios de insumos o desastres naturales, por ejemplo – no contemplados en el cálculo tarifario (y no capturados por completo en el CPI). Con una lógica similar, el regulador de la industria en Nueva Zelanda incorpora una prima por riesgo regulatorio de 0,20. La lógica de capturar las variaciones en los flujos de fondos vs. variaciones ante eventos generalizados y no controlados es un concepto similar al medido por el parámetro beta.

Siguiendo la lógica del estudio citado, la ASEP de Panamá calcula el beta de los activos en base a información de empresas de “utilities” de EEUU y los compara con los beta obtenido por la OFGEM en Gran Bretaña.

La metodología propuesta en este estudio consiste en comparar el beta de los activos obtenido para un conjunto de empresas reguladas de EEUU y compararlas con los beta de los activos estimados en las revisiones tarifarias de Gran Bretaña. Para este fin, se tomó como punto de partida los estudios recientes de Frontier Economics<sup>5</sup> realizados en el ámbito de la revisión tarifaria de la OFGEM que tendrá vigencia a partir de abril de 2021.

Tabla 3: Beta de Activos GB vs. USA – Regulated Utilities

GB Regulated	US Regulated	European Regulated	Water Utilities	Unregulated
NG 0.40	Center-Point Energy 0.40	Enagas 0.37	Iren 0.31	A2A 0.42
Pennon Group 0.40	Consolidated Edison 0.19	Endesa 0.47	Pennon Group 0.40	Centrica 0.67
Severn Trent 0.37	Dominion 0.25	Enel 0.47	Severn Trent 0.37	EDP 0.42
SSE 0.55	DGBE Energy 0.20	Hera 0.30	United Utilities 0.36	EVN 0.22
United Utilities 0.36	Ever-source Energy 0.25	REN 0.27		E.ON 0.70
	NextEra 0.28	Snam 0.31		Gas Natural 0.46
	Public Service 0.33	Trans-electrica 0.73		GDF Suez 0.64
	TC Pipeline 0.55			Iren 0.31
				RWE 0.58
				UIGI Corp. 0.41
Avg. 0.42	0.31	0.42	0.36	0.48

Fuente: Frontier Economics en base a Bloomberg - 2020

<sup>5</sup> Beta Decomposition. Frontier Economics. January 2020.

Como puede observarse, la evidencia actual para betas entre esquemas de altos incentivos y bajos incentivos refuerza los descubrimientos de Alexander, Meyer y Weeds. Como se verá en la sección 4.3.7 el beta del activo estimado para este estudio, utilizando empresas de EEUU, es de 0.28, por lo que la prima por riesgo regulatorio será la diferencia entre el beta de activo promedio para Gran Bretaña (GB) y la estimada para EE.UU. Así, basados en la metodología de la OFGEM de Gran Bretaña se obtendría un beta de activos promedio de 0.42, mayor al 0.31 observado en la muestra de Frontier Economics y al 0.28 estimado en este reporte.

Sin embargo, el valor promedio de 0.42 propuesto por Frontier Economics para Gran Bretaña y basado en la metodología de la OFGEM contiene 3 empresas de servicios públicos de agua y dos utilities eléctricas (NG-National Grid y SSE) que operan también en EEUU y poseen una porción de ingresos no regulados. Los autores descomponen la información de esas empresas y comparan finalmente empresas eléctricas reguladas en Gran Bretaña con empresas energéticas de EEUU.

Tabla 4: Beta de activos de EEUU – Energy Regulated Utilities

Time Period	5-year	10-year
CenterPoint Energy	0.40	0.41
Consolidated Edison	0.19	0.26
DGBE Energy	0.20	0.26
Eversource Energy	0.25	0.35
NextEra	0.28	0.34
TC Pipeline	0.55	0.42
<b>Average</b>	<b>0.31</b>	<b>0.34</b>

Fuente: Frontier Economics en base a Bloomberg - 2020

Tabla 5: Beta de activos de GB – Energy Regulated Utilities

	5-year	10-year
Ofgem's method - simple average of five GB betas	0.42	0.35
Average of only the pure-play energy network betas derived from our NG and SSE direct decomposition	0.47	0.37
Average of the three water companies	0.38	0.33

Fuente: Frontier Economics en base a Bloomberg - 2020

Entonces, para estimar puramente la prima por riesgo regulatorio en el sector energético y regulado, la comparación correcta es 0.47 vs. 0.24 (sección 4.3.7), lo que arroja una prima por diferencia entre sistemas de regulación de 0.23. Así podemos determinar que el beta del activo para el sector eléctrico en Honduras es de  $0.24+0.23=0.47$ .

Asimismo, consideramos oportuno, determinar un beta para la transmisión en Honduras, reflejando el menor riesgo regulatorio que este segmento posee basándonos puramente en la menor duración del ciclo tarifario (3 años vs. 5 años). Así, podemos determinar la prima de riesgo para la transmisión en función de una extrapolación de la duración de los ciclos tarifarios. De esta manera el beta del activo para el sector de transmisión eléctrica es determinado como  $0.24+0.14=0.38$

Los beta del equity para resultantes serán determinados por las estructuras óptimas de capital, la tasa marginal de impuesto a las ganancias y utilizando las fórmulas de transformación presentadas en la sección 4.3.4.

#### 4.3.6 Estructura de Capital

Existen básicamente dos enfoques para definir la estructura de capital a utilizar en el cálculo del WACC:

- Estructura de capital de la empresa regulada promedio proyectada durante el siguiente período tarifario.

- Estructura de capital promedio de la industria observada en las empresas de transmisión y distribución de electricidad, las cuales podrían tomarse como un proxy de la estructura de capital óptima u objetivo. Este enfoque es el que ha prevalecido en la práctica regulatoria reciente.

La teoría financiera que se deriva del modelo Modigliani-Miller, establece que la estructura de capital óptima de una empresa es aquella que maximiza el valor de empresa, considerando un equilibrio entre el ahorro impositivo por los intereses pagados y los costos de insolvencia financiera. De esta forma el nivel de endeudamiento óptimo depende la volatilidad de ingresos, el grado de apalancamiento operativo y el nivel de incertidumbre regulatoria. En la práctica es necesario apoyarse en evidencias de trabajos empíricos que señalan los determinantes del proceso optimizador. En líneas generales, esas observaciones sugieren que:

- Firmas que enfrentan mayores riesgos tienen un menor endeudamiento
- Empresas con mayores escudos fiscales generalmente tienen un nivel de endeudamiento mayor
- Empresas con flujos de fondos más predecibles pueden generalmente sostener un mayor nivel de endeudamiento
- El nivel de endeudamiento adecuado para una firma debería estar por debajo de su nivel máximo de endeudamiento, pues así mantiene una capacidad de reserva de endeudamiento adicional
- La estructura de capital está condicionada por la facilidad de acceso a diferentes fuentes de recursos

Consecuentemente, dado que el objetivo es definir una Tasa de Actualización que sea consistente con una gestión eficiente de las empresas, el cálculo del WACC debería considerar en su cálculo una estructura de capital óptima, la cual conforme la práctica regulatoria internacional se toma del promedio observado en empresas del mismo sector que se encuentran reguladas por mecanismos comparables. Esta última metodología es la que ha sido más aplicada por los diferentes Reguladores a nivel mundial para empresas de transmisión y distribución de energía eléctrica. En el caso de Honduras, se propone considerar muestras de empresas de transmisión y distribución de América Latina y Europa con mecanismos de regulación por incentivos y los valores adoptados por las Agencias de Regulación de dichos países.

En el año 2018 la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) de España publicó, en base a información de reguladores europeos, los ratios de apalancamiento utilizados para el cálculo de las tasas de retribución financiera de las actividades reguladas del sector energético. Dichos datos se obtuvieron del Council of European Energy Regulators en base a información de 2017.

Tabla 6: Ratio de apalancamiento óptimo estimado por reguladores europeos

	Transporte electricidad	Distribución electricidad	Transporte gas	Distribución gas
Alemania	60%	60%	60%	60%
Austria	60%	60%	60%	60%
Bélgica	67%	60% - 52.5% - 40%*	67%	60% - 52.5% - 40%*
Dinamarca	N.A.	N.A.	N.A.	70%
España	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Finlandia	50%	40%	40%	40%
Francia	60%	N.A.	50%	50%
Gran Bretaña	55% - 60%	65%	62,5%	65%
Holanda	50%	50%	50%	50%
Irlanda	55%	55%	55%	55%
Italia	44,40%	44,40%	44,40%	37,50%
Noruega	60%	60%	N.A.	N.A.
Portugal	55%	55%	50%	50%
Suecia	50%	50%	47%	47%

\* Región flamenca: 55%. Región valona: 52.5%. Región Bruselas: 40%.

Fuente: Council of European Energy Regulators - 2017



Como puede observarse, la frecuencia de ratios de apalancamiento se encuentra mayormente concentrada en el rango del 50% al 60%. A priori, se puede concluir que la estabilidad económica y existencia de mercados de capitales desarrollados en Europa permiten a las firmas alcanzar estructuras de capital que favorecen el uso de financiamiento por deuda dada la previsibilidad de los flujos de fondos y el coste de esta con relación al coste del capital propio. En definitiva, los reguladores asumen que las firmas que están sub apalancadas pueden aumentar el valor de la firma asumiendo más deuda. Cabe destacar que cuando la regulación es independiente y los mercados previsibles, estos niveles de apalancamiento son más comunes y cercanos a los que se observan en el ámbito de las finanzas estructuradas, en dónde se busca que los flujos sean estables, previsibles y las empresas (o proyectos) sustentables económica y financieramente para poder hacer frente a niveles de apalancamiento más elevados.

De la observación de los ratios adoptados por los reguladores latinoamericanos se puede concluir que la aproximación es un benchmarking financiero, al igual que lo realizado en Europa. Este sesgo hacia la observación empírica recae indirectamente en que el nivel de apalancamiento observado es el mejor que se puede obtener por los directivos financieros, quienes, tratando de maximizar el valor de la firma para los accionistas toman deuda en las proporciones observadas. La alternativa, sugiere explorar caso por caso, cuál podría ser la estructura óptima para cada empresa sobre la base de definir valoraciones de la firma asumiendo diferentes tasas de descuento. Esto último es un enfoque con muchas limitaciones, es recursivo en el cálculo y complejo en términos de costes y beneficios regulatorios.

El próximo cuadro resume las decisiones tomadas por diferentes reguladores en revisiones tarifarias recientes.

Tabla 7: Ratios de apalancamiento óptimo utilizados por reguladores en Latam

País	Ente y Sector	Deuda / Equity (x)	Deuda/Activo
Panamá	ASEP (Electricidad – Transmisión y Distribución)	1x	50%
Guatemala	CREE (Electricidad – Distribución)	1.38x	58%
Brasil	ANEEL (Electricidad)	1.30x (Dist.)	56% (Dist.)
		1.52 (Trans.)	60% (Trans.)
Colombia	CREG (Gas – Distribución)	0.66x	40%
<b>Mediana</b>		<b>1.3x</b>	<b>57%</b>
<b>Promedio</b>		<b>1.17x</b>	<b>54%</b>

Fuente: Elaboración propia

En función de las decisiones tomadas en las revisiones tarifarias mencionadas en el cuadro anterior, se propone una relación deuda a capital propio (D/E) de 1.17x o (Deuda/Capital Total) de 54%.

#### 4.3.7 Cálculo del parámetro Beta:

En primer término, se tomó una muestra representativa de Betas para empresas del sector Transmisión y Distribución, en un mercado de capitales maduro y líquido como el de Estados Unidos. Para ello se recurrió a las estimaciones realizadas por Aswath Damodaran a enero de 2021.

Tabla 8: Beta de activos de EEUU - Regulated Utilities

Industry Name	Number of firm	2016	2017	2018	2019	2020	Average (2016-20)
Utility (General)	16	0.36	0.25	0.20	0.17	0.19	0.24

Fuente: Damodaran, A. - 2021

Como se observa, utiliza una muestra de 16 empresas reguladas y obtiene un beta del activo promedio a cinco años de 0.24.

Sobre la base de lo desarrollado anteriormente procedemos a estimar los parámetros beta para el segmento de distribución y transmisión en Honduras.

Tabla 9: Cálculo de los coeficientes Beta del equity para distribución y transmisión

Concepto	Distribución	Transmisión
Beta Activo	0.24	0.24
Prima por Riesgo Regulatorio	0.23	0.14
Beta Activo-Modificada	0.47	0.38
Relación Deuda/Equity	1.17x	1.17x
Tasa marginal Impuesto a la Renta en Honduras	25%	25%
Beta Equity (apalancado)	<b>0.88</b>	<b>0.71</b>

Fuente: Elaboración propia

#### 4.3.8 Prima de riesgo de mercado

El modelo CAPM supone que los inversores diversifican eficientemente su cartera, y que cuando invierten en acciones lo hacen considerando el retorno esperado y el desvío estándar resultante, asignando su riqueza en activos de riesgo en un portafolio diversificado, el portafolio de mercado. Al calcular el rendimiento que los inversores esperan de esta inversión en una cartera diversificada es necesario estimar el premio (i.e. rendimiento por encima de la tasa libre de riesgo) requerido para compensar por el mayor riesgo que asumen por invertir en títulos con riesgo. Este concepto se suele denominar “Precio del Riesgo” debido a que representa el premio – por encima del retorno de un activo libre de riesgo – que los inversores han aceptado por mantener su portafolio diversificado de títulos con riesgo. El precio del riesgo (Equity Risk Premium o Market Risk Premium) es uno de los conceptos más controvertidos a la hora de estimar el costo de oportunidad del capital y también uno de los que más confusión genera. Gran parte de la confusión se debe a que el término “Prima de Riesgo del Mercado” (PRM) designa cuatro conceptos y realidades muy diferentes entre sí (Fernández, Pablo. 2017).

1. **PRM Histórica (PRMH):** diferencia entre la rentabilidad histórica de la bolsa (de un índice bursátil) y un activo libre de riesgo.
2. **PRM Esperada (PRME):** valor esperado de la rentabilidad futura de la bolsa por encima de la de activos del activo libre de riesgo.
3. **PRM Exigida (PRMX):** rentabilidad incremental que un inversor exige al mercado bursátil (a una cartera diversificada) por encima de la renta fija sin riesgo (required equity premium). Es la que se debe utilizar para calcular la rentabilidad exigida a las acciones.
4. **PRM Implícita (PRMI):** la prima de riesgo del mercado exigida que surge de suponer que los precios de mercado son correctos. Esta metodología se construye a partir del “Dividend Growth Model”, utilizando un “consenso” sobre los flujos de fondos de dividendos de las acciones pertenecientes a un índice bursátil (e.g. S&P500) y una tasa de crecimiento para los mismos (g). Dado estos inputs y el precio del índice, se obtiene la TIR que es la tasa de retorno esperada del mercado y luego se la compara con la tasa de un activo libre de riesgo. Este método de estimación prospectiva está siendo utilizado por Damodaran, KPMG, entre otros, y constituye una aproximación netamente “forward looking” pero “spot” o “point in time”, pudiendo distorsionar el costo de capital del capital propio frente a condiciones particulares “fuera del promedio”.

Con respecto a la prima que se expone en la teoría CAPM; textualmente, (Fernández, Pablo. 2017) expone: *“Es imposible determinar “la” PRMX “del mercado” porque tal número no existe debido a las heterogéneas expectativas de los inversores. Para un inversor, la PRMX es la respuesta a la pregunta: ¿Qué rentabilidad adicional exige a una inversión diversificada en acciones (un índice bursátil, por ejemplo) por encima de la que ofrece la renta fija? Es un parámetro crucial para toda empresa porque la respuesta a esta pregunta es una referencia clave para determinar la rentabilidad exigida a las acciones de la empresa (Ke) y la rentabilidad exigida a cualquier proyecto de inversión.”* Es este parámetro el relevante en el modelo CAPM ya que representa el “precio del riesgo” que se pondera por beta, que a su vez indica cómo contribuye al riesgo a la cartera diversificada la inclusión de un activo “incremental”.

Asimismo, el autor concluye, *“...no podemos hablar de “la verdadera” prima de riesgo del mercado. Distintos inversores pueden tener distintas PRMXs y distintas PRMEs. Una única PRMI requiere expectativas homogéneas para el crecimiento esperado de los dividendos (g), pero existen muchos pares de valores de (PRMI, g) que justifican los precios de las acciones actuales. Podríamos hablar de “la” PRME = PRMX = PRMI sólo si todos los inversores tuvieran las mismas expectativas”.*

Ante esta realidad, tanto Damodaran como Fernandez coinciden en que se podría estimar el Equity Risk Premium a través de encuestas a especialistas (Académicos, CFOs, Asset Managers, Private Equity Firms, entre otras) o bien inclinarse por la práctica más generalizada que es la de acudir a los datos históricos para comparar la rentabilidad de la inversión en acciones con la rentabilidad de la renta fija sin riesgo. Algunos concluyen que la diferencia entre la rentabilidad histórica de la bolsa (de un índice bursátil) y la rentabilidad histórica de la renta fija es un buen indicador de la prima del mercado. Para sostener esta afirmación se suele argumentar que el mercado “en promedio” acierta.

Este método, a veces denominado método de Ibbotson, supone que la rentabilidad exigida por los inversores en el pasado fue igual a la rentabilidad que recibieron, y que el mercado es la cartera eficiente de todos los inversores. Muchos libros de texto sugieren primas de riesgo utilizando este método. Brealey y Myers sugerían 8.4% en la cuarta edición de su libro en 1993; en la página 155. Ross, Westerfield and Jaffe (1999) utilizan un risk premium de 9,2% porque es, según ellos, la rentabilidad histórica diferencial del mercado sobre la renta fija desde 1926 hasta 1997. Van Horne (1992) recomienda 3-7%, Weston, Chung y Siu (1997) recomiendan un 7,5%. En los ejemplos de sus libros Bodie y Merton (2000) utilizan un 8% para USA. Damodaran (1994, tabla 3.1, pag. 22) calcula la rentabilidad diferencial sobre los T-bonds geométrica para el periodo 1926-1990, que resulta 5,5% y ése es el número que utiliza en todo su libro como prima del mercado estadounidense.

Tabla 10: Prima de Riesgo de Mercado

	Rentabilidad diferencial de las acciones sobre los T-Bills		Rentabilidad diferencial de las acciones sobre los T-Bonds	
	aritmético	geométrico	aritmético	geométrico
1926-2004	8,6%	6,8%	7,1%	5,5%
1951-2004	8,0%	6,7%	7,3%	6,3%
1961-2004	6,3%	5,0%	5,3%	4,4%
1971-2004	6,7%	5,3%	4,6%	3,6%
1981-2004	8,0%	6,9%	3,9%	3,2%
1991-2004	9,4%	7,9%	6,7%	5,3%

Fuente: Fernández, Pablo - 2019

Por su parte (Damodaran, 2020) en su actualización anual del estudio de las primas de riesgo expone la siguiente tabla.

Tabla 11: Prima de Riesgo de Mercado

	Arithmetic Average		Geometric Average	
	Stocks - T. Bills	Stocks - T. Bonds	Stocks - T. Bills	Stocks - T. Bonds
1928-2019	8.18%	6.43%	6.35%	4.83%
Std Error	2.08%	2.20%		
1970-2019	7.26%	4.50%	5.93%	3.52%
Std Error	2.38%	2.73%		
2010-2019	13.51%	9.67%	12.93%	9.31%
Std Error	3.85%	4.87%		

Fuente: Damodaran, A - 2020

Los reguladores latinoamericanos coinciden en el método de promedios en diferenciales históricos: ANEEL y ARSESP (Brasil) estimando 5,8%-5,9%, mientras que ANTAQ (Brasil) calcula 7,6%, URSEA (Uruguay) 6,71%, ASEP (Panamá) 6,38%, la CREG de Colombia propone 7.1%, ENARGAS (Argentina) 6.4%, variando en la duración de los períodos para las mediciones.

Conforme la práctica regulatoria habitual, que sigue las recomendaciones académicas, se propone considerar la serie de rendimientos más larga disponible, que en la práctica es aquella que mide los rendimientos en los mercados de capitales americanos desde 1928 hasta 2019. Siguiendo también la práctica regulatoria habitual y las recomendaciones académicas, se propone calcular ese premio de mercado empleando la media aritmética, porque al considerar toda la información de rendimientos de cada uno de los años en el período bajo análisis y por su formulación estadística, ofrece una mejor estimación de valores esperados, como se explica más adelante. **El valor que arroja dicha prima es de 6.43%.**

A continuación, se expone por qué se opta por los promedios aritméticos en vez de promedios geométricos.

La media geométrica es la verdadera medida del ERP histórico promedio, pero si se la utilizara para estimar la prima esperada se asumiría que ERP es igual para cada período de tiempo. Por el contrario, si bien la media aritmética no representa el ERP histórico, es mejor estimador de la prima esperada<sup>6</sup>.

A modo de ejemplo, en la siguiente tabla se muestra la variación en los precios de dos acciones (A y B):

Tabla 1: Retornos aritméticos y geométricos

Año	Precio A	Retorno A	Precio B	Retorno B
0	100		100	
1	130	30.0%	113	12.7%
2	70	-46.2%	127	12.7%
3	140	100.0%	143	12.7%
4	195	39.3%	161	12.7%
5	129	-33.8%	182	12.7%
6	98	-24.0%	205	12.7%
7	198	102.0%	231	12.7%
8	182	-8.1%	260	12.7%
9	235	29.1%	293	12.7%
10	330	40.4%	330	12.7%
Desvio estandar		51.7%		0.0%
Media aritmética		22.9%		12.7%
Media geométrica		12.7%		12.7%

Fuente: Elaboración Propia

<sup>6</sup> Para estudiar la justificación del uso de medias aritméticas, ver "Equity Risk Premium", Michael Annin and Dominic Falaschetti", Valuation Strategies, January/February 1998.

La acción A presenta una alta volatilidad durante el período (desvío estándar de 51.7%), mientras que la acción B tiene un desvío estándar de cero. Por tanto, el riesgo de ambas acciones no es el mismo, B es menos riesgosa ya que tiene un comportamiento estable a lo largo de los años.

Se observa que el promedio geométrico indica que ambas series son igualmente riesgosas mientras que la media aritmética considera que la acción A es más riesgosa que la B.

Todos los modelos utilizados para determinar el costo de capital reconocen que los inversores son “aversos al riesgo” y evitan la volatilidad al menos que sean adecuadamente compensados. Por lo tanto, es más consistente utilizar la media que considera el desvío y por ende, el riesgo de la serie de retornos, esto es, la media aritmética.

#### 4.3.9 Riesgo País

La prima por riesgo país es el precio por el riesgo que un inversor requeriría para operar en un país más riesgoso que los Estados Unidos, es decir, un inversor racional (como el que se asume en el modelo CAPM) demandará una prima adicional por asumir riesgo por una inversión en una geografía diferente que presente más riesgos. Entre estos riesgos se incluyen factores como inestabilidad política, controles, seguridad jurídica, transparencia, política fiscal y monetaria, riesgo de tipo de cambio, entre otros.

Esta variante ajustada del CAPM se denomina “Country Spread Model” o “Local CAPM”. Estos tipos de modelos son útiles en el contexto de la imposibilidad de reproducir el CAPM en mercados “locales” dada la ausencia de mercados de capitales desarrollados en término de tamaño, liquidez, e información. Es decir, es no resulta posible “emular” las hipótesis del CAPM en donde el mercado es competitivo, el inversor marginal está altamente diversificado a través de una cartera “de mercado” o por la mera existencia de un activo local “libre de riesgo” en los términos definidos anteriormente (repago cierto y no riesgo de reinversión).

A pesar de que se han propuesto modelos (“CAPM Global”) para tratar de incorporar la prima por riesgo por medio de la estimación de betas en diferentes mercados que pueda aplicarse para inversiones en cualquier país del mundo (“riesgo país como riesgo simétrico), todavía permanece una parte residual del riesgo país (“componente asimétrica”) y que únicamente debería incluirse dentro de la prima por riesgo del equity.

En conclusión, el riesgo país no es del todo diversificable y por lo tanto se debe realizar una medición de este y considerar su inclusión en la prima por riesgo del equity en forma aditiva.

Damodaran plantea el término “**default spread**” para incorporar el riesgo país y presenta formas alternativas y consistentes entre sí para su estimación. La primera consiste en comparar un bono soberano emitido bajo condiciones similares de moneda y duración (en este caso, en Honduras) con bono libre de riesgo del tesoro de Estados Unidos (preferentemente, el mismo utilizado para la tasa libre de riesgo). La diferencia entre las tasas de retorno o “yields to maturity” será un indicativo representativo de cuánto más rendimiento se exige por invertir en un instrumento de deuda cuya fuente de repago son flujos que se determinarán bajo ciertas condiciones en Honduras. Esas “ciertas condiciones” son las percepciones de riesgo que se revelan en el precio (y rentabilidad) del instrumento de deuda hondureño al momento de la comparación. Así, esta medida es netamente “point in time”. En términos de propiedades prospectivas del modelo este método es adecuado, aunque como dijimos antes para otros componentes del CAPM, la medida puede estar influenciada por condiciones especiales al momento de estimación. Un argumento razonable es tomar un promedio de este indicador; pero para ello también sería deseable que no haya habido cambios estructurales en las economías que perduren en el tiempo.

El enfoque de primas entre bonos (en la versión “spot” o “suavizada mediante promedios”) solo es posible llevarla a cabo si, al estar usando un “Local CAPM”, en el mercado objetivo se comercializan bonos comparables con el bono libre de riesgo (duration y moneda).

La segunda alternativa para determinar el “default spread” es acudir al creciente mercado de “Credit Default Swaps” o “CDS”. Un CDS es un contrato bajo el cual el tenedor del bono paga una prima para que, en el caso de impago por parte del emisor del bono, el tenedor del CDS, a través de diferentes mecanismos, es compensado. La prima de un CDS se denomina “CDS Spread” y se expresa en puntos básicos sobre el valor facial del bono. Un CDS Spread de 852 bps., quiere decir que el costo de asegurar un millón de dólares sobre la deuda de ese gobierno sería de 85 mil 200 dólares por año, expresado en términos de tasa, 850 puntos básicos es equivalente a 8.5% anual. Así, la prima o spread del CDS es una representación directa del riesgo o precio requerido para cubrir un default por parte de un emisor.

La tercera alternativa planteada es acudir a un “Spread Sintético”, es decir, si Honduras goza de una calificación B1 y existe un país con la misma calificación el cual tenga bonos con primas de CDS adosadas, entonces, se puede tomar el default spread del país con riesgo equivalente como un proxy del default spread para Honduras.

La cuarta y última alternativa planteada es usar el índice EMBI+ para Honduras elaborada por JP Morgan, el cual es calculado basado en el comportamiento de la deuda externa emitida por cada país. El índice refleja el spread entre las tasas de interés que pagan los bonos denominados en dólares, emitidos en este caso por Honduras, y bonos del tesoro de Estados Unidos, considerados libres de riesgo.

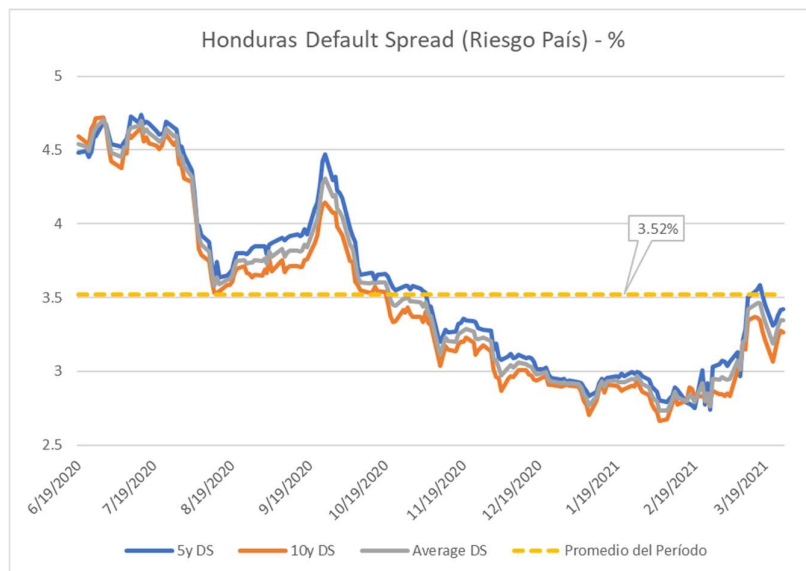
Con relación a la primera alternativa planteada para medir el Riesgo País, se analiza información sobre el “yield to maturity” o “tasa interna de retorno” de instrumentos de deuda soberana emitidos por el gobierno de Honduras y se la compara con el rendimiento de bonos libre de riesgo emitidos por el tesoro norteamericano. Para esto se han seleccionado dos emisiones, que por su horizonte de vencimiento pueden ser comparadas con bonos del tesoro con vencimientos a 5 años y a 10 años, respectivamente.

El primer caso es un bono emitido el 19 de enero de 2017 por un monto de US\$700M y una tasa cupón anual de 6.250% y con vencimiento el 19 de enero de 2027 mientras que el segundo bono es una emisión de US\$600M realizada el 24 de junio de 2020 y con vencimiento el 24 de junio de 2030; la tasa cupón anual de este bono es de 5.625%. El primer bono es mayormente comparable con un bono del tesoro a 5 años mientras que el segundo es adecuado para ser comparado con el bono utilizado para estimar la tasa libre de riesgo, el bono del tesoro a 10 años.

En cuanto al uso de estos bonos soberanos, se los considera adecuados por ser las emisiones más recientes realizadas por el tesoro hondureño y por el hecho que el uso de fondos fueron y son destinados para realizar la gestión de pasivos de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (“ENEE”) en el marco de la reforma del sector eléctrico con el objeto de sanear y transformar financieramente al sector.

Analizando el diferencial de rendimientos entre junio de 2020 y fines de marzo de 2021 (fecha en que se pueden comparar las cotizaciones de ambos bonos) vs. los bonos del tesoro estadounidense se obtienen las siguientes curvas de “spread” para bonos con una duración de 5 años y de 10 años. Asimismo, se grafica el promedio entre ambos spreads y se calcula el promedio aritmético del período. Bajo esta aproximación al Riesgo País, se concluye que la medida adecuada para el mismo de es de **352bps o 3.52%**.

Gráfico 3: Spread Soberano - Honduras



Fuente: Elaboración propia en base a Bloomberg

La segunda alternativa para calcular el Riesgo País en base a cotización de CDS no es posible ya que no se han encontrado instrumentos de cobertura de default para los bonos emitidos por el gobierno de Honduras.

En cuanto a la metodología planteada por Damodaran basada en spreads sintéticos; a enero de 2021, la tabla de equivalencias presentada por el autor es la siguiente.

Tabla 13: Spreads soberanos y calificaciones de riesgo

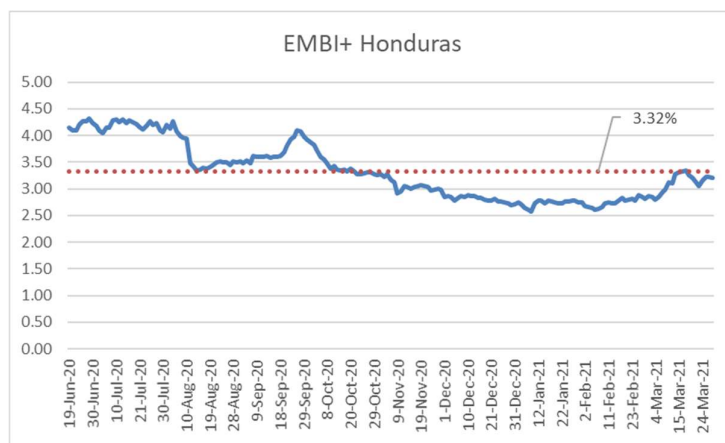
Rating	Default spread in basis points
A1	62
A2	75
A3	106
Aa1	35
Aa2	44
Aa3	53
Aaa	0
B1	398
B2	486
B3	575
Ba1	221
Ba2	265
Ba3	318
Baa1	141
Baa2	168
Baa3	195
C	1750
Ca	1060
Caa1	663
Caa2	796
Caa3	883

Fuente: Damodaran, A. - 2021

En este sentido, para Honduras (con calificación B1) la medida "point in time" a enero 2021 de riesgo país sería de 3.98%.

En cuanto al uso del índice EMBI+ Honduras, el promedio observado en el período analizado en el caso de los bonos soberanos es de 3.32%.

Gráfico 4: Emerging Markets Bonds Index - Honduras



Fuente: Elaboración propia en base a J.P. Morgan Chase - 2021

El resumen de las alternativas planteadas es el siguiente:

Tabla 14: Resumen de primas de riesgo país – Diferentes metodologías

Alternativa	Prima de Riesgo País (%)
Spread de Bonos Soberanos	3.52
CDS	N.A.
Riesgo Sintético	3.98
EMBI+ Honduras	3.32
<b>Promedio</b>	<b>3.60</b>

Fuente: Elaboración propia

La posición del consultor es tomar la información **de mercado** que arrojan los bonos soberanos analizados vs. los bonos del tesoro americano. Así, para este estudio, se toma como prima de Riesgo País el valor de **3.52%**.

#### 4.4 Determinación del Costo de la Deuda

De acuerdo con el principio prospectivo del costo de oportunidad del capital, el costo de la deuda (la tasa de interés retribuida al capital de terceros) debería reflejar el costo de tomar nueva deuda, es decir, el costo marginal o incremental del endeudamiento. La tasa de interés deberá reflejar al menos la tasa de rentabilidad del instrumento libre de riesgo y el premio por riesgo atribuible a la firma. Idealmente, si la firma ha emitido bonos corporativos y estos instrumentos cotizan en mercados de capitales líquidos, se podría determinar que la tasa de rendimiento (“yield to maturity”) es exactamente el costo de la deuda para la firma en cuestión. La condición de transabilidad del bono, no es una condición que generalmente se da en Latinoamérica ya que la mayoría de las emisiones se concentran en pocos compradores; incluso, es práctica común que un banco estructurador de un instrumento emita un bono en el mercado de capitales local para una firma determinada y luego coloque estos instrumentos entre sus clientes, así el mercado de capitales termina siendo un vehículo para emitir deuda aprovechando ciertas ventajas que puedan ofrecer estas emisiones vía mercados de capital “bursátil”.



Otra desventaja de usar la “TIR” de un bono corporativo es que una compañía riesgosa puede estar emitiendo un bono sin riesgo, ya que la estructuración tiene un “paquete de colateral” adecuado y separado al riesgo corporativo. La ventaja que puede tener esta metodología es que, si la emisión posee un rating, las entidades de calificaciones crediticias suelen separar el rating de la corporación y el rating de la “colocación”. De esta manera, si tenemos un rating para la corporación y un rating para el instrumento libre de riesgo, la estimación del “Company Default Spread” es directa y específica para la firma.

Sin embargo, el 90% de las compañías en el mundo no tienen bonos transables ni calificaciones de riesgo. Consecuentemente, y conforme el método utilizado por diferentes Agencias de Regulación de América Latina, fondos de inversión y deuda y recomendado por académicos de finanzas corporativas se propone utilizar el enfoque “apilación” de costos o “building blocks”, también conocido como CAPM de la deuda. Así, el costo de la deuda va a estar determinado por:

$$r_D = r_f + riesgo_{pais} + Company\ Default\ Spread + CE$$

donde:

$r_D$ : Costo de la Deuda

$r_f$ : tasa de rentabilidad libre de riesgo (ya calculada).

$riesgo_{pais}$ : riesgo país (ya calculado)

*Company Default Spread*: es el adicional por riesgo de crédito corporativo (Tabla 13)

*CE*: Costos de Estructuración de Deuda

La metodología propuesta para el cálculo del Company Default Spread o riesgo adicional corporativo es considerar el premio por riesgo crediticio que empresas estadounidenses pagan por encima de la tasa libre de riesgo. Esto se puede obtener comparando compañías con la misma calificación del soberano estadounidense y estimando la prima adicional por riesgo crediticio.

En las secciones anteriores hemos definido dos de los componentes de la aproximación planteada, la tasa libre de Riesgo y la tasa de Riesgo País. Resta estimar el “company default spread” y para ello se ha acudido a la tabla de equivalencias actualizada por Damodaran a julio de 2020.

Tabla 15: Spreads corporativos y calificaciones de riesgo

S&P Rating	Moody's Equivalent Rating	Corporate Spread	Default
AAA	Aaa	0.76%	
AA+	Aa1	0.81%	
AA	Aa2	0.86%	
AA-	Aa3	0.91%	
A+	A1	1.08%	
A	A2	1.19%	
A-	A3	1.34%	
BBB+	Baa1	1.42%	
BBB	Baa2	1.81%	
BBB-	Baa3	2.49%	
BB+	Ba1	2.32%	

Fuente: Damodaran, A. - 2020

Dado que la calificación de los bonos del tesoro de EEUU es de AAA el Company Default Spread aplicable para el cálculo del costo de la deuda es de 0.76%.

El término “Costo de Estructuración de Deuda – CE”, busca incorporar una serie de costos discutidos con empresas de transmisión de electricidad en Honduras que usualmente se omiten al calcular el costo de endeudamiento pero que tienen incidencia en la determinación de la tasa efectiva que enfrentan los prestatarios. Usualmente, las instituciones financieras devengan costos de estructuración y, además, exigen el mantenimiento de saldos de caja inmovilizados para reducir el riesgo de incobrabilidad ante potenciales deficiencias en el servicio de la deuda (“Cuentas de Reserva para el Servicio de la Deuda – CRSD”). Utilizando información del mercado financiero, se procedió a estimar el sobre costo financiero que implica el devengamiento de los costos de estructuración y requerimientos de reserva para un préstamo a 10 años de duración<sup>7</sup>. El coste adicional determinado para una tasa de interés de 6.40% (suma de los tres primeros términos de la tabla 16) es de 0.87%.

Así, el Costo de la deuda para Honduras puede ser estimado de la siguiente forma.

Tabla 16: Determinación del Costo de la Deuda

Concepto	Tasa y Spreads (%)
Tasa Libre de Riesgo	2.12
Riego País	3.52
Prima de Riesgo Corporativo	0.76
Costos de Estructuración de Deuda	0.87
<b>Costo de la Deuda</b>	<b>7.27</b>

Fuente: Elaboración propia

## 4.5 Determinación de la Tasa de Actualización

### 4.5.1 Condiciones de no Arbitraje

Hasta ahora hemos presentado los parámetros que permiten calcular una Tasa de Actualización nominal en Dólares Estadounidenses (US\$) y hemos presentado la relación que existe entre la tasa nominal y la real. Resta establecer el marco conceptual a partir del cual podemos transformar la tasa nominal en US\$ a una tasa nominal en Lempiras (HNL) para luego transformarla en una tasa real en HNL.

Una condición esencial de los mercados de capitales globales es que los retornos esperados de los activos deben ser iguales. Bajo condiciones de plena movilidad de capitales entre activos en diferentes monedas, si todos los inversionistas tienen las mismas expectativas, y si sólo le interesan los retornos esperados (pero no el riesgo) la condición básica de equilibrio en el mercado de capitales está dada por la teoría de paridad descubierta de tipos de interés.

$$(1 + i_{HNL}) = (1 + i_{US\$}) \times \frac{E_{t+1}^e}{E_t}$$

La rentabilidad de un activo denominado en HNL será igual a la rentabilidad de un activo denominado en US\$ multiplicado por la relación entre la tasa de cambio esperada o a plazo ( $E_{t+1}^e$ ) y la tasa de cambio al contado o spot ( $E_t$ ).

Asimismo, introduciendo al análisis la Teoría de la Paridad del Poder Adquisitivo (PPA) podemos afirmar que, bajo ciertas condiciones, los precios de los bienes deberían ser iguales cuando son expresados en la misma moneda. Una versión más “débil” o relativa de esta afirmación expresa que el diferencial entre las tasas de inflación entre dos países es igual al diferencial entre el tipo de cambio esperado o a plazo y el tipo de cambio al contado o spot.

$$(1 + \pi_{HNL}) = (1 + \pi_{US\$}) \times \frac{E_{t+1}^e}{E_t}$$

<sup>7</sup> Se utilizó una tasa de 2.75% sobre el principal para devengar Costos o “fees” de estructuración y una tasa anual de 2.45% con el fin de dar cobertura líquida a los requerimientos de reserva para el servicio de la deuda; a través de una garantía líquida.

Dónde  $\pi_{HNL}$  es la tasa de inflación esperada en Honduras mientras que  $\pi_{US\$}$  es la tasa de inflación esperada en EEUU. Combinando ambas ecuaciones tenemos que

$$(1 + i_{HNL}) = (1 + i_{US\$}) \times \frac{(1 + \pi_{HNL})}{(1 + \pi_{US\$})}$$

Lo anterior implica la paridad de tasas de rentabilidad reales. **Es decir, la tasa de actualización en US\$ real será igual a la tasa de rentabilidad real en HNL.**

Es importante destacar que el esquema de no arbitraje presentado para activos financieros y activos reales (bienes), no supone consideraciones de riesgo diferentes al mero cambio en los precios relativos (incluyendo el precio relativo entre monedas). Por ende, las relaciones presentadas sólo significan mecanismos de conversión de tasas entre monedas más no expresiones de riesgo adicional al mero cambio esperado entre las tasas esperadas y spot vs. las efectivas o en la inflación esperada y la inflación real.

#### 4.5.2 Tasas de inflación esperada en Honduras y EE.UU

Para determinar la conversión entre la tasa de actualización en US\$ y HNL (dada por la tercera ecuación de la sección anterior) es necesario estimar las tasas de inflación esperada.

Para el caso de Honduras, nos centraremos en la tasa de inflación objetivo de la política monetaria determinada por el Banco Central de Honduras y la inflación proyectada por organismos internacionales. En el caso de EE.UU se utilizará la misma aproximación, con la adición de que se puede también estimar la inflación implícita mediante el spread entre bonos del tesoro y aquellos bonos del tesoro (TIPS<sup>8</sup>) que cuentan con una protección a la tasa de inflación.

Tabla 17: Tasas de inflación históricas y esperadas

País	2018	2019	2020	2021	2022
Honduras	4.34%	4.38%	3.47%	3.5%(E)	3.5%(E)
EE.UU	2.4%	1.8%	1.5%	2.8%	2.1%

Fuente: Fondo Monetario Internacional y Banco Central de Honduras - 2021

Para el caso de Honduras nos basaremos en la información del programa monetario del Banco Central de Honduras que indica que las tasas “meta” de inflación se encontrarán dentro del rango 4%+/- 1%, por ende, tomaremos el valor de 3.5%.

Para el caso de EE.UU comparando la rentabilidad del bono del tesoro a 10 años vs. el bono a diez años con cobertura inflacionaria con la misma duración, encontramos que el spread a finales de marzo es de 2.35% vs. 2.8% esperado por el FMI. Dado que la información derivada del mercado es más deseable, tomaremos el valor de inflación esperada para EE.UU de 2.35%.

<sup>8</sup> Treasury Inflation-Protected Security

### 4.5.3 Cálculo de las Tasas de Actualización

Tabla 18: Tasas de Actualización para Transporte y Distribución en Honduras

Cálculo del WACC	Distribución	Transmisión
Tasa Libre de Riesgo	2.12%	2.12%
Beta Activo EEUU	0.24	0.24
Prima Riesgo Regulatorio	0.23	0.14
Beta Activo EEUU Ajustada	0.47	0.38
Beta Equity	0.88	0.71
Prima de Riesgo de Mercado	6.43%	6.43%
Prima de Riesgo País	3.52%	3.52%
Costo nominal del Capital Propio (Re)	11.30%	10.21%
Costo nominal de la Deuda (Kd) - Antes de imp.	7.27%	7.27%
Tasa Marginal Impuesto a la Renta en Honduras	25%	25%
Apalancamiento Objetivo (D/A)	54%	54%
Relación D/E	1.17	1.17
WACC Nominal (US\$) - Despues de Imp.	8.14%	7.64%
Inflación Esperada Hon	3.50%	3.50%
Inflación Esperada EEUU	2.35%	2.35%
WACC Nominal (Lempiras) - Después de Imp.	9.36%	8.85%
WACC Nominal (Lempiras) - Antes de Imp.	12.48%	11.80%
<b>WACC Real (Lempiras y US\$) - Después de Impuestos</b>	<b>5.66%</b>	<b>5.17%</b>

Fuente: Elaboración propia

Se concluye que la Tasa de actualización correspondiente al segmento de Distribución es de 5.66%, valor que está por debajo del rango inferior definido en el Artículo 19 de la Ley General de la Industria Eléctrica (“LGIE”); por lo tanto, el valor a aplicar resulta de 7%.

Con respecto al segmento de Transmisión eléctrica, se ha calculado una tasa real después de impuestos de 5.17%, valor que está por debajo del rango inferior definido en el Artículo 19 de la LGIE, por lo tanto, el valor a tomar es del 7%. Considerando que el valor a aplicar en el cálculo de tarifas de transmisión es un valor real antes de impuestos, la tasa a aplicar es igual a 9.33% (7%/0.75).

### 4.5.4 Comparación Regional entre Tasas de Actualización

A continuación, se realiza una comparación regional de cálculos de Tasas de Actualización por parte de diferentes entes regulatorios para diferentes segmentos regulados. Si bien hay cálculos que corresponden a diferentes coyunturas macroeconómicas, se puede observar que para los cómputos más contemporáneos existe cercanía en el valor de los parámetros utilizados.

Tabla 19: Comparación de Tasas de Actualización

Cálculo del WACC	Honduras 2021		Guatemala 2012	Panamá 2018	Panamá 2017
	Distribución	Transmisión	Distribución	Distribución	Transmisión
Tasa Libre de Riesgo	2.12%	2.12%	4.20%	2.94%	2.76%
Beta Activo EEUU	0.24	0.24	0.47	0.19	0.23
Prima Riesgo Regulatorio y otros	0.23	0.14	0.004	0.333	0.233
Beta Activo EEUU Ajustada	0.47	0.38	0.474	0.523	0.463
Beta Equity	0.88	0.71	0.96	0.89	0.79
Prima de Riesgo de Mercado	6.43%	6.43%	5.60%	6.38%	4.65%
Prima de Riesgo País	3.52%	3.52%	2.65%	1.28%	1.66%
Costo nominal del Capital Propio (Re)	11.30%	10.21%	12.23%	9.90%	8.09%
Costo nominal de la Deuda (Kd) - Antes de imp.	7.27%	7.27%	9.98%	6.12%	5.02%
Tasa Marginal Impuesto a la Renta en Honduras	25%	25%	26%	30%	30%
Apalancamiento Objetivo (D/A)	54%	54%	58%	50%	50%
Relación D/E	1.17	1.17	1.38	1	1
WACC Nominal (US\$) - Despues de Imp.	8.14%	7.64%	9.42%	7.09%	5.80%
Inflación Esperada EEUU	2.35%	2.35%	2.39%	2.30%	2.40%
<b>WACC Real (Lempiras y US\$) - Después de Impuestos</b>	<b>5.66%</b>	<b>5.17%</b>	<b>6.86%</b>	<b>4.68%</b>	<b>3.32%</b>

Fuente: Elaboración propia

## 5 Bibliografía

- Alexander, I.; Mayer, C. y Weeds, H. "Regulatory Structure and Risk: An international Comparisson". Enero 1996.
- Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP). "Retorno sobre el capital para la actividad de distribución y comercialización en panamá". Abril 2019.
- Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP). "Retorno sobre el capital para la actividad de transmisión en panamá". Marzo 2018.
- Brealey, Richard A. y Myers, Stewart C. "Fundamentos de Financiación Empresarial". Cuarta Edición. 1993.
- Comisión Nacional de Energía Eléctrica (Guatemala). "Resolución CNEE-263-2012". Noviembre 2012.
- Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. "Acuerdo por el que se aprueba la propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica para el segundo periodo regulatorio 2020-2025". Octubre 2018.
- Damodaran, A. "Country Risk: Determinants, Measures, and Implications – The 2020 Edition". Stern School of Business. Julio 2020.
- Damodaran, A. "Equity Risk Premiums: Determinants, Estimations, and Implications – The 2020 Edition". Stern School of Business. Marzo 2020.
- Fernandez, P. "La Prima de Riesgo de Mercado según 100 libros". IESE Business School. Noviembre 2017.
- Fernandez, P. "Prima de Riesgo de Mercado: Histórica, esperada, exigida e implícita". IESE Business School. Octubre 2019.
- Fernandez, P. "WACC and CAPM according to Utilities Regulators: Confusions, Errors, and Inconsistencies". IESE Business School. Mayo 2019.
- Frontier Economics. "Beta Decomposition: Report for National Grid and SSE". Enero 2020.
- Frontier Economics. "Estimating Beta for RIIO-2". Septiembre 2020.
- Greco, E. "Metodologías de Cálculo del nivel de Tarifas en Revisiones Tarifarias Periódicas". Mayo 2012.
- Greco, E. y Bertero, R. "La Remuneración del Capital y Tarifa Post Devaluación". CEARE. Julio 2004.
- Greco, E. y Stanley, L. "Valuación de Activos, Tarifas e Incentivos: La base de capital en las empresas reguladas y la renegociación contractual". Junio 2004.
- Green, R. y Rodriguez Pardina, M. "Resetting Price Controls for Privatized Utilities". Economic Development Institute of The World Bank. Febrero 1999.
- Partington, G. y Satchell, S. "Report to AER: Alternative Asset Pricing Models". Junio 2020.
- The Brattle Group. "A Review of International Approaches to Regulated Rates of Return". Junio 2020.
- Transportadora de Gas del Norte. "Informe Audiencia Pública – RTI 2016". Noviembre 2016.