

# **Cálculo de la tasa de rentabilidad (WACC) para los sectores de electricidad y gas por redes**

## **Informe de Avance N°3: Cálculo para el Sector Eléctrico**



Septiembre, 2021

M 2040

## Tabla de contenido

SECIÓN PRINCIPAL.....	4
<b>1. INTRODUCCIÓN</b> .....	4
<b>2. OBJETIVO DEL INFORME</b> .....	4
<b>3. METODOLOGÍA GENERAL</b> .....	5
<b>4. COSTO DEL CAPITAL PROPIO</b> .....	6
4.1. Tasa Libre de Riesgo .....	6
4.2. Premio por Riesgo País .....	6
4.3. Riesgo Sistemático de la Industria.....	7
4.4. Premio por Riesgo de Mercado.....	12
4.5. Costo del Capital Propio.....	12
<b>5. COSTO DE LA DEUDA</b> .....	13
<b>6. ESTRUCTURA DE CAPITAL</b> .....	14
<b>7. RESULTADOS</b> .....	14
ANEXOS.....	17

## Índice de tablas

Tabla 1 – Metodología Tasa de Retorno Real del Sector Eléctrico: Generación, Transmisión y Distribución.....	5
Tabla 2 – Coeficiente Beta Desapalancado por Sector NYU-Stern Damodaran.....	7
Tabla 3 – Coeficiente Beta por Actividad – ANEEL (Brasil).....	8
Tabla 4 – Coeficiente Beta por Actividad – CNE (Chile).....	9
Tabla 5 – Coeficiente Beta para la Actividad de Transmisión – Agencias Reguladoras Europeas...	9
Tabla 6 – Coeficiente Beta para la Actividad de Distribución– Agencias Reguladoras Europeas..	10
Tabla 7 – Factor Comparativo entre las Actividades de Distribución y Transmisión .....	11
Tabla 8 – Resultados Coeficiente Beta Desapalancado.....	12
Tabla 9 – Resultados Coeficiente Beta Apalancado.....	12
Tabla 10 – Resultados Coeficiente Beta Apalancado.....	13
Tabla 11 – Definición de la Ratio de Apalancamiento - UTE .....	14
Tabla 12 – Tasa de Retorno Real Antes de Impuestos, Expresada en dólares – Sector Eléctrico ..	15
Tabla 13 – Escenario 2: Tasa de Retorno Real Antes de Impuestos, Expresada en \$UYU – Sector Eléctrico .....	17

---

## SECCIÓN PRINCIPAL

### 1. INTRODUCCIÓN

La Unidad Reguladora de Energía y Agua (URSEA) tiene la responsabilidad de regular los sectores de energía eléctrica y gas por redes, siendo uno de sus objetivos, promover tarifas que aseguren la sustentabilidad de los servicios al menor costo para los usuarios.

Para el cálculo de las tarifas de los sectores y actividades mencionadas en el párrafo precedente, la URSEA debe reiterar el cálculo de la tasa de retorno del capital.

En este contexto, y teniendo en cuenta que en el pasado se han repetido ciertas discusiones respecto a distintos aspectos del cálculo de la WACC<sup>1</sup> de forma recurrente, URSEA requiere disponer de metodologías estandarizadas, internacionalmente aceptadas y adaptadas a la realidad de Uruguay, que permitan disponer de una argumentación sólida para los distintos componentes y criterios del cálculo.

La presente consultoría tiene como objetivo el desarrollo de una metodología estandarizada para el cálculo de las tasas de retorno de las siguientes actividades y sectores: Generación, Transmisión y Distribución de energía eléctrica; Transporte y Distribución de gas por redes. La determinación de sus componentes y su posterior cálculo, serán realizados tomando en cuenta las particularidades del caso uruguayo. Asimismo, se deberá definir también su forma de actualización futura.

### 2. OBJETIVO DEL INFORME

En el presente informe de avance se desarrolla el cálculo de la tasa de retorno del capital en Uruguay aplicable a las actividades de Generación, Transmisión y Distribución de energía eléctrica. Para ello, se considera la metodología de cálculo oportunamente presentada en el Informe de Avance N°2.

Además de estos primeros apartados introductorios, el informe se encuentra estructurado de la siguiente forma: en el capítulo 3 presenta un resumen de la metodología propuesta.

En el capítulo 4 se realizan los cálculos de los parámetros que componen al Costo del Capital Propio (CAPM) y, en el capítulo 5, los de los parámetros correspondientes al Costo de la Deuda.

En el capítulo 6 se presenta la estructura de capital considerada.

Finalmente, el capítulo 7 incluye los resultados alcanzados mientras que, en la sección de anexos, se lleva a cabo un escenario alternativo contemplando la tasa expresada en moneda local.

Cabe destacar que los resultados obtenidos en el presente informe corresponden a una primera aproximación del cálculo de la tasa de rentabilidad. En tal sentido los valores presentados son de carácter transitorio, y sujetos a recibir modificaciones.

---

<sup>1</sup> Costo Promedio Ponderado del Capital o *Weighted Average Cost of Capital* (por sus siglas en inglés).

### 3. METODOLOGÍA GENERAL

Para el cálculo de la tasa de retorno de las actividades de Generación, Transmisión y Distribución de energía eléctrica se propone un modelo tipo WACC real antes de impuestos. Conforme ha sido oportunamente detallado en el Informe de Avance N°2, su selección se basa en que esta metodología permite representar adecuadamente el costo del capital inmovilizado por parte de las empresas, tomando en consideración las dos posibles fuentes de financiación de dichas inversiones: el capital propio (*equity*) y el capital de terceros (deuda).

La tabla a continuación resume la metodología de cálculo. Se anticipa que como resultado de este reporte se obtendrán tres tasas de retorno: una de ellas aplicables al sector de distribución eléctrica, otra para el sector de transmisión eléctrica y, por último, otra para el sector de generación eléctrica.

Se recuerda que se trata de una tasa de retorno expresada en términos reales, antes de impuestos y expresada en dólares. Por lo tanto, la tasa se debe aplicar a fondos nominados en dólares, en términos reales y NO se deben incorporar los impuestos en el flujo financiero ya que se encuentran incorporados en la propia ecuación. El ingreso requerido debe ser ajustado por la inflación local y por las variaciones del tipo de cambio.

En caso de que la tasa debiese ser aplicada sobre un fondo nominado en moneda local (\$UYU) y, las tarifas no fueran a ser indexadas de acuerdo con la variación del tipo de cambio, se debe incluir además el componente de spread por riesgo cambiario. En la sección de anexos se incluye tal versión bajo la forma de un escenario alternativo.

**Tabla 1 – Metodología Tasa de Retorno Real del Sector Eléctrico: Generación, Transmisión y Distribución**

Componente	Definición	Fuente
WACC Antes de Impuestos USD	Costo Promedio Ponderado del Capital (Real, AI), expresado en USD $WACC = \frac{D}{D + E} \times r_D + \frac{E}{D + E} \times r_E \times \frac{1}{(1 - t)}$	-
$r_E$	Costo del Capital Propio $r_E = r_F + r_L + \beta_L \times (r_M - r_F)$	-
$r_F$	Tasa Libre de Riesgo Promedio aritmético de los rendimientos mensuales del bono del tesoro de los Estados Unidos ajustado por inflación a 10 años (TIPS-10) durante un período de 5 años de duración.	FED
$r_L$	Premio por Riesgo País Promedio aritmético de los valores mensuales del indicador IRUBEVSA, desarrollado por BEVSA, durante un período de 5 años de duración.	BEVSA
$\beta_U$	Coefficiente Beta Desapalancado Coeficiente beta desapalancado, para una muestra de empresas de los Estados Unidos durante los últimos 5 años. <u>Diferenciado por actividad</u> : tres componentes distintos (distribución - transmisión - generación), de acuerdo a las limitaciones existentes en la muestra de empresas disponibles e información de experiencias relevantes (para la separación de las actividades de distribución y transmisión).	NYU-Stern Damodaran

Componente		Definición	Fuente
$\beta_L$	Coefficiente Beta Apalancado	$\beta_L = \hat{\beta}_U \left( 1 + (1 - t) \frac{D}{E} \right)$	-
$r_M$	Retorno Esperado del Mercado	Promedio aritmético del retorno histórico del mercado de los Estados Unidos, basada en el Índice Compuesto de Standard & Poor's 500, para los últimos 30 años, ajustado por inflación de los Estados Unidos (IPC).	NYU-Stern Damodaran, FED y BLS
PRM	Prima por Riesgo del Mercado	$(r_M - r_F)$	-
$r_D$	Costo de la Deuda	$r_d = r_F + r_L + SS$	-
SS	Spread por Riesgo Crediticio	Valores de <i>spread</i> correspondientes para empresas de Estados Unidos contemplando la calificación crediticia propia de la empresa UTE.	NYU Stern-Damodaran
D y E	Estructura del Capital	Definición endógena a partir del promedio simple de la ratio de apalancamiento registrada durante los últimos cinco años por parte de UTE.	Estados Financieros UTE
t	Impuesto sobre la Renta	Tasa de Impuesto a las Rentas de las Actividades Económicas (IRAE).	DGI

Fuente: Elaboración propia

## 4. COSTO DEL CAPITAL PROPIO

La metodología propuesta considera la utilización del modelo CAPM en su versión *Country Spread Model* para la determinación del costo del capital propio. De esta forma, se prioriza la utilización de series de retornos y estadísticas provenientes del mercado de los Estados Unidos, a fines de poder determinar los principales componentes del modelo.

A continuación, se presentan los valores calculados para cada una de las componentes del modelo.

### 4.1. Tasa Libre de Riesgo

Siguiendo la metodología presentada, se calculó la tasa libre de riesgo como el promedio aritmético de los rendimientos mensuales del bono del tesoro de los Estados Unidos ajustado por inflación a 10 años (TIPS-10) durante un período de 5 años (publicados por la FED). A fines de evitar las distorsiones provocadas por el contexto global de pandemia COVID-19, se excluyeron valores posteriores a febrero 2020 para el cálculo de esta componente.

En tal sentido, se tomó al período marzo 2015 – febrero 2020, el cual arrojó como resultado un valor de **0,47%**.

### 4.2. Premio por Riesgo País

La componente de premio por riesgo país fue calculada como el promedio aritmético de los valores mensuales del indicador IRUBEVSA (desarrollado por BEVSA), durante un período de 5 años de duración. El resultado se ajustó por la inflación de los Estados Unidos considerando al spread entre

el promedio aritmético de los rendimientos mensuales de bonos nominales y ajustados por inflación de los Estados Unidos a 10 años, también por un período de 5 años (UST-10 y TIPS-10).

A fines de evitar las distorsiones provocadas por el contexto global de pandemia COVID-19, se excluyeron valores posteriores a febrero 2020 para el cálculo de esta componente.

En tal sentido, se tomó al período marzo 2015 – febrero 2020, el cual, arrojó como resultado un valor de **1,90%**.

### 4.3. Riesgo Sistemático de la Industria

El coeficiente beta de riesgo sistemático de la industria fue definido a partir de un análisis de tipo *bottom-up* basado en el enfoque de Hamada. Dadas las limitaciones en la muestra de empresas disponible se calcularon en principio dos coeficientes: uno para la actividad de transmisión y distribución, y otro para la actividad de generación.

En ambos casos, el método de cálculo fue idéntico. Los modelos aplicados contemplaron como base al coeficiente beta desapalancado proveniente de NYU-Stern Damodaran<sup>2</sup>, los cuales surgen de un análisis de regresión aplicado sobre una muestra de empresas de los Estados Unidos durante los últimos 60 meses.

Se remarca que en el caso de la generación eléctrica el coeficiente beta corresponde al global de la industria y no al de una tecnología específica.

**Tabla 2 – Coeficiente Beta Desapalancado por Sector NYU-Stern Damodaran**

Indicador	Utility (General)	Generación Eléctrica
Coeficiente Beta Desapalancado	0,48	0,42

Fuente: Elaboración propia en base a Damodaran

No obstante, el Decreto 278/002, Reglamento de Trasmisión de Energía Eléctrica del 28 de junio de 2002 establece en su Artículo 98 que “...la tasa de rentabilidad reconocida a la trasmisión será menor a la reconocida a la distribución porque el riesgo sistemático de la actividad de trasmisión es menor”.

A fines de cumplir con lo establecido en el Reglamento de transmisión de Energía Eléctrica, se procedió a diferenciar el beta de ambas actividades a partir de un análisis de benchmarking de experiencias internacionales relevantes.

Particularmente, se consideraron los casos recientes de Brasil y Chile en la región, y las experiencias de agencias reguladoras europeas que consideran el método WACC/CAPM.

En lo que corresponde a los casos regionales, se observa que tanto el organismo regulador de Brasil (ANEEL) como el de Chile (CNE) realizan por separado el cálculo del coeficiente beta de transmisión del de transmisión.

No obstante, en lo que corresponde al primer caso, la diferencia en los coeficientes beta

<sup>2</sup> Se consideró la muestra de empresas de tipo “Utilities” para la industria de transmisión y distribución.

apalancados considerados se desprende de la estructura de capital (ratio de apalancamiento) considerada para cada sector y no de que se perciba un riesgo sistemático diferente para cada industria (ver tablas debajo).

**Tabla 3 – Coeficiente Beta por Actividad – ANEEL (Brasil)**

Brasil 2020	Transmisión	Distribución
Metodología	Promedio de los últimos 5 Años. Información de empresas estadounidenses miembros del Edison Electric Institute. El Beta Desapalancado es luego re-apalancado usando información de la estructura de capital de empresas brasileñas.	
Beta Desapalancado	0,289	0,289
Beta Apalancado	0,424	0,448
Ratio de Apalancamiento	40,98%	45,01%

Brasil 2021	Transmisión	Distribución
Metodología	Promedio de los últimos 5 Años. Información de empresas estadounidenses miembros del Edison Electric Institute. El Beta Desapalancado es luego re-apalancado usando información de la estructura de capital de empresas brasileñas.	
Beta Desapalancado	0,342	0,342
Beta Apalancado	0,509	0,535
Ratio de Apalancamiento	41,38%	45,18%

Fuente: Elaboración propia en base a ANEEL

Cabe destacar que el análisis comparativo del beta apalancado no resulta razonable ya que, para su cálculo, entran en juego aspectos tales como la estructura de capital aprobada por el regulador, así como también las consideraciones que se poseen sobre el efecto de los impuestos.

Asimismo, se descarta la posibilidad de considerar una estructura de capital diferente para cada sector en el caso uruguayo, dado que el enfoque metodológico adoptado ha sido el del tipo endógeno, en el que, la ratio de apalancamiento se calcula a partir de información contable de la propia empresa UTE (verticalmente integrada).

En lo que corresponde al caso de Chile, se observa que el organismo regulador ha calculado un coeficiente beta desapalancado diferente para cada actividad, el cual se basa en una muestra distinta de empresas (en base a datos de Bloomberg). Si bien los cálculos fueron llevados en procesos separados, considerando también un período histórico diferente, se entiende que, al considerar una muestra distinta de empresas se está asumiendo la posibilidad de un riesgo sistemático distinto entre cada actividad.

**Tabla 4 – Coeficiente Beta por Actividad – CNE (Chile)**

Chile	Transmisión 2016	Distribución 2017
Metodología	Promedio del valor Beta desapalancado calculado para una muestra de 16 Empresas mayormente transmisoras (Bloomberg). Incluye filtro de Blume.	Promedio del valor Beta desapalancado calculado para una muestra de 15 Empresas mayormente distribuidoras (Bloomberg). Incluye filtro de Blume.
Beta Desapalancado	0,367	0,586

Fuente: Elaboración propia en base a CNE

Por último, se acompañó el análisis de las experiencias de la región, con un resumen de las experiencias de agencias reguladoras europeas que consideran el método WACC/CAPM (ver tablas debajo).

**Tabla 5 – Coeficiente Beta para la Actividad de Transmisión – Agencias Reguladoras Europeas**

País	Transmisión			Año
	Beta Apalancado	Beta Desapalancado	Ratio de Apalancamiento	
Austria	0,85	0,40	60,0%	2016
Bélgica	0,53		60,0%	2019
República Checa	0,90	0,54	45,8%	2015
Alemania	0,83	0,40	60,0%	2015
Dinamarca				
Estonia	0,69		50,0%	2020
España	0,72	0,41	50,0%	2020
Finlandia	0,72	0,40	50,0%	2016
Francia	0,73	0,37	60,0%	2017
Reino Unido	0,95	0,45-0,50	55,0-60,0%	2012
Grecia	0,67		36,0%	2020
Croacia	0,38		60,0%	2020
Hungría	0,73		51,0%	2016
Irlanda	0,89		55,0%	2015
Italia	0,62	0,35	50,0%	2020
Lituania	0,75	0,33	60,0%	2019
Luxemburgo	0,79	0,47	50,0%	2015
Letonia	0,72	0,40	50,0%	2019
Países Bajos	0,74	0,42	50,0%	2021
Noruega	0,88	0,42	60,0%	2018
Polonia	0,72	0,40	50,0%	2019
Portugal	0,58	0,32	55,0%	2018
Rumania	0,43	0,35	40,0%	2013
Suecia	0,51	0,29	49,0%	2019

Transmisión				
País	Beta Apalancado	Beta Desapalancado	Ratio de Apalancamiento	Año
Eslovenia			40,0%	2018
Eslovaquia	1,11	0,51	60,0%	2020

Fuente: Elaboración propia en base a datos del CEER (Council of European Energy Regulators)

**Tabla 6 – Coeficiente Beta para la Actividad de Distribución – Agencias Regulatoras Europeas**

Distribución				
País	Beta Apalancado	Beta Desapalancado	Ratio de Apalancamiento	Año
Austria	0,85	0,40	60,0%	2016
Bélgica	0,83-0,65	0,39	60,0%	2020
República Checa	0,90	0,54	45,8%	2015
Alemania	0,83	0,40	60,0%	2015
Dinamarca	0,70		50,0%	2017
Estonia	0,71		50,0%	2020
España	0,72	0,41	50,0%	2020
Finlandia	0,83	0,54	40,0%	2016
Francia		0,34		2017
Reino Unido	0,95	0,45-0,50	65,0%	2012
Grecia	0,60		27,2%	2019
Croacia	0,38		60,0%	2020
Hungría	0,73		51,0%	2016
Irlanda	0,89		55,0%	2012
Italia	0,69	0,39	50,0%	2020
Lituania	0,74	0,33	60,0%	2015
Luxemburgo	0,79	0,47	50,0%	2015
Letonia	0,72	0,40	50,0%	2019
Países Bajos	0,74	0,42	50,0%	2016
Noruega	0,88	0,42	60,0%	2019
Polonia	0,72	0,40	50,0%	2019
Portugal	0,63	0,34	55,0%	2018
Rumania	0,70	0,45	40,0%	2014
Suecia	0,51	0,29	49,0%	2019
Eslovenia			40,0%	2018
Eslovaquia	1,11	0,51	60,0%	2020

Fuente: Elaboración propia en base a datos del CEER (Council of European Energy Regulators)

Del caso europeo, se observa que en la mayoría de los países se considera un único coeficiente beta de riesgo sistemático para ambas industrias. En lo que corresponde específicamente al beta desapalancado, solo existen diferencias en los casos de Finlandia, Francia, Italia, Portugal y

Rumania. Con la excepción de Francia, en todas se corrobora que se considera un beta más elevado para la actividad de distribución.

La tabla debajo calcula para cada una de las experiencias analizadas un factor comparativo entre los coeficientes de beta apalancado, beta desapalancado y ratio de apalancamiento de las dos actividades. El factor se calcula como el cociente entre valor reconocido para la actividad de distribución y el valor reconocido para la actividad de transmisión. Para facilitar su apreciación, se acompaña los valores de una escala de colores (azul en el caso que el factor resulte inferior a 1 y rojo en el caso que resulte superior a 1).

**Tabla 7 – Factor Comparativo entre las Actividades de Distribución y Transmisión**

Factor - Distribución / Transmisión			
País	Beta Apalancado D/T	Beta Desapalancado D/T	Ratio de Apalancamiento D/T
Brasil	1,05	1,00	1,10
Chile		1,60	
Austria	1,00	1,00	1,00
Bélgica	1,40		1,00
República Checa	1,00	1,00	1,00
Alemania	1,00	1,00	1,00
Dinamarca			
Estonia	1,02		1,00
España	1,00	1,00	1,00
Finlandia	1,15	1,35	0,80
Francia		0,92	
Reino Unido	1,00	1,00	1,13
Grecia	0,90		0,75
Croacia	1,00		1,00
Hungría	1,00		1,00
Irlanda	1,00		1,00
Italia	1,11	1,11	1,00
Lituania	0,99	1,00	1,00
Luxemburgo	1,00	1,00	1,00
Letonia	1,00	1,00	1,00
Países Bajos	1,00	1,00	1,00
Noruega	1,00	1,00	1,00
Polonia	1,00	1,00	1,00
Portugal	1,09	1,06	1,00
Rumania	1,63	1,29	1,00
Suecia	1,00	1,00	1,00
Eslovenia			1,00
Eslovaquia	1,00	1,00	1,00
<b>Promedio</b>	1,06	1,07	0,99

Considerando el valor medio de las experiencias analizadas, se arriba a un factor de **1,07** (distribución/transmisión) para el componente de beta desapalancado.

Dicho factor fue aplicado sobre el beta correspondiente al sector Utility (General) de NYU-Stern Damodaran para obtener de esta forma el coeficiente beta desapalancado correspondiente a la actividad de Distribución<sup>3</sup>.

**Tabla 8 – Resultados Coeficiente Beta Desapalancado**

Indicador	Distribución Eléctrica	Transmisión Eléctrica	Generación Eléctrica
<b>Coeficiente Beta Apalancado</b>	<b>0,51</b>	<b>0,48</b>	<b>0,42</b>

Fuente: Elaboración propia en base a Damodaran y Análisis de Benchmarking

Los coeficientes fueron luego re-apalancados a partir de la ecuación de Hamada<sup>4</sup>, contemplando la estructura de capital definida en el apartado 6.

Como resultado se obtuvieron los siguientes valores:

**Tabla 9 – Resultados Coeficiente Beta Apalancado**

Indicador	Distribución Eléctrica	Transmisión Eléctrica	Generación Eléctrica
<b>Coeficiente Beta Apalancado</b>	<b>0,67</b>	<b>0,63</b>	<b>0,56</b>

Fuente: Elaboración propia en base a Damodaran y Análisis de Benchmarking

#### 4.4. Premio por Riesgo de Mercado

Siguiendo la metodología presentada, se determinó a la componente de premio por riesgo de mercado como la diferencia entre el promedio aritmético del retorno histórico del mercado de los Estados Unidos, basada en el Índice Compuesto de Standard & Poor's 500, para los últimos 30 años<sup>5</sup> (NYU-Stern Damodaran) ajustado por la inflación de los Estados Unidos de ese mismo período (a partir del índice de precios al consumidor [IPC]); y, la componente de tasa libre de riesgo, previamente calculada.

El retorno histórico del mercado arrojó una cifra de **9,56%** en términos reales. La componente de premio por riesgo de mercado resultó del **9,08%**.

#### 4.5. Costo del Capital Propio

La tabla a continuación presenta los resultados alcanzados en lo que respecta al cálculo del Costo

<sup>3</sup> Para el de la actividad de transmisión se mantiene el coeficiente presentado por Damodaran.

<sup>4</sup>  $\beta_L = \hat{\beta}_U \left( 1 + (1 - t) \frac{D}{E} \right)$ .

<sup>5</sup> Período 1991 - 2020.

del Capital Propio.

**Tabla 10 – Resultados Coeficiente Beta Apalancado**

	Componente	Distribución	Transmisión	Generación
$r_F$	Tasa Libre de Riesgo	0,47%	0,47%	0,47%
$r_L$	Premio por Riesgo País	1,90%	1,90%	1,90%
$\beta_U$	Coeficiente Beta Desapalancado	0,51	0,48	0,42
$\beta_L$	Coeficiente Beta Apalancado	0,67	0,63	0,56
$r_M$	Retorno Esperado del Mercado	9,56%	9,56%	9,56%
PRM	Prima por Riesgo del Mercado	9,08%	9,08%	9,08%
$r_E$	<b>Costo del Capital Propio</b>	<b>8,45%</b>	<b>8,07%</b>	<b>7,43%</b>

Fuente: Elaboración propia

## 5. COSTO DE LA DEUDA

En el Informe de Avance N°2 se propusieron dos metodologías alternativas para la determinación del Costo de la Deuda en términos reales:

1. Considerar el rendimiento al vencimiento de bonos directos de largo plazo de UTE emitidos en dólares, durante los últimos cinco años (se considera la tasa al momento de su emisión).
2. Alternativamente, determinar el costo de la deuda a partir de un enfoque internacional, considerando el modelo CAPM de deuda.

De los intercambios con la empresa UTE se confirmó que la empresa no realizó emisiones en dólares durante los últimos cinco años.

Por estos motivos, el Costo de la Deuda fue calculado siguiendo la segunda alternativa, es decir considerando el modelo CAPM de deuda. De esta forma, el Costo de la Deuda se calcula como la suma de las siguientes tres componentes:

- Tasa Libre de Riesgo: definida previamente en **0,47%**.
- Premio por Riesgo País: definida previamente en **1,90%**
- Spread por Riesgo Crediticio: calculado como el spread crediticio que corresponde a una empresa del mismo sector y características de UTE (sector *Utilities*), localizada en los Estados Unidos<sup>6</sup>.

De acuerdo con la EIA (Energy Information Administration), la calificación asociada a dicho

<sup>6</sup> Se recuerda que el spread por riesgo crediticio (tercer componente del costo de la deuda) refiere específicamente al riesgo corporativo del sector, ya que el riesgo propio de operar en Uruguay es reflejado por el premio por riesgo país.

sector es la Aa2/AA (AA Utility Bond Rate)<sup>7</sup>. En tal sentido, el Spread por Riesgo Crediticio alcanzó un valor del **0,84%** en términos reales (incluyendo el ajuste por inflación de los Estados Unidos). Los valores fueron obtenidos de NYU-Stern Damodaran.

Como resultado, el Costo de la Deuda en términos reales alcanzó un valor del **3,21%**.

## 6. ESTRUCTURA DE CAPITAL

Siguiendo la metodología presentada en el Informe de Avance N°2, se determinó la estructura de capital para los sectores de generación, transmisión y distribución eléctrica a través de un enfoque de definición endógena.

Para ello, se calculó la ratio de apalancamiento de la empresa UTE a partir del promedio simple del valor registrado por dicho coeficiente, bajo la definición financiera pura. De esta forma, se alcanzó una ratio de apalancamiento del **29,26%**.

**Tabla 11 – Definición de la Ratio de Apalancamiento - UTE**

Estructura de Capital UTE	Sector Eléctrico					
	dic-16	dic-17	dic-18	dic-19	sep-20	Promedio
(1) Activo Total (Mill. \$ UYU)	234.522,6	259.857,8	255.696,3	262.873,7	268.730,2	-
(2) Pasivo Total (Mill. \$ UYU)	110.531,3	128.047,2	128.228,1	134.485,9	136.010,2	-
(3) Capital Propio (Mill. \$ UYU) (1-2)	123.991,3	131.810,6	127.468,2	128.387,8	132.720,0	-
(4) Deuda Financiera CP (Mill. \$ UYU)	5.861,2	4.647,3	4.447,2	4.571,9	5.023,9	-
(5) Deuda Financiera LP (Mill. \$ UYU)	37.847,5	49.905,1	52.495,0	49.849,4	52.684,8	-
(6) Activo Total No Corriente (Mill. \$ UYU)	208.374,5	229.910,8	230.078,7	236.784,7	237.128,7	
(7) Pasivo Total No Corriente (Mill. \$ UYU)	82.522,8	106.444,8	109.211,1	114.329,6	114.811,3	
<b>a) Definición Financiera Pura Ratio D/(D+E) = (4+5)/(3+4+5)</b>	<b>26,06%</b>	<b>29,27%</b>	<b>30,88%</b>	<b>29,77%</b>	<b>30,30%</b>	<b>29,26%</b>
b) Definición Contable Ratio D/(D+E) = (7)/(6)	39,60%	46,30%	47,47%	48,28%	48,42%	46,01%

Fuente: Elaboración propia en base a los EEFF de UTE

## 7. RESULTADOS

La tabla a continuación presenta los resultados alcanzados en cuanto al cálculo de la tasa de retorno para las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Cabe destacar que los resultados obtenidos en el presente informe corresponden a una primera aproximación del cálculo de la tasa de rentabilidad. En tal sentido los valores presentados son de carácter transitorio, y sujetos a recibir modificaciones

Se recuerda además que se trata de una tasa de retorno en términos reales, antes de impuestos, expresada en dólares.

<sup>7</sup> Esta calificación fue además constatada con una clasificación “sintética”, estimada partir de la ratio de cobertura de intereses.

**Tabla 12 –Tasa de Retorno Real Antes de Impuestos, Expresada en dólares – Sector Eléctrico**

Componente		Definición	Fuente	Distribución	Transmisión	Generación
$r_F$	Tasa Libre de Riesgo	Promedio aritmético de los rendimientos mensuales del bono del tesoro de los Estados Unidos ajustado por inflación a 10 años (TIPS-10) durante un período de 5 años de duración.	FED	0,47%	0,47%	0,47%
$r_L$	Premio por Riesgo País	Promedio aritmético de los valores diarios del indicador IRUBEVSA, desarrollado por BEVSA, durante un período de 5 años de duración.	BEVSA	1,90%	1,90%	1,90%
$\beta_U$	Coefficiente Beta Desapalancado	Coefficiente beta desapalancado, para una muestra de empresas de los Estados Unidos durante los últimos 5 años.	NYU-Stern Damodaran	0,51	0,48	0,42
$\beta_L$	Coefficiente Beta Apalancado	Ecuación de Hamada	-	0,67	0,63	0,56
$r_M$	Retorno Esperado del Mercado	Promedio aritmético del retorno histórico del mercado de los Estados Unidos, basada en el Índice Compuesto de Standard & Poor's 500, para los últimos 30 años, menos el rendimiento de la tasa libre de riesgo, ajustado por inflación (IPC).	NYU-Stern Damodaran, FED y BLS	9,08%	9,08%	9,08%
$r_E$	<b>Costo del Capital Propio</b>	$r_E = r_F + r_L + \beta_L \times (r_M - r_F)$	-	<b>8,45%</b>	<b>8,07%</b>	<b>7,43%</b>
SS	Spread por Riesgo Crediticio	Valores de spread correspondientes a la calificación crediticia propia de la empresa UTE.	NYU Stern-Damodaran	0,84%	0,84%	0,84%
$r_D$	<b>Costo de la Deuda</b>	$r_D = r_F + r_L + SS$	-	<b>3,21%</b>	<b>3,21%</b>	<b>3,21%</b>
D/(D+E)	Estructura del Capital	<b>Definición endógena a partir del promedio simple de la ratio de apalancamiento registrada durante los últimos cinco años por parte de UTE. Definición Financiera Pura</b>	<b>Estados Financieros UTE</b>	<b>29,26%</b>	<b>29,26%</b>	<b>29,26%</b>
E/(D+E)	Estructura del Capital	$E/(D+E) = [1 - D/(D+E)]$	<b>Estados Financieros UTE</b>	<b>70,74%</b>	<b>70,74%</b>	<b>70,74%</b>
t	Impuesto sobre la renta	Tasa de Impuesto a las Rentas de las Actividades Económicas (IRAEE).	DGI	25,00%	25,00%	25,00%

Componente		Definición	Fuente	Distribución	Transmisión	Generación
WACC Real Antes de Impuestos	Costo Promedio Ponderado del Capital (Real, AI)	$WACC = \frac{D}{D+E} \times r_D + \frac{E}{D+E} \times r_E \times \frac{1}{(1-t)}$		8,91%	8,55%	7,94%

Fuente: Elaboración propia

## ANEXOS

Se presenta como escenario alternativo la tasa de retorno real antes de impuestos, expresada en moneda local (\$UYU). La misma incluye como componente adicional al premio por riesgo cambiario, y debe considerarse únicamente en el caso que la tasa debiese ser aplicada sobre un fondo nominado en moneda local (\$UYU) y, las tarifas no fueran a ser indexadas de acuerdo con la variación del tipo de cambio.

A fines de evitar las distorsiones provocadas por el contexto global de pandemia COVID-19, se excluyeron valores posteriores a febrero 2020 para el cálculo de esta componente.

**Tabla 13 – Escenario 2: Tasa de Retorno Real Antes de Impuestos, Expresada en \$UYU – Sector Eléctrico**

Componente		Definición	Fuente	Distribución	Transmisión	Generación
WACC Real Antes de Impuestos	Costo Promedio Ponderado del Capital (Real, AI)	$WACC = \frac{D}{D+E} \times r_D + \frac{E}{D+E} \times r_E \times \frac{1}{(1-t)}$		8,91%	8,55%	7,94%
$\delta$	Spread por Riesgo Cambiario	Promedio aritmético del spread entre las Curva Spot de Rendimientos de Títulos Soberanos Uruguayos emitidos en moneda nacional indexada a la inflación (CUI) y la de títulos emitidos en dólares de los Estados Unidos (CUD), para instrumentos con duración de 5 años; durante un período de cinco años de duración	BEVSA	0,90%	0,90%	0,90%
WACC Real Antes de Impuestos UYU	Costo Promedio Ponderado del Capital (Real, AI, expresada en pesos uruguayos)	$WACCr + \delta$		9,81%	9,45%	8,84%

Fuente: Elaboración propia