



MAGISTER EN FINANZAS
INFORME FINAL, ACTIVIDAD FORMATIVA EQUIVALENTE (AFE)
MAYO DE 2020

**VALORACIÓN DE UNA EMPRESA NO LISTADA,
CON FINANCIAMIENTO BAJO LA MODALIDAD *PROJECT FINANCE***

Profesor guía: José Olivares
jolivares@unegocios.cl

Alumno: Jean-François Lebrun
jlebrun@fen.uchile.cl

Tabla de contenido

I.	Resumen ejecutivo	7
II.	Metodología: el flujo de caja descontado	9
III.	Descripción de la empresa y de su industria	12
	Descripción de la empresa	12
	Posicionamiento de LAREIF en su industria	16
	Empresa comparable No.1: ISAGEN S.A. E.S.P.	17
	Empresa comparable No.2: AES CHIVOR & Cía S.C.A. E.S.P.	18
IV.	Presentación de los EE.FF. de la empresa y de los principales índices financieros.....	20
	Balance general.....	20
	Estado de resultados	22
	Principales índices financieros	24
V.	Financiamiento de la empresa, bajo la modalidad <i>project finance</i>	28
	Modalidad de financiamiento	28
	Características de la deuda financiera vigente	28
VI.	Estructura de capital de la empresa	30
	Deuda financiera.....	30
	Patrimonio (contable).....	30
	Estructura de capital	31
VII.	Beta patrimonial de la empresa.....	32
VIII.	Costo de capital de la empresa	34
	Costo de la deuda.....	34
	Beta de la deuda.....	36
	Beta de la acción con deuda	36
	Beta patrimonial sin deuda	36
	Beta patrimonial con deuda	37
	Costo patrimonial.....	38
	Costo de capital	38
	Cuadro resumen	39
IX.	Análisis operacional del negocio y de la industria	40

Estados financieros	40
Análisis de crecimiento	42
Análisis de costos de operación	50
Análisis de cuentas no operacionales	53
Análisis de activos	55
X. Proyección de estados de resultados.....	58
Proyección de Ingresos de operación	58
Proyección de costos de operación	58
Proyección de depreciación y amortización	60
Proyección de resultado no operacional.....	61
Ganancias antes de impuestos	62
Pago de impuestos	62
Utilidades (perdidas) netas	63
XI. Proyección de flujo de caja libre de la empresa	66
Inversiones de reposición	66
Inversiones nuevas.....	67
Inversión en capital de trabajo.....	67
Ajuste de los estados de resultado para evidenciar el flujo de caja bruto	69
XII. Valoración de la empresa.....	72
Valor presente de los activos operacionales	72
Identificación de los activos prescindibles	73
Deuda financiera.....	74
Valoración económica del precio de la acción.....	74
XIII. Conclusiones	75
XIV. Bibliografía.....	76
XV. Materiales de referencia	77

Índice de tablas, ilustraciones y ecuaciones

Tabla 1: Posicionamiento de LAREIF en su industria.....	16
Tabla 2: Balance general de la compañía (en USD), hasta el 30 de junio de 2019	20
Tabla 3: Balance general de la compañía (en %), hasta el 30 de junio de 2019.....	21
Tabla 4: Estado de resultado simplificado (en USD), hasta el 30 de junio de 2019	22
Tabla 5: Estado de resultado simplificado (en %), hasta el 30 de junio de 2019.....	23
Tabla 6: Principales índices financieros, para los años 2015 a 2019	24
Tabla 7: Deuda vigente en el 31 de enero de 2019 (en MUSD y MCOP)	29
Tabla 8: Consolidated financial debt (B) (en USD)	30
Tabla 9: Equity (P) (en USD)	30
Tabla 10: Valor de activos (P+B) (en USD)	31
Tabla 11: Estructura de capital	31
Tabla 12: Datos estadísticos de la acción CELSIA (fuente: BVC).....	33
Tabla 13: Descripción de la deuda de largo plazo (en MUSD y MCOP), vigente al 31/01/2019.....	34
Tabla 14: Descripción de la deuda en MUSD, vigente en el 31 de enero de 2019	35
Tabla 15: Descripción de la deuda en MCOP, vigente en el 31 de enero de 2019	35
Tabla 16: Beta de la acción con deuda.....	36
Tabla 17: Cuadro resumen del cálculo del WACC de LAREIF	39
Tabla 18: Balance general hasta el 30 de junio de 2019 (en USD).....	40
Tabla 19: Estado de resultado, detallado (en USD), hasta el 30 de junio de 2019	41
Tabla 20: Estado de resultado, resumido (en USD), hasta el 30 de junio de 2019.	42
Tabla 21: Ingresos de LAREIF (en USD), hasta el 30 de junio de 2019.....	43
Tabla 22: Tasa de crecimiento de los ingresos de LAREIF hasta el 30 de junio de 2019.....	44
Tabla 23: Expectativas de generación de electricidad de LAREIF (2019-2023).....	47
Tabla 24: Expectativas de crecimiento de los ingresos de LAREIF (2019-2023).....	48
Tabla 25: Expectativas de ingresos de LAREIF (2019-2023) (en USD).....	49
Tabla 26: Estructura del estado de resultado	50
Tabla 27: Costos del sistema eléctrico (en USD), hasta el 30 de junio de 2019.	51
Tabla 28: Gastos de operación y mantenimiento (%) hasta el 30 de junio de 2019.....	51
Tabla 29: Gastos de operación y mantenimiento (en USD), hasta el 30 de junio de 2019	51

Tabla 30: Gastos de administración (en %), hasta el 30 de junio de 2019.....	52
Tabla 31: Gastos de administración (en USD), hasta el 30 de junio de 2019	52
Tabla 32: depreciación y amortización hasta el 30 de junio de 2019	53
Tabla 33: Clasificación operacional / no-operacional de las cuentas del Balance Sheet	57
Tabla 34: Proyección de ingresos de operación (en USD).....	58
Tabla 35: Proyección de costos y gastos (en USD).....	60
Tabla 36: Proyección del resultado no operacional (desglose) (en USD)	62
Tabla 37: Proyección del resultado no operacional (resumen).....	62
Tabla 38: Proyección de ganancias (perdidas) (en USD).....	62
Tabla 39: Proyección de pago de impuestos (en USD).....	63
Tabla 40: Proyección de utilidades (perdidas) (en USD).....	63
Tabla 41: Proyección de EERR (en USD)	65
Tabla 42: Datos históricos de inversión de reposición (en USD).....	66
Tabla 43: Proyección de inversión de reposición (desglose) (en USD).....	67
Tabla 44: Proyección de inversión de reposición (resumen) (en USD)	67
Tabla 45: Datos históricos del CTON (en USD), hasta el 30 de junio de 2019	68
Tabla 46: Datos históricos del RCTON (en USD), hasta el 30 de junio de 2019.....	68
Tabla 47: Proyección RCTON, CTON y □CTON (en USD).....	68
Tabla 48: Proyección de inversiones (en USD)	69
Tabla 49: Proyección de flujo de caja bruto (en USD).....	70
Tabla 50: Proyección del flujo de caja libre (en USD).....	71
Tabla 51: Activos prescindibles (en USD), al 30 de junio de 2019	73
Tabla 52: Valoración de LAREIF (en USD), al 30 de junio de 2019	74
Tabla 53: Valor del patrimonio económico de LAREIF (en USD), al 30 de junio de 2019.....	74
Ilustración 1: EBITDA de LAREIF (MUSD)	13
Ilustración 2: Estructura corporativa simplificada de LAREIF	14
Ilustración 3: Estructura accionista de LAREIF.....	15
Ilustración 4: EBITDA de ISAGEN S.A. E.S.P. (MUSD)	18
Ilustración 5: EBITDA de AES Chivor & Cía S.C.A. E.S.P. (MUSD).....	19
Ilustración 6: Indicadores de liquidez.....	25
Ilustración 7: Indicadores de endeudamiento	25
Ilustración 8: Indicadores de rentabilidad, ROA y ROE	26
Ilustración 9: Evolución del portafolio de centrales de LAREIF (MW, GWh/año)	42
Ilustración 10: Relación entre las ventas y la capacidad instalada (MW, MUSD/año).....	43
Ilustración 11: Evolución del portafolio de centrales de LAREIF (fechas de puesta en servicio)	43

Ilustración 12: Descripción de los ingresos de LAREIF por tipo de servicio	44
Ilustración 13: Ganancias (perdidas) por tipo de cambio (en MUSD).....	53
Ecuación 1: ROE función del ROA, del costo de la deuda y del leverage.....	26
Ecuación 2: Calculo retorno semanal en función de precios semanales.....	32
Ecuación 3: Calculo tasa promedio de la deuda en USD	34
Ecuación 4: Calculo tasa promedio de la deuda en COP	34
Ecuación 5: Calculo tasa de interés promedio.....	35
Ecuación 6: Calculo beta de la deuda.....	36
Ecuación 7: Calculo beta patrimonial (Rubinstein 1973, empresa con deuda riesgosa).....	36
Ecuación 8: Calculo beta patrimonial (Rubinstein 1973, empresa con deuda riesgosa).....	37
Ecuación 9: Calculo costo patrimonial (CAPM)	38
Ecuación 10: Calculo costo de capital promedio ponderado (WACC).....	38
Ecuación 11: Calculo valor presente neto de los flujos de caja de la empresa hasta 2023	72
Ecuación 12: Calculo valor presente neto de los flujos de caja de la empresa de 2024 a 2028	72
Ecuación 13: Calculo valor presente neto de una perpetuidad a partir de 2029	73

I. Resumen ejecutivo

El presente trabajo corresponde a la valoración al 30 de junio de 2019 de la compañía *Latin America Renewable Energy Investment Fund I S.d.R.L.* con sus filiales, en adelante “LAREIF”, por el método de flujos descontados.

LAREIF es una empresa incorporada en Panamá que no se encuentra listada, y opera a través de sus filiales exclusivamente en el mercado colombiano de generación y de venta de electricidad.

Gracias a un crecimiento anual de su generación eléctrica de un 55% promedio desde la puesta en marcha de su primera central eléctrica (de 8 GWh en 2007 a 972 GWh en 2018), LAREIF detenía a fines de 2018 el cuarto portafolio de pequeñas centrales hidroeléctricas del país, por su capacidad instalada (151 MW), atrás de actores claves como EPM, Emgesa (ENEL) y Celsia (Brookfield).

Su crecimiento continuo, LAREIF lo financió sin colocar bonos en el mercado de capitales, sino por medio de créditos bancarios ante varios bancos colombianos y instituciones financieras internacionales, en pesos colombianos y en dólares de Estados Unidos, bajo la modalidad de *project finance*. Veremos que el costo promedio de su deuda financiera, k_b (7,51%), y luego de su costo de capital promedio ponderado, k_0 (7,16%), resultan relativamente competitivos con respecto a su industria.

Este documento también presenta más allá un análisis del crecimiento histórico de LAREIF, junto con un trabajo de proyección hasta 2023 de su propia capacidad de generación de electricidad, y por ende de sus ingresos financieros, en base a parámetros claves como su plan de inversión en nuevos activos, la disponibilidad técnica de sus centrales, la disponibilidad del recurso hidrológico, las previsiones de eventos meteorológicos críticos y proyecciones del precio de la energía.

En base a esas proyecciones y gracias al análisis de la estructura de costos de la compañía, se realiza una proyección de su Estado de Resultados hasta 2023, y finalmente, se obtienen los flujos de caja bruto y libre, los que se descuentan a la tasa de costo de capital promedio ponderado para obtener el valor de los activos operacionales (490 millones de dólares) y luego, después de considerar el valor de los activos prescindibles (41,5 millones) y de activos tributarios (11,4 millones), de la

variación de capital de trabajo (-19,2 millones) y de la deuda financiera (-212,4 millones), el patrimonio económico de la empresa (311,4 millones).

Los resultados obtenidos en este trabajo describen una empresa con buenos resultados operacionales, que presenta un fuerte crecimiento industrial desde el año 2006, pero con utilidades muy sensibles al tipo de cambio debido a su estructura de endeudamiento que acumula un *leverage* alto y una porción importante de deuda en dólares mientras sus ingresos son en pesos colombianos.

Dicho esto, LAREIF es una empresa cuyo negocio ha sido siempre respaldado por una estrategia industrial y comercial clara, impulsada por un accionista mayorista estable e invariable en su visión del desarrollo de la compañía.

Por tener una deuda mayoritariamente en dólares de Estados Unidos y ingresos en pesos colombianos, el desafío mayor de LAREIF se encuentra en la alta sensibilidad de su resultado antes de impuesto a las variaciones de tipo de cambio (COP/USD) y, por lo tanto, en las fuertes fluctuaciones de su rentabilidad para los accionistas.

Todos los montos son presentados en dólares de Estados Unidos, por corresponder a la moneda funcional de la entidad (sus inversionistas y beneficiarios finales estando ubicados en Estados Unidos y en Canadá), en valores reales de cada año (no se ajustaron por inflación).

Por fin, antes de empezar a leer el documento, es importante que el lector sepa que LAREIF se encontró en 2019 en un proceso de venta de una porción de su capital y que la mayoría de la información divulgada más adelante es de natura confidencial.

II. Metodología: el flujo de caja descontado

El caso del método de Flujo de Caja Descontado, en adelante FCD, está dentro de las metodologías más científicas y teóricamente precisas para realizar una valoración, porque está relacionada con la utilidad y el crecimiento del negocio que está siendo evaluado.

Así, mientras la valoración por FCD es sólo una de las maneras de valorar firmas y unas de las metodologías más utilizadas, ésta corresponde al punto de partida para construir cualquier otro método de valoración. Para realizar valoraciones comparativas de manera correcta, debemos entender los fundamentos tras la valoración por FCD. Para aplicar valoración por Opciones, generalmente debemos comenzar por descontar flujos de caja. Esta es la razón de porqué gran parte de la literatura se centra en discutir los fundamentos tras el Flujo de Caja Descontado. Alguien que entienda estos fundamentos estará capacitado para analizar y utilizar otras metodologías.

En un FCD, los flujos de caja libre son modelados sobre un horizonte de tiempo determinado (período explícito de proyección) y luego descontados para reflejar su valor presente. Además de estos flujos de caja, este valor debe ser determinado para flujos de caja generados más allá del horizonte de proyección, comúnmente llamado “valor terminal” o “perpetuidad” (período implícito de proyección). Entonces, un FCD será altamente sensible a la tasa de descuento.

A pesar de la rigurosidad de los fundamentos teóricos, los parámetros de valoración incluidos a través de una metodología de FCD son principalmente proyecciones de largo plazo, las cuales intentan modelar los números de una compañía, los factores específicos de una industria y las tendencias macroeconómicas que ejerzan ciertos grados de variabilidad en los resultados de una compañía.

El componente del valor terminal en un FCD generalmente representa la mayor parte del valor implícito final y es extremadamente sensible a los efectos acumulativos de los supuestos operacionales que subyacen a las proyecciones. En consecuencia, las proyecciones de largo plazo y la elección del valor de un múltiplo final de salida y/o la tasa de crecimiento perpetuo, ocupan un rol fundamental en determinar el valor de la compañía bajo análisis.

En la valoración basada en descuento de flujos se determina una tasa de descuento adecuada para cada tipo de flujo de fondos. La determinación de la tasa de descuento es uno de los puntos más importantes. Se realiza teniendo en cuenta el riesgo, las volatilidades históricas y, en la práctica, muchas veces el descuento mínimo exigido lo marcan los interesados, ya sea compradores o vendedores no dispuestos a invertir o vender por menos de una determinada rentabilidad, etc.

En general, cuando hablamos de la determinación de una tasa de descuento para descontar los flujos de la empresa (en su parte operativa), en un contexto de una valoración por el método de FCD, hablamos del costo de capital (tasa de los activos). Esta tasa se calcula frecuentemente como un promedio ponderado entre el costo de la deuda (k_b) y la rentabilidad exigida por los accionistas, que se le denomina con frecuencia costo patrimonial (k_p). Así, al calcular el costo de capital de esta manera, se le da el nombre de “WACC” (costo de capital promedio ponderado en sus siglas en inglés). El WACC es la tasa a la que se deben descontar los Flujos de Caja Libre Totales para obtener el valor total de una empresa (en su parte operativa), que tenga deuda financiera, y en que los ahorros de impuestos asociados a los intereses del pago de la deuda se incorporen en la tasa de descuento y no en los flujos de caja de la empresa. Para valorar la empresa (en su parte operativa) de la forma descrita, se requiere que la empresa tenga una estructura de capital objetivo de largo plazo, si no se cumple esta condición no podría valorarse así (se debería hacer por valor presente ajustado).

Al aplicar FCD para valorar la empresa (en su parte operativa), la determinación del valor completo de la empresa implicaría adicionar los activos prescindibles (activos que no son necesarios para la operación de la empresa) y ajustar el exceso o déficit de capital de trabajo que la empresa pudiera tener al momento de la valoración. Por último, la valoración del patrimonio, simplemente se hace restando al valor completo de la empresa, el valor presente de la deuda financiera al momento de la valoración.

En el caso que la empresa no tenga deuda, es decir, sea financiada 100% con patrimonio, la valoración de la empresa en su parte operativa se realiza descontando los flujos de caja totales (los mismos anteriormente descritos), a una tasa de costo de capital sin deuda, también referida como tasa de rentabilidad a exigir al negocio (dado su nivel de riesgo). Para obtener el valor completo de la empresa, se hacen los ajustes ya mencionados, de adicionar el valor de los activos prescindibles y ajustar el exceso o

déficit de capital de trabajo, al momento de la valoración. Por supuesto, este valor completo de la empresa coincidiría con el valor del patrimonio.

Cabe señalar que existen otros métodos de valoración, tales como¹:

- Modelo de descuento de dividendos: se emplea generalmente para la valoración de bancos e instituciones financieras, pero también en un caso como lo de LAREIF, cuando una porción minoritaria del capital de la compañía se encuentra en la venta y que el comprador entonces no se encuentra en una posición de control sino de accionista minoritario que invierte fondos con el único objetivo de coleccionar los dividendos de su participación en la compañía. El método de valoración del precio de la acción se basa en el flujo periódico de pago de dividendos descontado a la tasa que corresponde a la rentabilidad exigida por los accionistas.
- Método de múltiplos: se emplea estableciendo una relación entre ratios financieros de una compañía de la misma industria y el valor de la compañía, obteniendo así un valor rápido y aproximado de la empresa. Los múltiplos que pueden ser utilizados son múltiplos de ganancias (precio de la acción / utilidad, valor / EBIT, valor / EBITDA...), múltiplos de valor libro (precio de la acción / valor libro de la acción, valor de mercado / valor libro de activos...), múltiplos de ventas (precio de la acción / ventas por acción...) o múltiplos específicos de la industria. Por ejemplo, en el caso de LAREIF, valor / capacidad instalada (MW).

III. Descripción de la empresa y de su industria

Descripción de la empresa

Razón Social

LAREIF I S.d.R.L.

Nº de compañía

1576, en el registro mercantil de Panamáⁱⁱ

Año de registro

2006

Nemotécnico

LAREIF

Industria

Generación eléctrica y venta de electricidad

Regulación

LAREIF opera en el mercado eléctrico colombiano lo cual está estructurado y controlado de la manera siguiente:

- Ministerio de Minas y de Energía: el MINMINAS hace parte del Gobierno ejecutivo de Colombia, define e implementa políticas para la industria minera y de energía, vela la explotación oportuna de los recursos naturales del país y coordina la acción de otras agencias gubernamentales.
- Unidad de Planeación del Ministerio de Minas y de Energía: la UPME define planos referenciales de desarrollo de la industria del país y estima previsiones de demanda para definir planes nacionales coordinados.
- Comisión de Regulación Energía y Gas: la CREG regula la industria minera y de energía.
- Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios: la SSPD supervisa y controla las empresas de utilidad pública, vela la calidad de los servicios públicos y tiene el poder de intervenir compañías en dificultades.
- XM: coordina y de la planifica los recursos del sistema interconectado nacional (o sistema de transmisión nacional) y administra el sistema de liquidación comercial del mercado mayorista de energía.

Cabe destacar que LAREIF opera en el segmento de las pequeñas centrales hidroeléctricas, es decir con capacidad menor a 20 MW, lo cual le permite disfrutar de un marco regulatorio favorable en términos de exposición al riesgo de mercado: por defecto, una central de menos de 20 MW puede vender la totalidad de su energía disponible en el mercado mayorista sin tener que enfrentarse a otras centrales con precios de venta menores y además no devuelve al coordinador del sistema eléctrico ciertos costos de funcionamiento del sistema, dispositivos que las hacen bastante rentables.

Tipo de Operación

LAREIF, indirectamente, detiene, opera y mantiene ocho centrales hidroeléctricas a filo de agua construidas en el departamento de Antioquia, en Colombia, por una capacidad instalada total de 151 MW y una generación anual promedio de 1 000 GWh.

Su EBITDA ha variado de la siguiente manera en los últimos años:

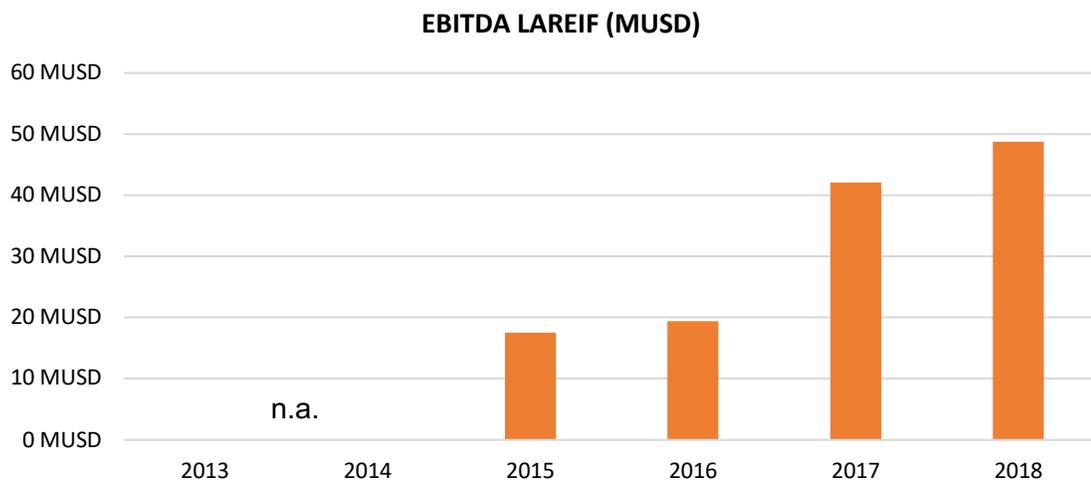


Ilustración 1: EBITDA de LAREIF (MUSD)

LAREIF entrega la energía así producida al sistema de transmisión nacional y la comercializa mediante contratos de mediano plazo a empresas de distribución de electricidad como EPM, Electricaribe o EMCali.

Además, de manera a seguir expandiendo su capacidad de generación, LAREIF está desarrollando dos nuevos proyectos de centrales hidroeléctricas a filo de agua de 19,9 MW cada uno, subiendo su capacidad total a 191 MW en un futuro.

Filiales

La estructura corporativa simplificada de LAREIF con sus filiales en Panamá y en Colombia, es la siguiente:

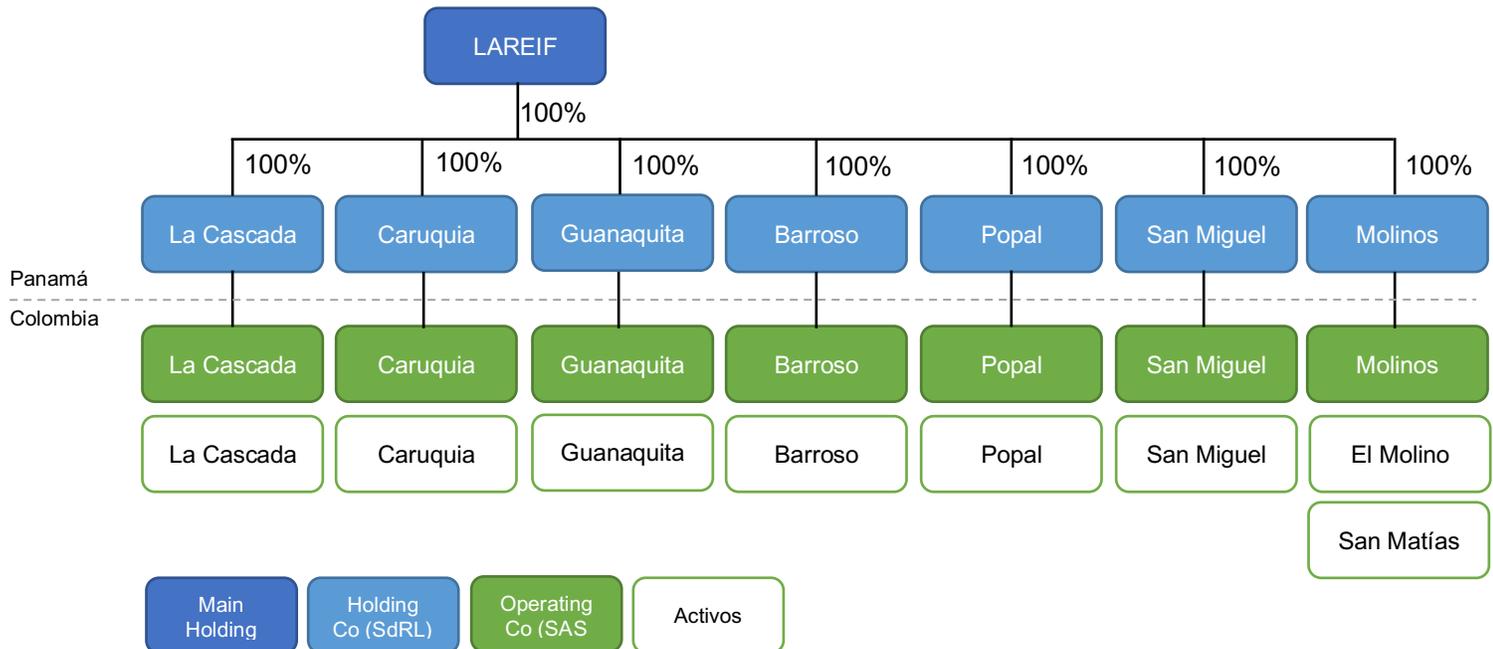


Ilustración 2: Estructura corporativa simplificada de LAREIF

Recién en 2019, LAREIF incorporó en Colombia una nueva filial llamada Comercializadora San Miguel SAS, cuya actividad es de comercializar en Colombia la energía producida por las distintas centrales de LAREIF y así aprovechar el concepto de portafolio (detallado más adelante en la sección “Análisis operacional del negocio y de la industria”).

A pesar de que los activos de generación de electricidad y las operaciones de la compañía se encuentran en Colombia, se observa que la estructura de control de los activos se encuentra en la jurisdicción de Panamá, lo cual lleva ciertos beneficios a los accionistas y beneficiarios finales de las operaciones en el mercado colombiano, los cuales se encuentran en los Estados Unidos o en Canadá (vea abajo).

Todos los vehículos en Panamá son del tipo Sociedad de Responsabilidad Limitada, mientras que los vehículos en Colombia son Sociedades Anónimas Simplificadas con carácter de Empresas de Servicios Públicos, lo cual las pone bajo la vigilancia de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios de Colombia.

Los activos (central, licencias, etc.) y pasivos (deuda, etc.) y personal asociados a las centrales están bajo el control de los vehículos colombianos. Todos tienen la misma actividad de generación de electricidad, sin embargo, la compañía La Cascada SAS ESP actúa también como agente comercializador en su propio nombre y en el nombre de las otras compañías operacionales colombianas y negocia y ejecuta contratos de venta a mediano plazo con distribuidoras que atienden clientes del mercado regulado colombiano.

Mayores Accionistas

Históricamente, LAREIF fue fundada en 2006 por *Century Energy Corporation*, un *Special Purpose Vehicle* constituido para desarrollar proyectos de centrales hidroeléctricas a filo de agua en Colombia.

En 2006, los inversionistas atrás de Century decidieron construir una primera central hidroeléctrica en Colombia, de 2,3 MW de capacidad, llamada La Cascada (vea arriba la estructura corporativa de la compañía), la cual fue puesta en marcha en 2007.

Alentado por este primer éxito, Century decidió seguir construyendo y realizó las centrales de Caruquia y Guanaquitas, 10 MW cada una, puestas en servicio en 2010. Luego, Century siguió expandiendo el negocio y puso en marcha en 2012 la central de Barroso, de 20 MW de capacidad.

En esta época, Century buscaba un socio inversionista minorista que trajera *equity* para apoyar el desarrollo de nuevas centrales. Así es que, en 2012, entró el fondo de inversiones institucional canadiense *Alberta Investment Management Corporation*, en adelante AIMCO, que se adjudicó un 41,2% de LAREIF, el resto del capital quedándose entre las manos de Century:

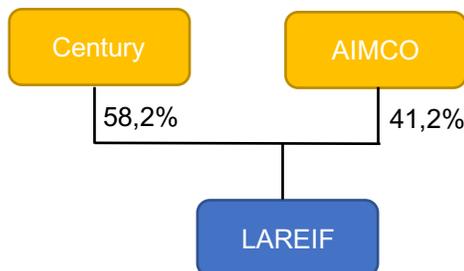


Ilustración 3: Estructura accionista de LAREIF

Juntos, los nuevos socios pusieron en marcha las centrales de Popal en 2014 (20 MW), San Miguel en 2015 (51 MW), El Molino y San Matías en 2017 (20 MW cada una).

Cabe señalar que, si AIMCO se quedó un inversionista minoritario y pasivo que se limitó a su rol de *equity partner*, Century pertenece a un grupo industrial y financiero muy bien establecido en Colombia, el Grupo Helm, que cuenta en particular las tres divisiones siguientes:

- División financiera: Helm Group detiene el banco de inversión HBI y detenía un 20% de Itaú Colombia hasta el medio del año 2019
- División construcción: a través de su filial GECOLSA, Helm Group es uno de los mayores vendedores de maquinarias Caterpillar en Colombia y un *Global Caterpillar Dealer*
- División ingeniería y energía: una división que controla Century Energy, el accionista mayorista de LAREIF, SoEnergy, cuyo negocio es la generación de energía con diésel y gas con una capacidad instalada de 900 MW sobre cuatro continentes, y HMV Ingenieros, una compañía de ingeniería activa en Colombia, Perú, Chile y EE. UU. y que diseña y construye las centrales hidroeléctricas de LAREIF.

Posicionamiento de LAREIF en su industria

En el año 2018, con 972 GWh producidos, LAREIF detiene 1,4% de cuota del mercado de la generación eléctrica de Colombia (68 943 GWh), un mercado muy concentrado ya que cinco empresas solamente detienen casi el 80% de esto:

	EPM	Emgesa	Isagen	Celsia	AES Chivor	LAREIF	Otros
Generación anual (GWh)	15 838	14 135	13 987	5 534	4 977	972	13 444
Cuota del mercado	23,0%	20,5%	20,3%	8,1%	7,2%	1,4%	19,5%
Capacidad (MW)	3 484	3 528	2 989	1 098	1 020	144	5 050
% capacidad hidroeléctr.	>99%	>98%	>99%	>75%	100%	100%	/
Capital	Público	Privado ENEL	Privado Brookfield	Privado Gr. Argos	Privado AES	Privado	/
Bolsa de Colombia	No	No	No	Si	No	No	/

Tabla 1: Posicionamiento de LAREIF en su industria

Fuente: elaboración propia en base a datos de XM y de la Bolsa de valores de Colombia

Sin embargo, a pesar de detener una pequeña cuota del mercado de generación, LAREIF detiene el segundo portafolio más grande de pequeñas centrales hidroeléctricas de Colombia, atrás de EPM, con 182 MW, y delante de Emgesa (ENEL) y de Celsia (Brookfield) con respectivamente 145 y 127 MW, y tiene planos de crecimiento significativo sujeto a la búsqueda de un nuevo socio inversionista. De hecho, su accionista canadiense AIMCO ha decidido vender su participación en la compañía y Century está interesado en aprovechar la oportunidad para atraer un inversionista capaz de seguir expandiendo las operaciones, inclusive fuera de Colombia.

La dificultad en este contexto sectorial muy concentrado y con empresas más o menos fuertemente diversificadas (algunas de ellas, como EPM, Emgesa o Celsia presentan una integración vertical muy fuerte, siendo a la vez empresas de generación, de comercialización y de distribución al cliente final) ha sido de elegir empresas comparables. Se propone finalmente estudiar LAREIF con respecto a Isagen, una empresa integrada, pero con generación casi 100% hidro como LAREIF (aunque con centrales con embalse, vs filo de agua para LAREIF), y a AES Chivor, una empresa sobre todo de generación y venta de electricidad aquella siendo producida principalmente a partir de una sola central (AES compró la central hidroeléctrica Chivor a Isagen al final de los años 90).

Empresa comparable No.1: ISAGEN S.A. E.S.P.

Ticker o nemotécnico

ISAGEN

Clase de acción

Comunes

Derechos de cada clase

Comunes

Mercado donde transa sus acciones

N.a.

Descripción de la empresa

ISAGEN es una empresa de servicios públicos, constituida en forma de sociedad anónima y con sede en Medellín, departamento de Antioquia, Colombia. Fue comprada en 2016 por el fondo de inversión canadiense Brookfield, que controla sus operaciones desde ese entonces.

Para el desarrollo de su objeto social, la empresa cuenta con las siguientes plantas de generación de energía: Hidroeléctrica de San Carlos, Hidroeléctrica de Jaguas, Hidroeléctrica de Calderas, Hidroeléctrica Miel I, Hidroeléctrica Amoyá, Hidroeléctrica Sogamoso y Térmica a ciclo combinado Termocentro.

Sector e industria

Generación y venta de electricidad

Negocios en que se encuentra

ISAGEN tiene por objeto principal la generación y la comercialización de energía eléctrica. Sin embargo, hace también comercialización de gas natural por redes, así como la comercialización de carbón, vapor y otros energéticos de uso industrial.

Su EBITDA anual desde el año 2013 ha variado de la siguiente manera:

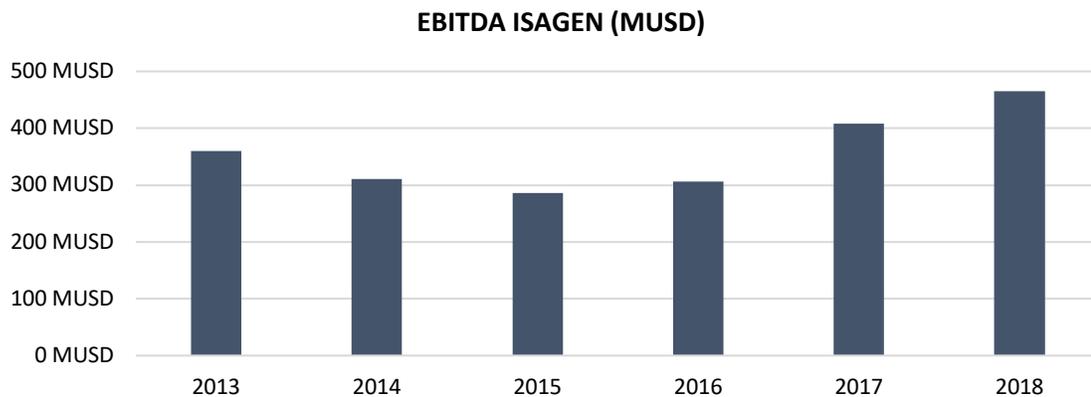


Ilustración 4: EBITDA de ISAGEN S.A. E.S.P. (MUSD)

No ha sido posible encontrar la contribución de cada línea de negocio o de cada central en el EBITDA global de la compañía.

Empresa comparable No.2: AES CHIVOR & Cía S.C.A. E.S.P.

Ticker o nemotécnico

N.a.

Clase de acción

Comunes

Derechos de cada clase

Comunes

Mercado donde transa sus acciones

N.a.

Descripción de la empresa

La compañía AES Chivor opera dos activos: la central hidroeléctrica Chivor (que fue adquirida de ISAGEN en el momento de la cesión de la participación que la Nación colombiana detenía hasta 2007), que representa el 8% de la potencia instalada de Colombia (Boyacá) y la pequeña central hidroeléctrica Tunjita recién construida (Boyacá). Con sede en Bogotá, AES Chivor opera como filial de Norgener S.p.A., una compañía propiedad de la chilena AES Gener S.A.

Sector e industria

Generación y venta de electricidad

Negocios en que se encuentra

AES Chivor tiene por objeto principal la generación y comercialización de energía eléctrica. Su EBITDA anual desde el año 2013 ha variado de la siguiente manera (2018 = estimación):

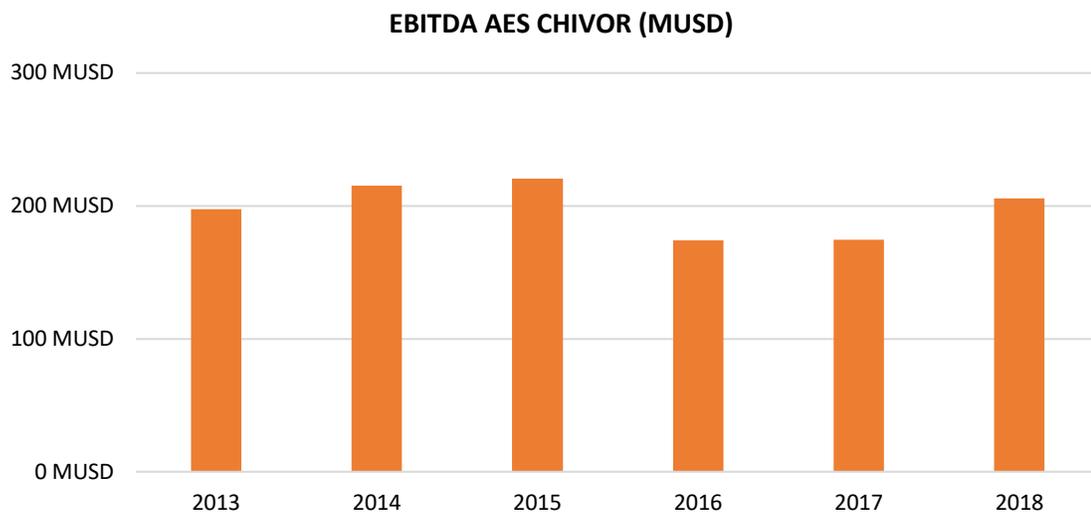


Ilustración 5: EBITDA de AES Chivor & Cía S.C.A. E.S.P. (MUSD)

El interés de AES Chivor es que pertenece a un grupo industrial internacional más grande, AES Gener, con filiales en el sector de generación de Chile, Colombia, Argentina además de EE. UU., la cual podría ser la comparable para usar más adelante en el documento.

IV. Presentación de los EE.FF. de la empresa y de los principales índices financieros

Balance general

Se encuentra abajo el balance general de la empresa para los años 2015 a 2019 (con corte al 30 de junio de 2019):

	2015	2016	2017	2018	2019*
Assets	\$ 310.264.790	\$ 350.697.484	\$ 345.646.028	\$ 326.129.155	\$ 330.027.355
Current assets	\$ 53.171.315	\$ 60.772.641	\$ 63.459.853	\$ 67.712.151	\$ 59.773.995
Cash and cash equivalents	\$ 32.406.156	\$ 28.929.587	\$ 33.950.528	\$ 29.838.062	\$ 32.069.874
Accounts receivable and other receivables	\$ 7.635.719	\$ 11.906.379	\$ 11.564.510	\$ 12.513.520	\$ 7.514.189
Accounts receivable related parties	\$ 9.727.977	\$ 9.727.977	\$ 9.727.977	\$ 14.927.977	\$ 9.727.977
Inventories	\$ 46.490	\$ 74.969	\$ 407.252	\$ 951.063	\$ 999.838
Tax advances	\$ 2.601.958	\$ 4.779.130	\$ 6.913.507	\$ 8.533.510	\$ 8.953.839
Other non-financial assets	\$ 753.015	\$ 5.354.599	\$ 896.080	\$ 948.019	\$ 508.277
Non-current assets	\$ 257.093.475	\$ 289.924.843	\$ 282.186.175	\$ 258.417.004	\$ 270.253.360
Property, plant and equipment (net)	\$ 218.324.045	\$ 255.409.976	\$ 266.893.018	\$ 238.973.718	\$ 239.429.410
Intangible assets other than goodwill	\$ 1.896.306	\$ 79.508	\$ 59.127	\$ 1.549.304	\$ 1.551.527
Participation method investments	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Investments in subsidiaries, joint ventures and associates	\$ 1	\$ 1	\$ 1	\$ 1	\$ 1
Accounts receivable and other receivables Long-Term	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Deferred tax	\$ 36.873.123	\$ 34.435.358	\$ 15.234.028	\$ 17.893.981	\$ 29.272.421
Liabilities	\$ 237.472.092	\$ 253.954.263	\$ 246.276.591	\$ 235.518.829	\$ 242.184.048
Current liabilities	\$ 23.724.862	\$ 93.720.051	\$ 23.598.199	\$ 29.722.803	\$ 30.736.813
Financial liabilities	\$ 13.604.011	\$ 88.049.228	\$ 17.988.006	\$ 19.145.016	\$ 18.802.763
Accounts payable	\$ 8.595.097	\$ 5.141.634	\$ 5.061.423	\$ 5.974.360	\$ 2.686.940
Tax liabilities	\$ 764.179	\$ 421.817	\$ 260.962	\$ 268.926	\$ 144.085
Accounts payable to related parties	\$ 1.032	\$ 1.032	\$ 1.049	\$ -	\$ -
Financial lease liabilities	\$ 584.939	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Labor obligations	\$ 125.961	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Other non-financial current liabilities	\$ 49.643	\$ 106.341	\$ 286.760	\$ 4.334.502	\$ 9.103.025
Non-current liabilities	\$ 213.747.230	\$ 160.234.212	\$ 222.678.392	\$ 205.796.026	\$ 211.447.235
Financial liabilities	\$ 201.069.138	\$ 148.734.830	\$ 222.678.392	\$ 201.846.226	\$ 193.594.042
Accounts payable to related parties	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Financial lease liabilities	\$ 5.751.105	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Deferred tax	\$ 6.926.987	\$ 11.499.382	\$ -	\$ 3.949.800	\$ 17.853.194
Equity	\$ 72.792.698	\$ 96.743.220	\$ 99.369.437	\$ 90.610.326	\$ 87.843.306
Issued capital	\$ 10.000	\$ 10.000	\$ 10.000	\$ 10.000	\$ 10.000
Paid in capital, share premium	\$ 131.997.889	\$ 131.997.889	\$ 131.997.889	\$ 131.997.889	\$ 131.997.889
Retained earnings	\$ 11.174.122	\$ (25.460.401)	\$ (32.126.626)	\$ (32.236.383)	\$ (32.150.227)
Result for the year current year net income	\$ (40.336.129)	\$ -	\$ -	\$ 3.344.238	\$ -
Reserves	\$ -	\$ -	\$ 8.190.242	\$ -	\$ -
Exchange for convergence (IFRS adjustments)	\$ -	\$ 19.099.547	\$ 18.900.788	\$ 18.900.788	\$ 18.900.788
Currency translations adjustment	\$ (30.053.184)	\$ (28.903.814)	\$ (27.602.856)	\$ (31.406.206)	\$ (30.915.144)
Total liabilities and equity	\$ 310.264.790	\$ 350.697.483	\$ 345.646.028	\$ 326.129.155	\$ 330.027.354

Tabla 2: Balance general de la compañía (en USD), hasta el 30 de junio de 2019

	2015	2016	2017	2018	2019*
Assets	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Current assets	17,1%	17,3%	18,4%	20,8%	18,1%
Cash and cash equivalents	10,4%	8,2%	9,8%	9,1%	9,7%
Accounts receivable and other receivables	2,5%	3,4%	3,3%	3,8%	2,3%
Accounts receivable related parties	3,1%	2,8%	2,8%	4,6%	2,9%
Inventories	0,0%	0,0%	0,1%	0,3%	0,3%
Tax advances	0,8%	1,4%	2,0%	2,6%	2,7%
Other non-financial assets	0,2%	1,5%	0,3%	0,3%	0,2%
Non-current assets	82,9%	82,7%	81,6%	79,2%	81,9%
Property, plant and equipment (net)	70,4%	72,8%	77,2%	73,3%	72,5%
Intangible assets other than goodwill	0,6%	0,0%	0,0%	0,5%	0,5%
Participation method investments	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Investments in subsidiaries, joint ventures and associates	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Accounts receivable and other receivables Long-Term	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Deferred tax	11,9%	9,8%	4,4%	5,5%	8,9%
Liabilities	76,5%	72,4%	71,3%	72,2%	73,4%
Current liabilities	7,6%	26,7%	6,8%	9,1%	9,3%
Financial liabilities	4,4%	25,1%	5,2%	5,9%	5,7%
Accounts payable	2,8%	1,5%	1,5%	1,8%	0,8%
Tax liabilities	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%	0,0%
Accounts payable to related parties	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Financial lease liabilities	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Labor obligations	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Other non-financial current liabilities	0,0%	0,0%	0,1%	1,3%	2,8%
Non-current liabilities	68,9%	45,7%	64,4%	63,1%	64,1%
Financial liabilities	64,8%	42,4%	64,4%	61,9%	58,7%
Accounts payable to related parties	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Financial lease liabilities	1,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Deferred tax	2,2%	3,3%	0,0%	1,2%	5,4%
Equity	23,5%	27,6%	28,7%	27,8%	26,6%
Issued capital	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Paid in capital, share premium	42,5%	37,6%	38,2%	40,5%	40,0%
Retained earnings	3,6%	-7,3%	-9,3%	-9,9%	-9,7%
Result for the year current year net income	-13,0%	0,0%	0,0%	1,0%	0,0%
Reserves	0,0%	0,0%	2,4%	0,0%	0,0%
Exchange for convergence (IFRS adjustments)	0,0%	5,4%	5,5%	5,8%	5,7%
Currency translations adjustment	-9,7%	-8,2%	-8,0%	-9,6%	-9,4%
Total liabilities and equity	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Tabla 3: Balance general de la compañía (en %), hasta el 30 de junio de 2019

Los activos de la empresa están compuestos esencialmente de activos no corrientes (entre 79,2% y 82,9%), siendo principalmente (entre 70,4 y 77,2%) las centrales de generación de electricidad que la empresa construye y opera (“PPE”), el resto de los activos no corrientes siendo una acumulación de impuestos diferidos (“Deferred Tax”). Los activos corrientes (entre 17,1% y 20,8% del total de activos) corresponden por dos tercios a las disponibilidades de la empresa (*cash and cash equivalent*), el resto siendo cuentas por cobrar.

Para los años completos, de 2015 a 2018, se observa que la proporción de los activos no corrientes ha sido bajando por 3,7 puntos porcentuales, de un 82,9% a un 79,2%, debido al aumento continuo de los anticipos de impuestos (“Tax Advances”, de 2,6 a 8,5 millones de dólares, y de las cuentas por pagar, de 17,4 a 27,4 millones de dólares),

mientras el valor absoluto de los activos no corrientes quedaba estable, de 257 a 258,4 millones de dólares.

Con respecto a los pasivos de la empresa, están compuestos mayormente de créditos de largo plazo (alrededor del 90% de los pasivos de la compañía), los cuales representan entre el 63,1% y el 68,9% del valor de los pasivos y del patrimonio (salvo el año 2016, que, como lo veremos más adelante, fue un año excepcional en la cual LAREIF tuvo que manejar las consecuencias de un incidente en el túnel de conducción de agua de una de sus centrales). Esa proporción de deuda de largo plazo es la imagen de la estrategia de financiamiento de la empresa, que busca un *leverage* entre 60 y 70% de deuda para cada uno de sus proyectos con un recurso al método de *project finance*.

Los pasivos corrientes, salvo en 2016, representan entre el 6,8% y el 9,1% del valor de los pasivos y del patrimonio y su proporción, tal como su valor absoluto, tienda a crecer en el periodo (de 23,7 a 29,2 millones de dólares).

El patrimonio de la empresa crece en proporción y en valor absoluto durante el periodo entre el año 2015 y el año 2018, de 72,8 a 90,6 millones de dólares (23,5 a 27,8% del valor de los pasivos y del patrimonio). Sin embargo, el capital (*capital y paid-in capital*) se mantiene estable a 132 millones de dólares, por lo que el patrimonio de LAREIF crece gracias a variaciones o ajustes por IFRS o en las utilidades retenidas, por ejemplo.

Estado de resultados

Se encuentra abajo el estado de resultado de la empresa para los años 2015 a 2019 (con corte al 30 de junio de 2019):

	2015	2016	2017	2018	2019*
Sales	\$ 28.067.004	\$ 32.049.858	\$ 56.511.501	\$ 62.515.482	\$ 26.417.468
Energy system costs	\$ (2.075.007)	\$ (1.209.475)	\$ (1.469.796)	\$ (1.751.878)	\$ (3.695.369)
Commercial margin	\$ 25.991.997	\$ 30.840.383	\$ 55.041.705	\$ 60.763.604	\$ 22.722.099
Costs	\$ (5.795.520)	\$ (7.155.858)	\$ (7.617.621)	\$ (8.546.094)	\$ (3.603.070)
Administrative expenses	\$ (3.179.492)	\$ (4.292.943)	\$ (5.364.611)	\$ (3.436.605)	\$ (1.190.604)
EBITDA	\$ 17.016.985	\$ 19.391.582	\$ 42.059.473	\$ 48.780.905	\$ 17.928.425
Depreciation and amortization	\$ (2.813.289)	\$ (4.153.621)	\$ (6.019.154)	\$ (7.706.721)	\$ (2.980.671)
EBIT	\$ 14.203.696	\$ 15.237.961	\$ 36.040.319	\$ 41.074.184	\$ 14.947.754
Other income	\$ 629.048	\$ 9.210.495	\$ 2.424.203	\$ 46.017	\$ 57.116
Other expenses	\$ (381.732)	\$ (586.076)	\$ (708.787)	\$ (1.204.298)	\$ (478.093)
Financial income	\$ 3.312.923	\$ 19.579.282	\$ 2.856.852	\$ 2.840.635	\$ 4.081.624
Financial expenses	\$ (77.536.202)	\$ (12.059.831)	\$ (14.957.033)	\$ (37.091.177)	\$ (9.175.305)
Income before tax	\$ (59.772.267)	\$ 31.381.831	\$ 25.655.554	\$ 5.665.361	\$ 9.433.096
Income tax	\$ 19.421.458	\$ (8.957.433)	\$ (8.530.296)	\$ (2.321.123)	\$ (3.291.179)
Net income	\$ (40.350.809)	\$ 22.424.398	\$ 17.125.258	\$ 3.344.238	\$ 6.141.917

Tabla 4: Estado de resultado simplificado (en USD), hasta el 30 de junio de 2019

	2015	2016	2017	2018	2019*
Sales	100%	100%	100%	100%	100%
Energy system costs	-7%	-4%	-3%	-3%	-14%
Commercial margin	93%	96%	97%	97%	86%
Costs	-21%	-22%	-13%	-14%	-14%
Administrative expenses	-11%	-13%	-9%	-5%	-5%
EBITDA	61%	61%	74%	78%	68%
Depreciation and amortization	-10%	-13%	-11%	-12%	-11%
EBIT	51%	48%	64%	66%	57%
Other income	2%	29%	4%	0%	0%
Other expenses	-1%	-2%	-1%	-2%	-2%
Financial income	12%	61%	5%	5%	15%
Financial expenses	-276%	-38%	-26%	-59%	-35%
Income before tax	-213%	98%	45%	9%	36%
Income tax	69%	-28%	-15%	-4%	-12%
Net income	-144%	70%	30%	5%	23%

Tabla 5: Estado de resultado simplificado (en %), hasta el 30 de junio de 2019

Se puede observar el crecimiento continuo de los ingresos, y en particular a partir de 2017 gracias al ingreso de dos nuevos centrales (ver sección “Análisis operacional del negocio y de la industria” para más detalles). El año 2019, con corte al 30 de junio, obviamente muestra ingresos menores por considerar la mitad de un año.

El margen comercial, es decir las ventas menos los costos del sistema eléctrico (fijos por regulación), está en crecimiento continuo también en los años 2015 a 2018, pasando de un 93% a un 97%. Los esfuerzos del equipo de gerencia de la empresa, como lo veremos más adelante, permitieron bajar de manera significativamente los costos de operación y de mantenimiento y los gastos de administración, en conjunto pasando de un 32% a un 19% en proporción de las ventas, lo cual permitió subir el EBITDA de un 61% a un 78% en proporción de las ventas (y de 17,0 a 48,8 millones de dólares, en valor absoluto).

Debido a una cuenta de depreciación y amortización que fluctúa entre un 10 y un 13% de las ventas en el periodo 2015-2018, el EBIT sigue la tendencia al alza del EBITDA, o sea pasa de ser un 51% de las ventas en 2015 (14,2 millones de dólares) a un 66% en 2018 (41,1 millones de dólares).

Esas últimas cifras muestran un muy buen desempeño de la compañía que muestra un crecimiento de sus ingresos, junto una reducción de sus costos de operación y mantenimiento y de sus gastos de administración, lo cual genera un EBITDA y un EBIT al alza en el periodo 2015-2018.

El resultado no operacional es mucho fluctuante: veremos en la sección “Análisis operacional del negocio y de la industria” que la empresa es muy sensible al tipo de cambio, por tener ingresos en pesos colombianos y gran parte de su deuda en dólares

americanos. Así es que, en 2015, el resultado antes de impuestos alcanza -59,8 millones de dólares (perdidas), para luego ser positivo a +31,4, 25,7 y 5,7 millones de dólares en 2016, 2017 y 2018 (utilidades).

Principales índices financieros

Se encuentra abajo una serie de índices financieros de LAREIF durante el periodo 2015-2018:

		2015	2016	2017	2018	2019*
Liquidez						
capital de trabajo	AC-PC	\$ 29.446.453	\$ (32.947.410)	\$ 39.861.654	\$ 37.989.348	\$ 29.037.182
razón corriente	AC/PC	2,24	0,65	2,69	2,28	1,94
Endeudamiento, leverage						
leverage	deuda/patrimonio	3,26	2,63	2,48	2,60	2,76
deuda a activos	deuda/activos	0,77	0,72	0,71	0,72	0,73
deuda CP a deuda		0,10	0,37	0,10	0,13	0,13
cobertura de interés	EBIT/gastos financieros	0,18	1,26	2,41	1,11	1,63
Rentabilidad						
ROA	EBIT/activos	4,6%	4,3%	10,4%	12,6%	4,5%
ROE	utilidades/patrimonio	-55,4%	23,2%	17,2%	3,7%	7,0%

Tabla 6: Principales índices financieros, para los años 2015 a 2019

Salvo en el año 2016 (en el cual LAREIF tuvo que resolver las consecuencias de un incidente en un túnel de conducción de agua), la empresa muestra buenos índices de liquidez, con capital de trabajo positivo y razón corriente mayor a 2,20¹.

¹ Se nota aquí que LAREIF no tiene cuenta de inventario, por lo que el valor del test ácido es igual a la razón corriente. Por esa razón también, no se ha calculado los índices de actividad por no poder calcular la razón de inventario y el ciclo operacional del negocio. Al nivel del negocio mismo, la ausencia de inventario se entiende en la medida que las centrales a filo de agua no tienen reservorio, stock de agua o producto en fase de procesamiento.

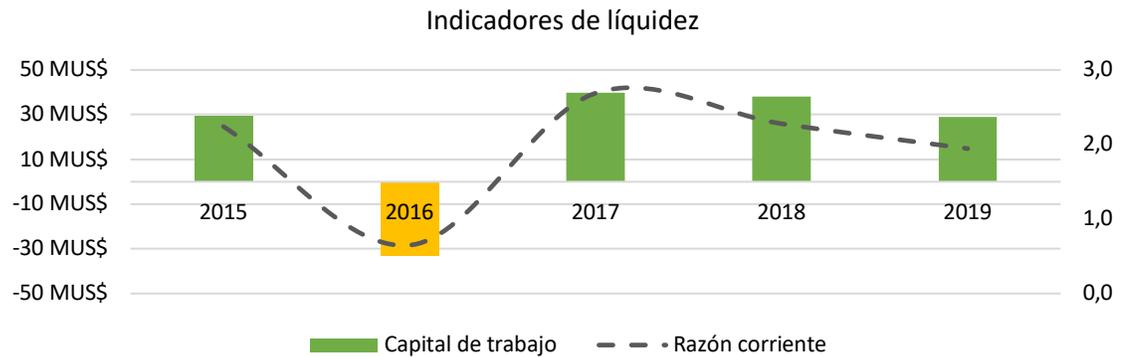


Ilustración 6: Indicadores de liquidez

Al nivel del endeudamiento, encontramos ciertas informaciones comentadas anteriormente:

- un *leverage* importante de la compañía (3,26x en 2015 y luego una estabilización entre 2,5x y 2,6x en 2016, 2017 y 2018), debido a su estrategia de endeudamiento necesaria para construir las centrales,
- un valor de deuda de corto plazo muy por debajo del de la deuda de largo plazo, entre un 10% y un 13% de la deuda total,
- una cobertura de los intereses relativamente baja y bastante fluctuante.

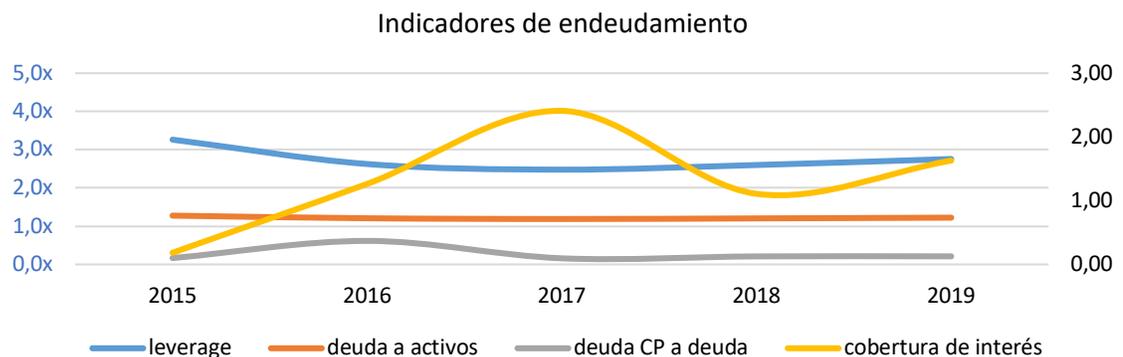


Ilustración 7: Indicadores de endeudamiento

Los índices de rentabilidad son los siguientes:

- el ROA está en crecimiento continuo, de 4,6% en 2015 a 12,6% en 2018, lo cual es el resultado del fuerte crecimiento del EBIT descrito anteriormente (de 14,2 a 41,0 millones de dólares) mientras los activos crecían menos durante el mismo periodo (de 310 a 326 millones de dólares),

- en cambio, la rentabilidad para los accionistas es mucho más fluctuante y menos atractiva: el ROE es negativo en 2015 (debido a pérdidas de más de 40 millones de dólares) y luego baja paletivamente desde un 23,2% en 2016 hasta un 3,7% en 2018. Vimos que las utilidades de la empresa son muy sensibles al tipo de cambio, lo cual deteriora muy rápidamente el resultado antes de impuestos y por lo tanto el ROE.

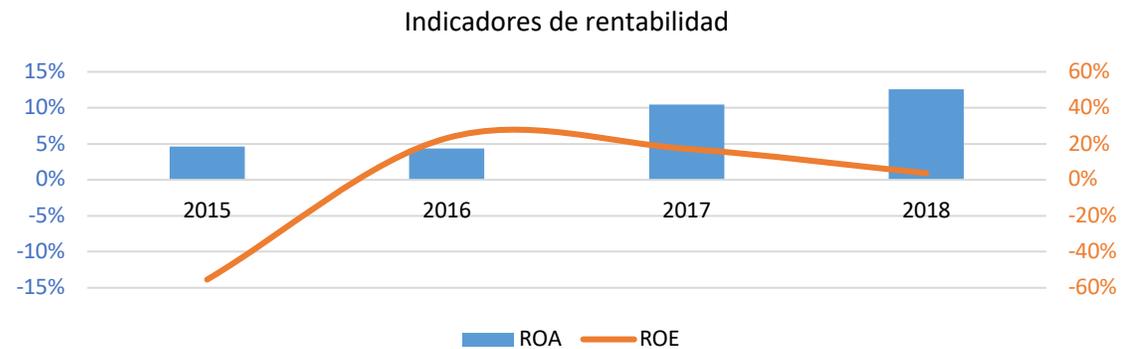


Ilustración 8: Indicadores de rentabilidad, ROA y ROE

Por otro lado, podemos observar que los valores y variaciones respectivas del ROA y del ROE no cuadran con la definición del ROE de la Ecuación 1 abajo, con los valores del *leverage* de la Tabla 6 anterior, a menos de considerar que la tasa de costo de la deuda k_d no sea un valor fijo, sino un valor que varía cada año.

$$ROE = ROA - (ROA - k_d) \cdot \frac{D}{E}$$

Ecuación 1: ROE función del ROA, del costo de la deuda y del leverage

De hecho, LAREIF suscribió varios créditos en USD y en COP a lo largo de su desarrollo (vea parte V “Financiamiento de la empresa, bajo la modalidad *project finance*”), lo cual hace que el valor de deuda consolidada convertida a USD o COP fluctúa de manera importante en función del tipo de cambio USD/COP. Para capturar esa particularidad, en vez de calcular un valor promedio del costo de la deuda consolidada y convertida a USD con el tipo de cambio del 30 de junio de 2019 tal como lo hicimos en la parte VIII “Costo de la capital de la empresa”, deberíamos acá calcular una tasa de costo de la deuda para cada año, por ejemplo con el tipo de cambio promedio de aquel año, para capturar los efectos del tipo de cambio en el costo y en el beta de la deuda y verificar la exactitud de la Ecuación 1.

En resumen, estamos frente a una empresa con buenos resultados operacionales, orientados al alza, pero que están muy afectados por las fluctuaciones del tipo de cambio COP/USD, debido a su estructura de endeudamiento que cumula un *leverage* alto y una porción importante de deuda en dólares mientras sus ingresos son en pesos colombianos, lo cual afecta el ROA ajustado y el ROE con utilidades muy sensibles al tipo de cambio.

V. Financiamiento de la empresa, bajo la modalidad *project finance*

Modalidad de financiamiento

Como lo vimos anteriormente, la compañía LAREIF ha ido desarrollando proyectos de centrales hidroeléctricas en Colombia una tras otra, desde el inicio del proyecto La Cascada en el año 2006 hasta la puesta en marcha de las centrales San Matías y El Molino en 2017, y las está operando.

La particularidad de este trabajo de tesis es que cada proyecto de LAREIF se financió independientemente de los otros bajo la modalidad de *project finance*, es decir gracias a la capacidad de cada uno de ellos de generar sus propios flujos de caja para amortizar el capital prestado por los bancos y pagar los intereses de la deuda. Este tipo de financiación está respaldado en general únicamente por los activos del proyecto (en el caso de LAREIF, los predios, las centrales o los contratos de venta de energía), sin que los accionistas aporten ninguna garantía a los acreedores. Es una estructura de capital bastante común en el sector privado donde las compañías quieren financiar sus proyectos fuera de su *balance sheet* ⁱⁱⁱ.

Por lo tanto, la compañía LAREIF nunca ha colocado bonos en el mercado de capitales para financiar sus operaciones o sus inversiones.

Características de la deuda financiera vigente

En la pagina siguiente se representan las condiciones de crédito de cada uno de los activos que sigue con deuda vigente (con fecha 31 de enero de 2019), a veces corresponde a un refinanciamiento de una deuda inicial:

Centrales	Lender	Deuda vigente		Tasa de interés (anual)	Madurez
		MUSD	MCOP		
Caruquia	Swap	2,6	-	1,8%	Abril de 2021
		2,6	-	1,7%	Abril de 2023
	IFC	3,68	-	LIBOR +2,8%	Abril de 2021
	IFC	1,02	-	LIBOR +4,5%	Abril de 2023
Guanaquitas	IFC	0,98	-	LIBOR +2,8%	Julio de 2021
	IFC	1,18	-	LIBOR +4,5%	Julio de 2023
Barroso	Swap	21,39	-	2,0%	Julio de 2022
	Bancolombia	25,85	-	LIBOR +5,0%	Abril de 2028
Popal*	Bancolombia	-	88 462	IBR +4,0%	Abril de 2027
San Miguel	Bancolombia	44,43	-	LIBOR +4,6%	Enero de 2029
	Bancolombia	-	87 996	IBR +4,5%	Enero de 2029
El Molino y San Matías	Corpbanca	82,58	-	LIBOR +4,8%	Abril de 2029
Deuda total	-	186,21	176 458		

Tabla 7: Deuda vigente en el 31 de enero de 2019 (en MUSD y MCOP)

VI. Estructura de capital de la empresa

Para determinar la estructura de capital de la empresa se han utilizado los estados financieros de LAREIF, consolidados con sus filiales, bajo norma IFRS, disponibles al 31 de diciembre para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 y al 30 de junio para el año 2019². Todos los montos son presentados en dólares de Estados Unidos, por corresponder a la moneda funcional de la entidad (sus inversionistas y beneficiarios finales estando ubicados en Estados Unidos y en Canadá), en valores reales de cada año (no se ajustaron por inflación).

Deuda financiera

La deuda financiera consolidada de LAREIF con sus filiales suma las obligaciones financieras corrientes y no corrientes además de las obligaciones de leasing financiero corrientes y no corrientes:

	2015	2016	2017	2018	2019*
Current liabilities					
Financial liabilities	\$ 13.604.011	\$ 88.049.228	\$ 17.988.006	\$ 19.145.016	\$ 18.802.763
Financial lease liabilities	\$ 584.939	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Non-current liabilities					
Financial liabilities	\$ 201.069.138	\$ 148.734.830	\$ 222.678.392	\$ 201.846.226	\$ 193.594.042
Financial lease liabilities	\$ 5.751.105	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Consolidated financial debt	\$ 221.009.193	\$ 236.784.058	\$ 240.666.398	\$ 220.991.242	\$ 212.396.805

Tabla 8: Consolidated financial debt (B) (en USD)

Patrimonio (contable)

LAREIF no está listada en bolsa. Su patrimonio está definido al nivel contable por los elementos que componen el *equity* de la compañía en el *balance sheet*, y que suman:

	2015	2016	2017	2018	2019*
Equity	\$ 72.792.698	\$ 96.743.220	\$ 99.369.437	\$ 90.610.326	\$ 87.843.306
Issued capital	\$ 10.000	\$ 10.000	\$ 10.000	\$ 10.000	\$ 10.000
Paid in capital, share premium	\$ 131.997.889	\$ 131.997.889	\$ 131.997.889	\$ 131.997.889	\$ 131.997.889
Retained earnings	\$ 11.174.122	\$ (25.460.401)	\$ (32.126.626)	\$ (32.236.383)	\$ (32.150.227)
Result for the year current year net income	\$ (40.336.129)	\$ -	\$ -	\$ 3.344.238	\$ -
Reserves	\$ -	\$ -	\$ 8.190.242	\$ -	\$ -
Exchange for convergence (IFRS adjustments)	\$ -	\$ 19.099.547	\$ 18.900.788	\$ 18.900.788	\$ 18.900.788
Currency translations adjustment	\$ (30.053.184)	\$ (28.903.814)	\$ (27.602.856)	\$ (31.406.206)	\$ (30.915.144)

Tabla 9: Equity (P) (en USD)

² El asterisco en las tablas de la presente sección recuerda que todos los datos de 2019 son al 30 de junio.

Estructura de capital

De lo anterior, se deducen el valor de los activos de la empresa y la estructura de capital objetivo:

	2015	2016	2017	2018	2019*
Valor de activos	\$ 293 801 891	\$ 333 527 278	\$ 340 035 835	\$ 311 601 568	\$ 300 240 111

Tabla 10: Valor de activos (P+B) (en USD)

	Promedio	2015	2016	2017	2018	2019*
B/V	71,73%	75,22%	70,99%	70,78%	70,92%	70,74%
P/V	28,27%	24,78%	29,01%	29,22%	29,08%	29,26%
B/P	255%	304%	245%	242%	244%	242%

Tabla 11: Estructura de capital

VII. Beta patrimonial de la empresa

Como lo mencionamos anteriormente, LAREIF no está listada, como ninguna de sus filiales en Panamá o en Colombia. Por otra parte, en el sector de electricidad en Colombia existen sólo 3 empresas listadas que son:

- ISA (por Interconexión Eléctrica S.A.), se dedicada a actividades de transporte y transmisión eléctrica, inclusive la gestión en tiempo real del sistema interconectado colombiano, junto con actividades de telecomunicaciones que aprovechan su red de transmisión eléctrica,
- Grupo Energía Bogotá, una multilatina líder en el sector de energía eléctrica (generación, transmisión y distribución) y gas natural (distribución) con presencia en Colombia, Perú, Guatemala y Brasil, y
- Celsia, una empresa activa en la generación de electricidad, en gran mayoría en base a activos hidroeléctricos como LAREIF, de transmisión y distribución de electricidad, y finalmente de comercialización.

En consecuencia, hemos decidido elegir la compañía Celsia, la compañía listada cuya actividad es la más cerca de la LAREIF, como comparable para estimar el beta patrimonial de LAREIF.

En base al valor de cierre de la acción Celsia y del índice COLCAP3 del último día hábil de cada semana entre el 1º de julio de 2015 y el 30 de junio de 2019^{iv}, se calculan los retornos semanales para la acción como para el proxy mediante a la fórmula:

$$R_{sem} = \frac{P_{sem\ i+1} - P_{sem\ i}}{P_{sem\ i}}$$

Ecuación 2: Calculo retorno semanal en función de precios semanales

Donde R_{sem} es el retorno semanal, y $P_{sem\ i}$ et $P_{sem\ i+1}$ corresponden al precio de la acción o del índice COLCAP en el último día hábil de la semana i o $i+1$.

Para cada periodo de 2 años (104 valores) terminando el 30 de junio de 2017, 2018 y 2019, se estimó el beta de la acción mediante el modelo CAPM, lo cual prevé que los retornos esperados se pueden expresar en función de la tasa libre de riesgo más un premio por riesgo ponderado por el beta ($R_{it} = r_f + \beta_i \cdot PRM + \varepsilon$).

³ COLCAP es el índice bursátil de referencia de la Bolsa de Valores de Colombia (BVC). Está compuesto por las 24 acciones más tranzadas en el mercado colombiano.

Los resultados están indicados en la tabla siguiente:

	2017	2018	2019
Beta de la acción	0,23	0,30	0,32
p-value (significancia)	0,00001	0,00023	0,00006
Presencia bursátil (%)	89,0%	95,0%	90,9%

Tabla 12: Datos estadísticos de la acción CELSIA (fuente: BVC)

El beta inferior a 1,0 significa que el precio de la acción de Celsia es mucho menos fluctuante con respecto al proxy utilizado, el índice COLCAP, o sea cuando el COLCAP sube o baja de un 1,0%, la acción Celsia sube o baja de un 0,23%, 0,30% o 0,32% (respectivamente en 2017, 2018 o 2019). La acción de Celsia es entonces poco sensible a las variaciones del índice: su elasticidad es baja.

Los valores de p-value muy cerca de 0 significan que la probabilidad de que el beta estimado caerá dentro del intervalo de confianza, considerando la distribución de los datos, se encuentre por encima de 99% y que, entonces, los valores de beta encontrados son estadísticamente significativos.

Respecto de la presencia bursátil de la acción Celsia, se consideró que fue la cantidad de días en los que se registraron transacciones de una acción por más de 1000 UF en promedio durante un periodo de un año (se tomó esa libertad en vez de una presencia bursátil sobre los 180 días corridos). El umbral de 1000 UF fue convertido diariamente en USD en función del valor de la UF y del tipo de cambio CLP/USD (se tomó el valor del día anterior inmediatamente disponible cuando el tipo de cambio no era disponible); el precio de la acción fue convertido diariamente a USD en función del tipo de cambio COP/USD del día de cierre. La presencia se encuentra entre un 89% y un 95% y en promedio, entre el 1 de julio de 2015 y el 30 de junio de 2019, la presencia es superior a 91%. Consideramos entonces que la acción de CELSIA que registra operaciones todos los días del año (salvo muy pocas excepciones) y en su mayoría por volúmenes mayores a 1000 UF lo cual refleja una alta liquidez.

VIII. Costo de capital de la empresa

Costo de la deuda

En la sección “Financiamiento de la empresa, bajo la modalidad *project finance*”, hemos descrito la modalidad de financiamiento que LAREIF implementó a lo largo de los años para financiar su crecimiento. Se puede observar que la deuda a más largo plazo de LAREIF, corresponde a la deuda asociada a las centrales de Barroso, Popal (recién refinanciada), San Miguel, El Molino y San Matías con madurez en 2027, 2028 y 2029:

Deuda vigente		Tasa de interés (anual)	Madurez
25,85 MUSD	-	LIBOR +5,0%	Abril de 2028
-	88 462 MCOP\$	IBR +4,0%	Abril de 2027
44,43 MUSD	-	LIBOR +4,6%	Enero de 2029
-	87 996 MCOP\$	IBR +4,5%	Enero de 2029
82,58 MUSD	-	LIBOR +4,8%	Abril de 2029
152,86 MUSD	176 458 MCOP\$		

Tabla 13: Descripción de la deuda de largo plazo (en MUSD y MCOP), vigente al 31/01/2019

Nota: la Tabla 13 contempla únicamente la deuda financiera de largo plazo, y excluye entonces cerca de 33,4 MUSD de deuda con fecha de vencimiento hasta 2022 incluida en la Tabla 7.

Para cada línea de deuda en USD y en COP identificada en la Tabla 13, se calcula la tasa de interés promedio ponderada por el monto de cada línea de deuda:

- Tasa promedio de la deuda en USD:

$$Tasa = LIBOR + \frac{25,85 \times 5\% + 44,43 \times 4,6\% + 82,58 \times 4,8\%}{152,86} = LIBOR + 4,78\%$$

Ecuación 3: Calculo tasa promedio de la deuda en USD

- Tasa promedio de la deuda en COP:

$$Tasa = IBR + \frac{88462 \times 4\% + 87996 \times 4,5\%}{176458} = IBR + 4,25\%$$

Ecuación 4: Calculo tasa promedio de la deuda en COP

Luego, en base a los valores del LIBOR y del IBR en el 30 de junio de 2019, fecha en la cual se valoriza la compañía más allá en este documento, se establece la tasa de interés vigente en esa fecha:

	Tasa promedio, ponderada por el monto de deuda	USD LIBOR overnight, al 30/06/2019 ^v	Tasa promedio	Monto de la deuda en USD vigente	% de la deuda total
USD	LIBOR +4,78%	2,370%	+7,15%	152,86 MUSD	73,5%

Tabla 14: Descripción de la deuda en MUSD, vigente en el 31 de enero de 2019

	Tasa promedio, ponderada por el monto de deuda	IBR overnight, al 30/06/2019 ^{vi}	Tasa promedio	Monto de la deuda en COP vigente	% de la deuda total
COP	IBR +4,25%	4,255%	+8,50%	176 458 MCOP, o sea 55,05 MUSD (con tipo de cambio 3205,56 COP/USD)	26,5%

Tabla 15: Descripción de la deuda en MCOP, vigente en el 31 de enero de 2019

En consecuencia, se deduce la tasa de interés promedio que se usará más adelante:

$$k_b = 73,5\% \times 7,15\% + 26,5\% \times 8,50\%$$

Ecuación 5: Cálculo tasa de interés promedio

Por lo tanto:

$$k_b = 7,51\%$$

Nota: En su página web ^{vii}, Celsia informa sobre su primera emisión de bonos ordinarios en el mercado de valores local, colocados en diciembre de 2013. Esa colocación tenía tres series de bonos tipo *bullet* con vencimiento a seis, 12 y 20 años con tasa facial igual respectivamente a IPC+4,30%, IPC+5% e IPC+5,33% E.A. Al 31 de enero de 2019, el IPC en Colombia valía 3,10% ^{viii}, por lo que las tasas efectivas anuales eran respectivamente 7,40%, 8,10% y 8,43%.

A primera vista entonces, la tasa de interés negociada por LAREIF (no se analizan aquí los posibles *covenants* de esa deuda) parece bastante competitiva en comparación con la deuda levantada por Celsia.

Beta de la deuda

Utilizando CAPM y la tasa de costo de la deuda, se calcule el beta de la deuda de LAREIF:

$$k_b = r_f + [E(rm) - r_f] \times \beta_d$$

Ecuación 6: Calculo beta de la deuda

Donde:

$$k_b = 7,51\%$$

$$r_f = 6,309\% \text{ (bonos soberanos colombianos a 15 años, con fecha 30 junio de 2019^{ix})}$$

$$E(rm) - r_f = 8,60\% \text{ (premio de riesgo de mercado, para Colombia)}$$

Por lo tanto:

$$7,51\% = 6,309\% + [8,60\%] \times \beta_d$$

$$\beta_d = 0,14$$

Beta de la acción con deuda

En la sección “Beta patrimonial de la empresa” se calculó el beta de la acción Celsia, supuesta ser un comparable de LAREIF:

	2017	2018	2019
Beta de la acción con deuda	0,23	0,30	0,32

Tabla 16: Beta de la acción con deuda

Se elige el valor de junio de 2019, o sea 0,32.

Beta patrimonial sin deuda

Desapalancamos el beta de la acción Celsia con deuda a junio de 2019, con la fórmula de Rubinstein (1973, empresa con deuda riesgosa):

$$\beta_p^{C/D} = \beta_p^{S/D} \times \left[1 + (1 - t_c) \times \frac{B}{P} \right] - (1 - t_c) \times \beta_d \times \left(\frac{B}{P} \right)$$

Ecuación 7: Calculo beta patrimonial (Rubinstein 1973, empresa con deuda riesgosa)

Donde:

$$\beta_p^{C/D} = 0,32$$

$$t_c = 33\% \text{ (último año con tasa a 33\%, ya que baja hasta 30\% en 2022)}$$

$$\frac{B}{P} = 255\% \text{ (estructura de capital, parte 1.3)}$$

$$\beta_d = 0,14$$

Por lo tanto:

$$0,32 = \beta_p^{S/D} \times [1 + (1 - 33\%) \times 255\%] - (1 - 33\%) \times 0,14 \times (255\%)$$

$$\beta_p^{S/D} = 0,21$$

Beta patrimonial con deuda

De nuevo con la fórmula de Rubinstein utilizada arriba, apalancamos el beta patrimonial sin deuda con la estructura de capital objetiva de la empresa LAREIF, estimada en la sección “Estructura de capital”, y utilizamos la tasa de impuestos de largo plazo, o sea 30% (la reforma tributaria aprobada por el Congreso colombiano en octubre del 2018 prevé que se reduce la tarifa del impuesto sobre la renta de un punto por año desde un 33% en 2019 hasta un 30% en 2022 y adelante ^{4, x)}:

$$\beta_p^{C/D} = \beta_p^{S/D} \times \left[1 + (1 - t_c) \times \frac{B}{P} \right] - (1 - t_c) \times \beta_d \times \left(\frac{B}{P} \right)$$

Ecuación 8: Calculo beta patrimonial (Rubinstein 1973, empresa con deuda riesgosa)

Donde:

$$\beta_p^{S/D} = 0,21$$

$$t_c = 30\%$$

$$\frac{B}{P} = 255\% \text{ (estructura de capital promedio, sección “Estructura de capital”)}$$

$$\beta_d = 0,14$$

Por lo tanto:

$$\beta_p^{C/D} = 0,21 \times [1 + (1 - 30\%) \times 255\%] - (1 - 30\%) \times 0,14 \times (255\%)$$

$$\beta_p^{C/D} = 0,34$$

⁴ La Ley de financiamiento fue finalmente cancelada por la Corte Constitucional de Colombia por no haber publicado su proyecto en el Diario Oficial antes de someterla al voto del Congreso, pero hacemos el supuesto aquí que el Gobierno logrará volver a hacerla aprobar antes del fin de su mandato. Detalles de la Ley de Financiamiento inicial en la sección de referencias.

Costo patrimonial

Utilizando CAPM, se estima la tasa de costo patrimonial, usando el beta patrimonial con deuda que incluye la estructura de capital objetiva de la empresa:

$$k_p = r_f + [E(Rm) - r_f] \times \beta_p^{C/D} + Premio_{liquidez}$$

Ecuación 9: Calculo costo patrimonial (CAPM)

Donde:

$$r_f = 6,309\% \text{ (bonos soberanos a 15 años, con fecha 30 junio de 2019^{xi})}$$

$$E(rm) - r_f = 8,60\% \text{ (para Colombia)}$$

$$\beta_p^{C/D} = 0,34$$

$$Premio_{liquidez} = 3,0\%^5$$

Por lo tanto:

$$k_p = 12,00\%$$

Costo de capital

El Costo de Capital Promedio Ponderado (WACC) es:

$$k_0 = k_p \times \frac{P}{V} + k_b \times (1 - t_c) \times \frac{B}{V}$$

Ecuación 10: Calculo costo de capital promedio ponderado (WACC)

Donde:

$$k_p = 12,00\%$$

$$\frac{P}{V} = 28,27\% \text{ (cf.: sección "Estructura de capital")}$$

$$k_b = 7,51\%$$

$$t_c = 30\%$$

$$\frac{B}{V} = 71,73\% \text{ (cf.: sección "Estructura de capital")}$$

Por lo tanto:

$$k_0 = 12\% \times 28,27\% + 7,51\% \times (1 - 30\%) \times 71,73\%$$

$$k_0 \text{ (WACC)} = 7,16\%$$

⁵ Se considera un premio por riesgo de liquidez en el costo patrimonial debido a que la empresa no está abierta a bolsa (El premio por riesgo de liquidez puede definirse como el castigo en el precio que exige el comprador al momento de adquirir un activo para compensar el riesgo que está asumiendo en el valor de reventa). Valor de 3% requerido por el profesor guía.

Cuadro resumen

Tasa libre de riesgo (bonos gubernamentales colombianos, 15 años)	6,309%
Premio por riesgo de mercado ($PRM=E(r_m)-r_f$)	8,60%
Tasa de costo de la deuda (k_b)	7,51%
Tasa de impuesto a largo plazo (t_c)	30%
Beta de la deuda (β_d)	0,14
Beta de la acción (CELSIA, comparable)	0,32
Beta patrimonial sin deuda ($\beta_p^{S/D}$)	0,21
Beta patrimonial con deuda ($\beta_p^{C/D}$)	0,34
Tasa de costo patrimonial (k_p)	12,00%
Razón de deuda a valor empresa (B/V)	71,73%
Razón de patrimonio a valor empresa (P/V)	28,27%
Tasa de costo de capital promedio ponderado (k_o , WACC)	7,16%

Tabla 17: Cuadro resumen del cálculo del WACC de LAREIF

IX. Análisis operacional del negocio y de la industria

Estados financieros

Se indican abajo el balance general y el estado de resultado, ambos consolidados al nivel del holding LAREIF en Panamá, desde el año 2015 hasta el 30 de junio de 2019:

	2015	2016	2017	2018	2019*
Assets	\$ 310 264 790	\$ 350 697 484	\$ 345 646 028	\$ 326 129 155	\$ 330 027 355
Current assets	\$ 53 171 315	\$ 60 772 641	\$ 63 459 853	\$ 67 712 151	\$ 59 773 995
Cash and cash equivalents	\$ 32 406 156	\$ 28 929 587	\$ 33 950 528	\$ 29 838 062	\$ 32 069 874
Accounts receivable and other receivables	\$ 7 635 719	\$ 11 906 379	\$ 11 564 510	\$ 12 513 520	\$ 7 514 189
Accounts receivable related parties	\$ 9 727 977	\$ 9 727 977	\$ 9 727 977	\$ 14 927 977	\$ 9 727 977
Inventories	\$ 46 490	\$ 74 969	\$ 407 252	\$ 951 063	\$ 999 838
Tax advances	\$ 2 601 958	\$ 4 779 130	\$ 6 913 507	\$ 8 533 510	\$ 8 953 839
Other non-financial assets	\$ 753 015	\$ 5 354 599	\$ 896 080	\$ 948 019	\$ 508 277
Non-current assets	\$ 257 093 475	\$ 289 924 843	\$ 282 186 175	\$ 258 417 004	\$ 270 253 360
Property, plant and equipment (net)	\$ 218 324 045	\$ 255 409 976	\$ 266 893 018	\$ 238 973 718	\$ 239 429 410
Intangible assets other than goodwill	\$ 1 896 306	\$ 79 508	\$ 59 127	\$ 1 549 304	\$ 1 551 527
Participation method investments	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Investments in subsidiaries, joint ventures and associates	\$ 1	\$ 1	\$ 1	\$ 1	\$ 1
Accounts receivable and other receivables Long-Term	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Deferred tax	\$ 36 873 123	\$ 34 435 358	\$ 15 234 028	\$ 17 893 981	\$ 29 272 421
Liabilities	\$ 237 472 092	\$ 253 954 263	\$ 246 276 591	\$ 235 518 829	\$ 242 184 048
Current liabilities	\$ 23 724 862	\$ 93 720 051	\$ 23 598 199	\$ 29 722 803	\$ 30 736 813
Financial liabilities	\$ 13 604 011	\$ 88 049 228	\$ 17 988 006	\$ 19 145 016	\$ 18 802 763
Accounts payable	\$ 8 595 097	\$ 5 141 634	\$ 5 061 423	\$ 5 974 360	\$ 2 686 940
Tax liabilities	\$ 764 179	\$ 421 817	\$ 260 962	\$ 268 926	\$ 144 085
Accounts payable to related parties	\$ 1 032	\$ 1 032	\$ 1 049	\$ -	\$ -
Financial lease liabilities	\$ 584 939	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Labor obligations	\$ 125 961	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Other non-financial current liabilities	\$ 49 643	\$ 106 341	\$ 286 760	\$ 4 334 502	\$ 9 103 025
Non-current liabilities	\$ 213 747 230	\$ 160 234 212	\$ 222 678 392	\$ 205 796 026	\$ 211 447 235
Financial liabilities	\$ 201 069 138	\$ 148 734 830	\$ 222 678 392	\$ 201 846 226	\$ 193 594 042
Accounts payable to related parties	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Financial lease liabilities	\$ 5 751 105	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Deferred tax	\$ 6 926 987	\$ 11 499 382	\$ -	\$ 3 949 800	\$ 17 853 194
Equity	\$ 72 792 698	\$ 96 743 220	\$ 99 369 437	\$ 90 610 326	\$ 87 843 306
Equity	\$ 72 792 698	\$ 96 743 220	\$ 99 369 437	\$ 90 610 326	\$ 87 843 306
Issued capital	\$ 10 000	\$ 10 000	\$ 10 000	\$ 10 000	\$ 10 000
Paid in capital, share premium	\$ 131 997 889	\$ 131 997 889	\$ 131 997 889	\$ 131 997 889	\$ 131 997 889
Retained earnings	\$ 11 174 122	\$ (25 460 401)	\$ (32 126 626)	\$ (32 236 383)	\$ (32 150 227)
Result for the year current year net income	\$ (40 336 129)	\$ -	\$ -	\$ 3 344 238	\$ -
Reserves	\$ -	\$ -	\$ 8 190 242	\$ -	\$ -
Exchange for convergence (IFRS adjustments)	\$ -	\$ 19 099 547	\$ 18 900 788	\$ 18 900 788	\$ 18 900 788
Currency translations adjustment	\$ (30 053 184)	\$ (28 903 814)	\$ (27 602 856)	\$ (31 406 206)	\$ (30 915 144)
Total liabilities and equity	\$ 310 264 790	\$ 350 697 483	\$ 345 646 028	\$ 326 129 155	\$ 330 027 354

Tabla 18: Balance general hasta el 30 de junio de 2019 (en USD)

	2015	2016	2017	2018	2019*
Sales	\$ 28.067.004	\$ 32.049.858	\$ 56.511.501	\$ 62.515.482	\$ 26.417.468
Generation	\$ 28.067.004	\$ 32.009.616	\$ 56.511.501	\$ 61.871.021	\$ 23.592.808
Trade of energy	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 2.521.918
Other services	\$ -	\$ 40.242	\$ -	\$ 644.461	\$ 302.742
Energy system costs	\$ (2.075.007)	\$ (1.209.475)	\$ (1.469.796)	\$ (1.751.878)	\$ (3.695.369)
Energy system costs	\$ (2.075.007)	\$ (1.209.475)	\$ (1.469.796)	\$ (1.751.878)	\$ (2.774.043)
Trade energy cost		\$ -	\$ -	\$ -	\$ (921.326)
Commercial margin	\$ 25.991.997	\$ 30.840.383	\$ 55.041.705	\$ 60.763.604	\$ 22.722.099
Administrative expenses	\$ (3.179.492)	\$ (4.292.943)	\$ (5.364.611)	\$ (3.436.605)	\$ (1.190.604)
Administrative personnel expenses	\$ (1.039.240)	\$ (852.317)	\$ (1.126.094)	\$ (1.264.073)	\$ (607.704)
Training, administrative personnel	\$ -	\$ -	\$ -	\$ (27.897)	\$ (11.825)
Fees	\$ (567.352)	\$ (724.964)	\$ (1.053.485)	\$ (549.075)	\$ (162.962)
Cost of organization and expenses association	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Leases	\$ (117.475)	\$ (109.711)	\$ (99.390)	\$ (107.052)	\$ (49.559)
Travel expenses	\$ (20.562)	\$ (45.866)	\$ (96.851)	\$ (109.304)	\$ (39.707)
Other administrative expenses	\$ (167.117)	\$ (376.210)	\$ (309.274)	\$ (253.388)	\$ (103.429)
Taxes other than Income Tax and CREE	\$ (1.213.661)	\$ (954.148)	\$ (2.483.326)	\$ (995.156)	\$ (215.419)
Contribution to control and monitoring entities	\$ (54.085)	\$ (60.667)	\$ (63.451)	\$ (122.084)	\$ -
Impairment, accounts receivable and other receivables	\$ -	\$ (1.169.060)	\$ (132.740)	\$ -	\$ -
Impairment, inventories	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Tenders and commercial offers	\$ -	\$ -	\$ -	\$ (8.576)	\$ -
EBITDA	\$ 17.016.985	\$ 19.391.582	\$ 42.059.473	\$ 48.780.905	\$ 17.928.425
Depreciation and amortization	\$ (2.813.289)	\$ (4.153.621)	\$ (6.019.154)	\$ (7.706.721)	\$ (2.980.671)
Depreciation of property in operation	\$ (2.701.894)	\$ (4.033.420)	\$ (5.748.662)	\$ (6.687.939)	\$ (2.938.741)
Depreciation of property used in administration	\$ (78.468)	\$ (47.231)	\$ (62.356)	\$ (45.783)	\$ (21.411)
Amortization of intangibles	\$ (14.309)	\$ (25.735)	\$ (16.362)	\$ (17.613)	\$ (8.150)
Amortization of intangibles in administration	\$ (18.618)	\$ (47.235)	\$ (48.405)	\$ (25.789)	\$ (12.369)
Impairment, PPE	\$ -	\$ -	\$ (143.369)	\$ (929.597)	\$ -
EBIT	\$ 14.203.696	\$ 15.237.961	\$ 36.040.319	\$ 41.074.184	\$ 14.947.754
Other income	\$ 629.048	\$ 9.210.495	\$ 2.424.203	\$ 46.017	\$ 57.116
Extraordinary	\$ 629.048	\$ 9.130.898	\$ 2.366.758	\$ 46.017	\$ 57.116
Gain in sale PPE	\$ -	\$ 79.597	\$ 57.445	\$ -	\$ -
Other expenses	\$ (381.732)	\$ (586.076)	\$ (708.787)	\$ (1.204.298)	\$ (478.093)
Fees and expenses, Bank	\$ -	\$ (236.287)	\$ (172.169)	\$ (333.246)	\$ (73.104)
Loss PPE	\$ -	\$ -	\$ (16)	\$ (109.824)	\$ (1.629)
Extraordinary	\$ (381.732)	\$ (349.789)	\$ (536.602)	\$ (761.228)	\$ (403.360)
Financial income	\$ 3.312.923	\$ 19.579.282	\$ 2.856.852	\$ 2.840.635	\$ 4.081.624
Financial	\$ 152.681	\$ 1.836.478	\$ 601.196	\$ 301.083	\$ 215.154
Income hedging	\$ 69.534	\$ 1.652.406	\$ 213.199	\$ 516.311	\$ 538.515
Exchange difference income	\$ 3.090.708	\$ 16.090.398	\$ 2.042.457	\$ 2.023.241	\$ 3.327.955
Financial expenses	\$ (77.536.202)	\$ (12.059.831)	\$ (14.957.033)	\$ (37.091.177)	\$ (9.175.305)
Interest	\$ (5.398.298)	\$ (9.218.872)	\$ (13.653.975)	\$ (16.756.735)	\$ (8.262.853)
Mark to market derivatives	\$ -	\$ (303.649)	\$ 335	\$ 568	\$ (315.631)
Exchange difference expenses	\$ (68.213.531)	\$ (2.537.310)	\$ (1.303.393)	\$ (20.335.010)	\$ (596.822)
Loss in hedging operations	\$ (3.159.545)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Commissions	\$ (764.828)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Income before taxes	\$ (59.772.267)	\$ 31.381.831	\$ 25.655.554	\$ 5.665.361	\$ 9.433.096
Income tax	\$ 19.421.458	\$ (8.957.433)	\$ (8.530.296)	\$ (2.321.123)	\$ (3.291.179)
Income tax	\$ (371.810)	\$ (494.310)	\$ (691.245)	\$ (1.982.510)	\$ (570.556)
Deferred tax	\$ 19.793.268	\$ (8.463.123)	\$ (7.839.051)	\$ (338.613)	\$ (2.720.623)
Net income	\$ (40.350.809)	\$ 22.424.398	\$ 17.125.258	\$ 3.344.238	\$ 6.141.917

Tabla 19: Estado de resultado, detallado (en USD), hasta el 30 de junio de 2019

	2015	2016	2017	2018	2019*
Sales	\$ 28.067.004	\$ 32.049.858	\$ 56.511.501	\$ 62.515.482	\$ 26.417.468
Energy system costs	\$ (2.075.007)	\$ (1.209.475)	\$ (1.469.796)	\$ (1.751.878)	\$ (3.695.369)
Commercial margin	\$ 25.991.997	\$ 30.840.383	\$ 55.041.705	\$ 60.763.604	\$ 22.722.099
Costs	\$ (5.795.520)	\$ (7.155.858)	\$ (7.617.621)	\$ (8.546.094)	\$ (3.603.070)
Administrative expenses	\$ (3.179.492)	\$ (4.292.943)	\$ (5.364.611)	\$ (3.436.605)	\$ (1.190.604)
EBITDA	\$ 17.016.985	\$ 19.391.582	\$ 42.059.473	\$ 48.780.905	\$ 17.928.425
Depreciation and amortization	\$ (2.813.289)	\$ (4.153.621)	\$ (6.019.154)	\$ (7.706.721)	\$ (2.980.671)
EBIT	\$ 14.203.696	\$ 15.237.961	\$ 36.040.319	\$ 41.074.184	\$ 14.947.754
Other income	\$ 629.048	\$ 9.210.495	\$ 2.424.203	\$ 46.017	\$ 57.116
Other expenses	\$ (381.732)	\$ (586.076)	\$ (708.787)	\$ (1.204.298)	\$ (478.093)
Financial income	\$ 3.312.923	\$ 19.579.282	\$ 2.856.852	\$ 2.840.635	\$ 4.081.624
Financial expenses	\$ (77.536.202)	\$ (12.059.831)	\$ (14.957.033)	\$ (37.091.177)	\$ (9.175.305)
Income before tax	\$ (59.772.267)	\$ 31.381.831	\$ 25.655.554	\$ 5.665.361	\$ 9.433.096
Income tax	\$ 19.421.458	\$ (8.957.433)	\$ (8.530.296)	\$ (2.321.123)	\$ (3.291.179)
Net income	\$ (40.350.809)	\$ 22.424.398	\$ 17.125.258	\$ 3.344.238	\$ 6.141.917

Tabla 20: Estado de resultado, resumido (en USD), hasta el 30 de junio de 2019.

Análisis de crecimiento

Tal como lo describimos en la sección “Descripción de la empresa y de su industria”, la compañía LAREIF se expandió a lo largo de los años mediante la construcción de nuevos activos de generación de electricidad, todos hidroeléctricos a filo de agua. Durante el periodo, sus ingresos han seguido el crecimiento de su capacidad instalada (en megavatios, MW) y por ende de la energía producida por sus centrales (en gigavatios horas por año, GWh/año):

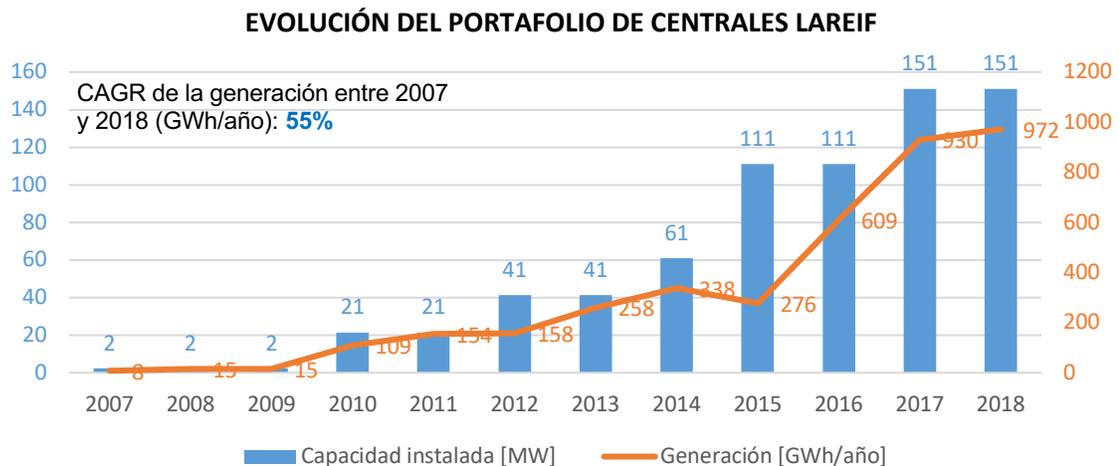


Ilustración 9: Evolución del portafolio de centrales de LAREIF (MW, GWh/año)

RELACIÓN ENTRE VENTAS Y CAPACIDAD INSTALADA

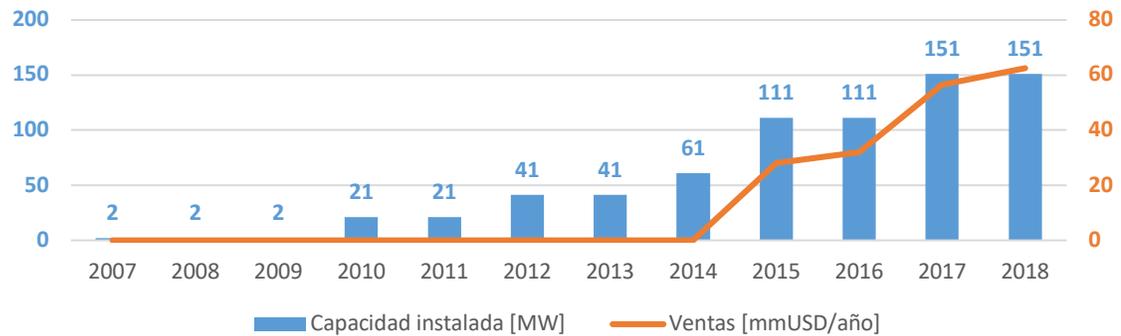


Ilustración 10: Relación entre las ventas y la capacidad instalada (MW, MUSD/año)

	La Cascada	Caruquia	Guaquita	Barroso	Popal	San Miguel	El Molino	San Matías
Marcha comercial	07/2007	01/2010	06/2010	11/2012	03/2014	12/2015	04/2017	04/2017
Potencia, Energía	2,3 MW 15 GWh	9,5 MW 60 GWh	9,5 MW 64 GWh	19,9 MW 136 GWh	19,9 MW 136 GWh	50,1 MW 299 GWh	19,9 MW 123 GWh	19,9 MW 123 GWh

Ilustración 11: Evolución del portafolio de centrales de LAREIF (fechas de puesta en servicio)

Por lo tanto, el desglose de los ingresos de la compañía desde el año 2015 hasta el 30 de junio de 2019 refleja la puesta en marcha comercial de las centrales El Molino y San Matías en abril de 2017:

	2015	2016	2017	2018	2019*
Sales	\$ 28.067.004	\$ 32.049.858	\$ 56.511.501	\$ 62.515.482	\$ 26.417.468
Generation	\$ 28.067.004	\$ 32.009.616	\$ 56.511.501	\$ 61.871.021	\$ 23.592.808
Trade of energy	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 2.521.918
Other services	\$ -	\$ 40.242	\$ -	\$ 644.461	\$ 302.742

Tabla 21: Ingresos de LAREIF (en USD), hasta el 30 de junio de 2019.

Se puede observar que casi el 100% de los ingresos de LAREIF de 2015 a 2018 provienen de la venta de electricidad de los distintos activos de la compañía, los otros servicios siendo muy minoritarios:

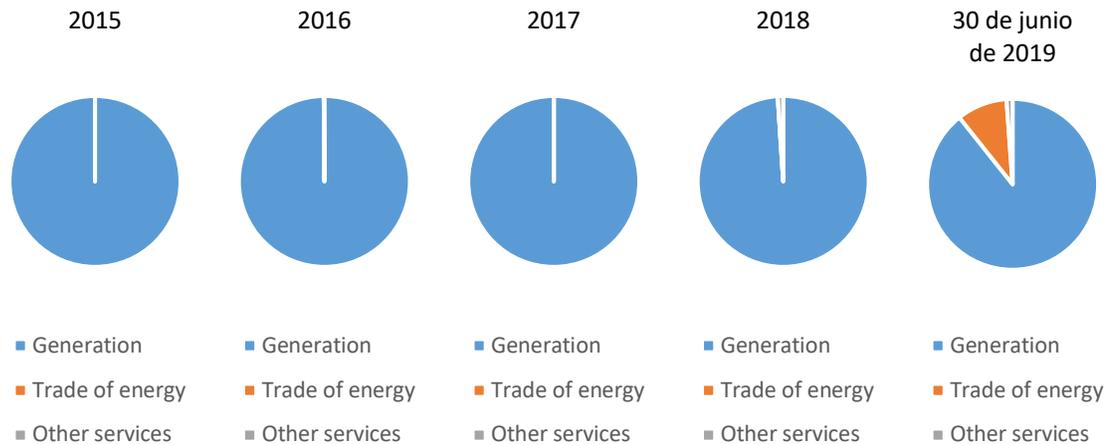


Ilustración 12: Descripción de los ingresos de LAREIF por tipo de servicio

A partir de 2019, LAREIF empezó a comercializar parte de su energía firme (aquella que se considera segura, en base a los estudios hidrológicos de cada una de las centrales del portafolio) a través de su filial Comercializadora San Miguel, lo cual le permite subir sus márgenes al asumir un cierto riesgo volumen gracias a su más amplio portafolio: cuando un generador de electricidad asume el riesgo de producir y entregar una cantidad firme de energía (contrato *take-or-pay*, o “pague lo contratado”), el comprador le remunera por asumir este riesgo. Habitualmente, una central a filo de agua no tiene mucha flexibilidad de generación debido a que su producción de electricidad está directamente vinculada con el caudal de agua que pasa por sus turbinas (no tiene embalse o reservorio de agua), por lo tanto, suele vender su energía sin garantizar la cantidad (contrato *take-and-pay*, o “pague lo generado”).

Las tasas de crecimiento / disminución de los ingresos de LAREIF son los siguientes:

	2015	2016	2017	2018
Sales	n.a.	14,2%	76,3%	10,6%
Generation	n.a.	14,0%	76,5%	9,5%
Trade of energy	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Other services	n.a.	n.a.	-100,0%	n.a.

Tabla 22: Tasa de crecimiento de los ingresos de LAREIF hasta el 30 de junio de 2019

Las variaciones de ingresos se explican de la manera siguiente:

- En 2015: hasta noviembre de 2015, la capacidad instalada de LAREIF sumaba los 61 MW de las centrales de La Cascada, Caruquia, Guanaquitas, Barroso y Popal, sin embargo, debido a un colapso del túnel de conducción del agua de la central Barroso en 2014, esa no pudo generar electricidad durante parte del año 2015. Eso, además del efecto hidrológico de un efecto climático El Niño severo que se produjo entre octubre de 2015 y abril de 2016, explica la baja de la cantidad de electricidad producida, de 338 GWh en 2014 a 276 GWh en 2015⁶.
- En 2016: la cantidad de electricidad producida se disparó gracias al regreso de Barroso (+19,9 MW de capacidad), después del incidente del túnel de conducción de agua, y sobre todo gracias a la marcha comercial de San Miguel a finales del año anterior (+50,1 MW de capacidad). La energía generada subió de 276 GWh en 2015 a 609 GWh en 2016, a pesar del efecto El Niño severo mencionado en el punto anterior. Sin embargo, la consecuencia en los ingresos comerciales de LAREIF no es tan visible con un crecimiento de un 14,0% sólo de las ventas de electricidad.
- En 2017: se agregaron los 39,8 MW de capacidad adicional de las centrales Molino y San Matías, puestas en marcha comercial en abril del año, lo cual permitió subir la generación de 609 GWh en 2016 a 930 GWh en 2017. El fenómeno El Niño no se produjo en 2017, en cambio apareció el fenómeno opuesto llamado La Niña, lo cual se reflejó en una hidrología mas favorable a la generación hidroeléctrica.

Además, LAREIF procedió a un cambio estratégico en su esquema industrial de operación y mantenimiento: dejó de subcontratar esa actividad a la empresa que diseñó y construyó las centrales y la internalizó al reclutar especialistas del sector. La consecuencia fue una mejora inmediata de la disponibilidad de las centrales, que subió de un 91,4% promedio entre 2007 y 2016 (exclusive de los años 2014 y 2015 que reflejan la indisponibilidad fortuita de Barroso: 85 y 77% de disponibilidad global) a 98% en 2017 97% en 2018. Una mayor disponibilidad obviamente se refleja en una mayor generación y por ende en mayores ingresos.

⁶ La central San Miguel, de 50 MW de capacidad, sólo ingreso a la red de transmisión en diciembre de 2015 lo cual subió la capacidad instalada total a finales de 2015 de 61 a 111 MW.

- En 2018: durante este año se mantuvo una disponibilidad alta de las centrales (97%), con un portafolio generando electricidad sin mayor incidente y mejores condiciones hidrológicas que en 2017. La generación subió de 930 GWh en 2017 hasta 971 GWh en 2018. Además, como los precios de electricidad subieron por la indexación contractual entre LAREIF y sus clientes, el efecto general fue que los ingresos subieron por un 9,5%.
- En 2019: la capacidad instalada de LAREIF queda estable, con 151 MW disponible. Por lo tanto, la generación del portafolio de activos es directamente dependiente de las condiciones hidrológicas (se produjo un efecto climático El Niño leve a principios de 2019), de la disponibilidad de las centrales (no se conoce el número hoy día) y de los precios de la electricidad (contratos a largo plazo y actividad de comercialización).

Para poder comparar las perspectivas de 2019 con el año anterior se ha simplemente duplicado los ingresos del primer semestre, lo cual llega a una baja de un 15,5% de los ingresos de la compañía. Sin embargo, como la generación del primer semestre ha sufrido del efecto El Niño (que apareció entre noviembre de 2018 y abril de 2019), la proyección para 2019 es probablemente subestimada y poco utilizable: más adelante proponemos un método más fino de proyección de los ingresos de LAREIF.

Proyecciones de ingresos hasta 2023

En la parte que sigue, en vez de calcular las tasas de crecimiento reales de la industria para los años 2015 a junio de 2019, y estimar las perspectivas de crecimiento de la industria para los años 2019 al 2023, hemos preferido cuantificar las perspectivas de crecimiento de LAREIF, al creer que su estructura de negocio y de activos era particular y difícil de proyectar en base a la industria.

De hecho, el plan de inversión de la empresa no cuenta con nuevos proyectos para construir en los 5 próximos años⁷, por lo que la capacidad instalada de LAREIF quedará igual a lo que alcanzó después de la puesta en marcha de las 2 últimas centrales en 2017, Molino y San Matías, es decir 151 MW. En consecuencia, la capacidad de

⁷ “As of December 2018 the Initial Business Plan and the Molinos Business Plan were completed and there is no a Business plan approved for additional projects.” (Financial Statements, Year 2018, note 9).

generación de energía dependerá esencialmente de la disponibilidad técnica de las centrales y de la disponibilidad del agua de los ríos.

Supongamos que la disponibilidad se mantenga a un nivel alto de 97% (igual a 2018), que la hidrología promedio se encuentre entre 930 y 970 GWh por año y que un efecto El Niño aparezca 4 años después de 2019, es decir entre noviembre de 2022 y abril de 2023, por lo que las expectativas de generación de electricidad que tomaremos en cuenta son las siguientes:

	2019	2020	2021	2022	2023
Disponibilidad y productible en base a hidrología promedio	97%, 950 GWh				
Fenómenos climáticos	Niño leve	Niña	Normal	Normal	Niño fuerte
Productible esperado, con efecto climático	950 GWh	990 GWh	970 GWh	950 GWh	920 GWh
Porción ya contratada, con precios acordados (salvo la actualización contractual según el IPC)	100%	100%	100%	0%	0%

Tabla 23: Expectativas de generación de electricidad de LAREIF (2019-2023)

Por otra parte, LAREIF tiene contratada el 100% de su electricidad hasta el final del año 2021, y nada contratado a partir de 2022. El equipo comercial de la compañía está buscando renovar los contratos existentes más allá de 2021 o ejecutar nuevos contratos a largo plazo (*Power Purchase Agreements*, PPA).

El nivel de precio al cual LAREIF espera vender su energía va subiendo, por una coyuntura de corto plazo bastante favorable generando una probable tensión sobre los precios:

- Los retrasos del megaproyecto Hidroituango de EPM, proyecto que cuenta con una capacidad de 2400 MW (es decir el 17% de la capacidad del país!): a pesar de que las 8 turbinas de 300 MW cada una estaban esperadas en la red entre fines de 2018 y fines de 2021, ingresarán – según informó EPM – con 3 años de retraso, entre fines de 2021 y fines de 2024, generando una escasez de energía durante el periodo entre 2020 y 2024.
- Un déficit de gas natural a partir de 2021, además del retraso del proyecto de segundo terminal de importación de GNL de Buenaventura^{xii}: impactará la

generación de las termoeléctricas a gas del país, y a su vez, refuerza las tensiones sobre los precios de la electricidad.

- Las proyecciones del coordinador del sistema eléctrico (XM) prevén un déficit de energía a finales de 2021 y 2022, y eso sin considerar un posible retraso del proyecto Hidroituango mencionado arriba^{xiii}.
- La Comisión de regulación de energía y gas (CREG) organizó una subasta de cargo por confiabilidad con fecha de inicio en el periodo 2022-2023 para las obligaciones de energía firme^{xiv}, y decidió premiar a las centrales que entrarían antes, prueba de la escasez de generación. Además, para cada subasta hay siempre proyectos atrasados o que no se concretizan (por falta de financiamiento, por ejemplo).

En consecuencia, asumimos una tensión general sobre los precios entre 2021 y 2023 que, en el caso de LAREIF, generan un alza de un 6% (nuestra propia estimación) encima de los precios de 2019 (fecha en la cual se supone que se celebrarán los contratos), exclusive del IPC:

	2019	2020	2021	2022	2023
Productible esperado, con efecto climático	950 GWh	990 GWh	970 GWh	950 GWh	920 GWh
Aplicación del IPC sobre los precios de electricidad	+3,82% ⁸	+3%	+3%	+3%	+3%
Aplicación de una apreciación de los precios por desbalance entre generación y demanda	-	-	-	+6%	-

Tabla 24: Expectativas de crecimiento de los ingresos de LAREIF (2019-2023)

En base a la tabla arriba, y a los ingresos por venta de energía en 2018, se estima las proyecciones de ventas de electricidad de 2019 a 2023:

- Los ingresos por ventas de electricidad alcanzaron 61,871,021 USD en 2018, con 97% de disponibilidad, 971 GWh de energía producida, por lo que los ingresos de 2019 se estiman con -2,16% de generación (950 GWh en vez de 971 GWh) y +3,82% sobre los precios (IPC 2019): 62,845,282 USD.

⁸ Según proyectado por el Banco de la Republica de Colombia. Luego considerado como 3%/año.

- En 2020, se estiman los ingresos con un aumento de generación de 19 GWh con respecto a 2018 (+1,96%) y el IPC de 2019 y 2020, es decir 67,456,142 USD.
- En 2021, se estiman los ingresos con el mismo productible que en 2018 encima del cual se toma en cuenta el IPC de 2019, 2020 y 2021, es decir 68,146,375 USD.
- En 2022, a las ventas que corresponden al mismo productible de 2019 (950 GWh), se aplica el aumento del 6% sobre los precios de 2019, más el IPC de 2019 a 2022 debido a que los precios de los contratos PPA son expresos en precio real de 2019 (año de su firma), es decir 72,793,101 USD.
- En 2023, año con efecto El Niño esperado significativo, tenemos un supuesto más bajo de productible (o sea -5,25% con respecto a 2018), con el precio base aumentado y el IPC desde 2019 a 2023, es decir 68,499,248 USD.

Con respecto a los ingresos por “Trade of Energy” descritos más arriba en el documento, se consideró que los ingresos fueran del mismo nivel que durante el primer semestre de 2019, indexados por el IPC del año considerado.

Con respecto a los ingresos por “Other Services”, consideramos un promedio de los años anteriores a 2018.

En resumen, los ingresos proyectados para LAREIF entre 2019 y 2023 son los siguientes (en USD reales):

	2019	2020	2021	2022	2023
Capacidad instalada	151 MW				
Generación esperada	950 GWh	990 GWh	970 GWh	950 GWh	920 GWh
Ventas esperadas	\$68 060 294	\$72 822 468	\$73 668 556	\$78 475 813	\$74 347 306

Tabla 25: Expectativas de ingresos de LAREIF (2019-2023) (en USD)

Análisis de costos de operación

En base a la información disponible en los estados financieros de la compañía, la clasificación de costos de operación sigue la estructura de estado de resultado siguiente:

Income statement	Estado de resultado
Sales	Ventas
Energy system costs	Costos del sistema eléctrico
Commercial margin	Margen comercial
Costs	Costos y gastos de operación y mantenimiento
Administrative expenses	Gastos administrativos
EBITDA	EBITDA
Depreciation and amortization	Depreciación y amortización
EBIT	EBIT
Other income	Otros ingresos
Other expenses	Otros gastos
Financial income	Ingresos financieros
Financial expenses	Gastos financieros
Income before tax	Utilidades antes de impuestos
Income tax	Impuestos
Net income	Utilidades netas

Tabla 26: Estructura del estado de resultado

La descripción de los costos es la siguiente:

- “Energy system costs” (en promedio 4% de las ventas, sobre 2015-2018): Los Costos del Sistema Eléctrico corresponden a costos facturados por XM^{xv}, la empresa a cargo de gestionar el sistema de transmisión eléctrico (sistema interconectado nacional, o “SIN”).

Parte de este costo es el Costo Equivalente Real de Energía (“CERE”) que aquellas empresas de generación eléctrica que participan al Mercado Mayorista de Energía tienen que pagar a XM para ser redistribuido a aquellas otras empresas de generación que, en cambio, ofrecen energía en firme en caso de dificultades en la red de transmisión (demanda eléctrica mayor a oferta).

Otros elementos cobrados por XM son una contribución a un fondo nacional para el desarrollo de las zonas no interconectadas (FAZNI) o contribuciones para fomentar actividades de protección ambiental y/o social (“Ley 1999”).

El desglose desde el año 2015 hasta el 30 de junio de 2019 es el siguiente:

	2015	2016	2017	2018	2019*
Energy system costs	\$ (2 075 007)	\$ (1 209 475)	\$ (1 469 796)	\$ (1 751 878)	\$ (3 695 369)
Energy system costs	\$ (2 075 007)	\$ (1 209 475)	\$ (1 469 796)	\$ (1 751 878)	\$ (2 774 043)
Trade energy cost		\$ -	\$ -	\$ -	\$ (921 326)

Tabla 27: Costos del sistema eléctrico (en USD), hasta el 30 de junio de 2019.

- “Costs” (en promedio 18% de las ventas, sobre 2015-2018): los Costos y Gastos de Operación y de Mantenimiento corresponden principalmente a los costos asociados a la reparación y al mantenimiento de las centrales (17 a 36%), sueldos de personal de operación y mantenimiento (21,9 a 26% entre 2017 y 2019, cuando se internalizó la actividad) y de policía de seguro (11 a 18,1%), pero también de manera secundaria al uso de recursos hídricos, leasing, capacitación de personal de operación y mantenimiento, actividades ambientales y sociales, servicios públicos.

El desglose desde el año 2015 hasta el 30 de junio de 2019 es el siguiente:

	2015	2016	2017	2018	2019*
Costs					
AOM contracts	15,8%	26,8%	0,2%	0,0%	0,0%
Licenses, contributions and fees associated with the use of wa	4,7%	10,5%	16,9%	18,5%	20,8%
Repair and maintenance of plants	36,0%	24,0%	17,1%	18,1%	17,0%
Leases	0,1%	0,0%	0,4%	0,3%	2,0%
Operative personnel expenses	0,0%	6,1%	21,9%	23,6%	26,0%
Training, operative personnel	0,0%	0,0%	0,0%	0,4%	0,1%
General costs of operation	3,9%	6,1%	8,1%	7,0%	7,3%
Technical fees	8,6%	4,2%	4,0%	2,9%	2,4%
E&S costs	4,2%	3,7%	11,1%	10,2%	5,5%
Public services	0,6%	0,6%	0,7%	0,6%	0,8%
Insurances	11,0%	17,1%	18,1%	15,5%	16,0%
Materials and other cost of operation	15,1%	0,8%	1,5%	2,9%	1,9%

Tabla 28: Gastos de operación y mantenimiento (%) hasta el 30 de junio de 2019

	2015	2016	2017	2018	2019*
Costs	\$ (5 795 520)	\$ (7 155 858)	\$ (7 617 621)	\$ (8 546 094)	\$ (3 603 070)
AOM contracts	\$ (913 865)	\$ (1 919 635)	\$ (12 634)	\$ -	\$ -
Licenses, contributions and fees associated with the use of wa	\$ (274 098)	\$ (753 100)	\$ (1 283 724)	\$ (1 578 017)	\$ (751 227)
Repair and maintenance of plants	\$ (2 085 367)	\$ (1 717 732)	\$ (1 304 118)	\$ (1 544 069)	\$ (613 984)
Leases	\$ (3 531)	\$ (3 510)	\$ (33 299)	\$ (29 087)	\$ (72 062)
Operative personnel expenses	\$ (1 876)	\$ (433 901)	\$ (1 667 046)	\$ (2 014 703)	\$ (936 395)
Training, operative personnel	\$ -	\$ -	\$ -	\$ (37 716)	\$ (5 291)
General costs of operation	\$ (228 426)	\$ (440 015)	\$ (619 598)	\$ (597 000)	\$ (261 990)
Technical fees	\$ (496 242)	\$ (300 945)	\$ (304 560)	\$ (247 280)	\$ (86 792)
E&S costs	\$ (245 970)	\$ (262 189)	\$ (841 874)	\$ (867 782)	\$ (199 562)
Public services	\$ (34 964)	\$ (40 878)	\$ (56 601)	\$ (52 900)	\$ (29 260)
Insurances	\$ (636 661)	\$ (1 224 781)	\$ (1 376 695)	\$ (1 327 358)	\$ (577 472)
Materials and other cost of operation	\$ (874 520)	\$ (59 172)	\$ (117 472)	\$ (250 182)	\$ (69 036)

Tabla 29: Gastos de operación y mantenimiento (en USD), hasta el 30 de junio de 2019

- “Administrative expenses” (en promedio 10% de las ventas, sobre 2015-2018): los Gastos Administrativos corresponden principalmente a los sueldos del

personal administrativo (19,9 a 51%), al pago de impuestos locales y nacionales (18,1 a 46,3%) y al pago de servicios de asesoría legal y financiera (13,7 a 19,6%); y de manera secundaria al deterioro de valor de un proyecto en desarrollo (lo cual perdió su licencia ambiental), de leasing, de gastos asociados a ofertas comerciales y participación a licitaciones, gastos de viaje, contribuciones, depreciación y amortización y otros gastos.

El desglose desde el año 2015 hasta el 30 de junio de 2019 es el siguiente:

	2015	2016	2017	2018	2019*
Administrative expenses					
Administrative personnel expenses	32,7%	19,9%	21,0%	36,8%	51,0%
Training, administrative personnel	0,0%	0,0%	0,0%	0,8%	1,0%
Fees	17,8%	16,9%	19,6%	16,0%	13,7%
Cost of organization and expenses association	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Leases	3,7%	2,6%	1,9%	3,1%	4,2%
Travel expenses	0,6%	1,1%	1,8%	3,2%	3,3%
Other administrative expenses	5,3%	8,8%	5,8%	7,4%	8,7%
Taxes other than Income Tax and CREE	38,2%	22,2%	46,3%	29,0%	18,1%
Contribution to control and monitoring entities	1,7%	1,4%	1,2%	3,6%	0,0%
Impairment, accounts receivable and other receivables	0,0%	27,2%	2,5%	0,0%	0,0%
Impairment, inventories	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Tenders and commercial offers	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,0%

Tabla 30: Gastos de administración (en %), hasta el 30 de junio de 2019

	2015	2016	2017	2018	2019*
Administrative expenses	\$ (3 179 492)	\$ (4 292 943)	\$ (5 364 611)	\$ (3 436 605)	\$ (1 190 604)
Administrative personnel expenses	\$ (1 039 240)	\$ (852 317)	\$ (1 126 094)	\$ (1 264 073)	\$ (607 704)
Training, administrative personnel	\$ -	\$ -	\$ -	\$ (27 897)	\$ (11 825)
Fees	\$ (567 352)	\$ (724 964)	\$ (1 053 485)	\$ (549 075)	\$ (162 962)
Cost of organization and expenses association	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Leases	\$ (117 475)	\$ (109 711)	\$ (99 390)	\$ (107 052)	\$ (49 559)
Travel expenses	\$ (20 562)	\$ (45 866)	\$ (96 851)	\$ (109 304)	\$ (39 707)
Other administrative expenses	\$ (167 117)	\$ (376 210)	\$ (309 274)	\$ (253 388)	\$ (103 429)
Taxes other than Income Tax and CREE	\$ (1 213 661)	\$ (954 148)	\$ (2 483 326)	\$ (995 156)	\$ (215 419)
Contribution to control and monitoring entities	\$ (54 085)	\$ (60 667)	\$ (63 451)	\$ (122 084)	\$ -
Impairment, accounts receivable and other receivables	\$ -	\$ (1 169 060)	\$ (132 740)	\$ -	\$ -
Impairment, inventories	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Tenders and commercial offers	\$ -	\$ -	\$ -	\$ (8 576)	\$ -

Tabla 31: Gastos de administración (en USD), hasta el 30 de junio de 2019

Los otros gastos, no operacionales, son los siguientes:

- “Other expenses” (en promedio 2% de las ventas, sobre 2015-2018): los Otros Gastos corresponden a gastos bancarios y ventas de activos fijos.
- “Financial expenses” (en promedio 41% de las ventas, sobre 2016-2018): los Gastos Financieros corresponden al pago de intereses asociados con el financiamiento de las centrales construidas bajo la modalidad de *project finance*, y a pérdidas por tipo de cambio o ventas de activos fijos.

Cabe señalar que las fluctuaciones del peso colombiano con respecto al dólar americano impactan de manera muy significativa los resultados de LAREIF, como lo muestran la tabla y el gráfico abajo, hasta generar pérdidas mayores al pago de intereses:



Ilustración 13: Ganancias (pérdidas) por tipo de cambio (en MUSD)

Con respecto a la depreciación de los activos y amortización de los intangibles, el desglose es el siguiente:

	2015	2016	2017	2018	2019*
Depreciation and amortization	\$ (2 813 289)	\$ (4 153 621)	\$ (6 019 154)	\$ (7 706 721)	\$ (2 980 671)
Depreciation of property in operation	\$ (2 701 894)	\$ (4 033 420)	\$ (5 748 662)	\$ (6 687 939)	\$ (2 938 741)
Depreciation of property used in administration	\$ (78 468)	\$ (47 231)	\$ (62 356)	\$ (45 783)	\$ (21 411)
Amortization of intangibles	\$ (14 309)	\$ (25 735)	\$ (16 362)	\$ (17 613)	\$ (8 150)
Amortization of intangibles in administration	\$ (18 618)	\$ (47 235)	\$ (48 405)	\$ (25 789)	\$ (12 369)
Impairment, PPE	\$ -	\$ -	\$ (143 369)	\$ (929 597)	\$ -

Tabla 32: depreciación y amortización hasta el 30 de junio de 2019

Análisis de cuentas no operacionales

De las cuentas del estado de resultado de LAREIF descritas arriba, se consideran las siguientes con carácter no recurrente:

- “Impairments, PPE”: LAREIF registró en 2017 y 2018 el deterioro del valor de 2 activos:

En 2017, LAREIF registra la pérdida de valor por USD 143,369 de un activo fijo de Popal S.A.S. E.S.P., debido al deterioro físico de un banco de condensadores eléctricos que sufrió un fallo eléctrico el 29 de diciembre de 2017.

En 2018, LAREIF registra la pérdida de valor por USD 929,597 de un proyecto en desarrollo, San Marcos, cuya licencia ambiental fue cancelada el 13 de febrero de 2019 por la administración a cargo de entregar los permisos, la Corporación Autónoma Regional de la Orinoquia mediante su resolución N°500.36-19.0251.

LAREIF, junto con uno de su accionista, ha decidido interponer un recurso contra dicha resolución.

Consideraremos que LAREIF no tendrá que practicar un *impairment* durante el periodo 2019-2023.

- “Exchange difference”, “Hedging operations”: tal como lo describimos arriba, los “FX losses and gains” muestran una volatilidad muy importante a lo largo de los años, que puede afectar la capacidad de la compañía de pagar dividendos. Dicha sensibilidad a las fluctuaciones del tipo de cambio proviene de que gran parte de la deuda de la empresa está suscrita en dólares (73,26% según la sección “Financiamiento de la empresa, bajo la modalidad *project finance*”) mientras que la venta de electricidad se contrata en pesos colombianos.

Para la proyección de los estados de resultados de 2019 a 2023, vamos a considerar que los *ups and downs* se neutralizan, o que los “FX losses and gains” son de carácter no recurrente.

Un análisis del efecto de las variaciones del tipo de cambio se podría hacer (¡con más tiempo!) en base a las previsiones del tipo de cambio del Banco de la República de Colombia (o algún consenso de los bancos más importantes) y al monto de deuda pendiente en dólares o pesos colombianos.

De igual manera, vamos a considerar que las ganancias o pérdidas asociadas a las “Hedging operations” son de carácter no recurrente.

- “Gain in sale, PPE” y “Loss, PPE”: se trata de montos poco significativos, tanto en ventas como en pérdidas, relacionados con ganancias o pérdidas puntuales de valor al vender activos fijos de ciertas centrales (materiales, equipamientos...). Consideraremos esas cuentas iguales a cero.
- “Extraordinary” incomes and expenses: a pesar de analizar los estados financieros de LAREIF para los años 2016, 2017 y 2018 y el “management projection” para 2019 hasta el 30 de junio de 2019, ha sido muy complejo identificar los ingresos y pérdidas extraordinarios de LAREIF.

El único hecho muy relevante fue la indemnización en el año 2016 por su asegurador de los costos asociados a la reparación del túnel de conducción de agua de la central Barroso después de su colapso parcial en 2014, por un monto de USD 6,272,451, un año después de haber interpuesto un recurso en contra del asegurador.

Por lo tanto, consideramos que los ingresos y pérdidas extraordinarios de LAREIF son de carácter no recurrente y simplificaremos el análisis al usar el valor promedio 2015-2018.

Para efecto de proyectar los estados financieros de LAREIF sobre el periodo 2019-2023, por ser con carácter no recurrente, se considerará que el valor proyectado será cero en esas cuentas del estado de resultados.

Análisis de activos

Al 30 de junio de 2019, los activos de la compañía se componen de 18,1% de activos corrientes – principalmente “Cash y cash equivalent” (9,7%) y “Accounts receivables” (5,2%) y “Tax advances” (2,7%) – y de 81,9% de activos no corrientes – principalmente “PPE (net)” (72,5%) y “Deferred tax” (8,9%).

Se detallan a continuación.

Current assets (18%):

- “Cash and cash equivalents”: se trata, por un 27%, de caja disponible en cuentas bancarias y de inversiones de corto plazo destinadas a “liquidity management” (los EEFF no describen más precisamente qué tipo de inversiones son). La parte principal, por un 73%, corresponden a derechos en sociedades fiduciarias que detienen los activos de LAREIF y que actúan como vehículos para garantía de obligaciones de deuda y pago a los acreedores y terceras partes. Es un activo operacional, y en las proyecciones se usará el valor promedio de 2015-2018.
- “Accounts receivable and other receivables”: corresponden al saldo de las cuentas por cobrar (venta de electricidad) y otros deudores (por ejemplo, venta de certificados de reducción de emisiones atmosféricas a terceros, “CERS”). Es un activo operacional, y en las proyecciones se usará el valor promedio de 2016-2018.
- “Accounts receivable related parties”: corresponde de una capitalización pendiente por parte del accionista minoritario, AIMCo, por un monto igual a 9,727,977 USD. Este monto es el mismo desde el año 2015, salvo en 2018 que cuenta adicionalmente con el pago anticipado de dividendos por un monto de 5,200,000 USD, por lo tanto, es un activo operacional, y en las proyecciones se usará el valor a junio de 2019 (9,727,977 USD).

- “Inventories”: corresponden a materiales y suministros necesarios para la operación de las centrales y la generación de electricidad. Es un activo operacional, y en las proyecciones se usará el valor de diciembre de 2018.
- “Tax advances”: corresponde a los pagos provisionales de impuestos (“Income Tax” y “Withholding Tax”). Es un activo operacional, y en las proyecciones se usará el valor de diciembre de 2018.
- “Other non-financial assets”: Corresponde a pagos hechos por anticipado, mayormente (93%) a compañías de seguro. Es un activo operacional, y en las proyecciones se usará el valor promedio de 2017 y 2018.

Non-current assets (82%):

- “Property, plant and equipment (net)”: corresponde al valor neto (depreciación deducida) de los predios, centrales, máquinas y equipamientos adquiridos y en leasing, muebles y equipamientos de oficina, equipamientos informáticos y de telecomunicaciones, equipamientos de transporte... A diciembre de 2018, el valor bruto sumaba 256,853,972 USD, la depreciación acumulada 17,880,254 USD y el valor neto de los PPE 238,973,718 USD. Es un activo operacional, y en las proyecciones se usará el valor a junio de 2019 menos una depreciación igual a la diferencia de depreciación entre diciembre de 2017 y la diciembre de 2018 (4,781,323 USD).
- “Intangible assets other than goodwill” (net): se trata de licencias de herramientas informáticas (10%) y de servidumbres sobre predios de centrales (90%). Es un activo operacional, y en las proyecciones se usará el valor a junio de 2019 menos depreciación (10%/año).
- “Investments in subsidiaries, joint ventures and associates”: corresponde a inversiones in filiales, sin embargo, los EEFF de 2015 a 2018 no entregan mayor detalle. Se considerará un activo operacional, y aun insignificante en el balance, en las proyecciones se usará el valor de 2015 y a junio de 2019, es decir 1 USD.
- “Deferred tax”: Corresponde a activos fiscales debidos a las pérdidas acumuladas por cada una de las centrales mayormente durante sus años de construcción mientras sus utilidades antes de impuestos eran negativos (pagos asociados a la construcción y a intereses de créditos). Es un activo operacional. Cabe señalar que, para simplificar el tratamiento contable del mecanismo, se ha considerado más adelante que su valor a partir de 2019 fuera cero y que su último valor

conocido generaba un valor adicional para la empresa en la valoración final (cf.: Secciones “Proyección de estados de resultados” y “Valoración de la empresa”). En resumen, los activos operacionales y no operacionales son los siguientes (por los que no son igual a cero):

Cuenta	Categoría
Cash and cash equivalents, including: <ul style="list-style-type: none"> - Cash - Banks - Trust rights in mercantile trusts⁹ - Short-term investments, for liquidity management purpose 	Operacional
Accounts receivable and other receivables, including: <ul style="list-style-type: none"> - Customers - Other debtors 	Operacional
Accounts receivable related parties, including: <ul style="list-style-type: none"> - AIMCO (pending capitalization, 2018) 	Operacional
Inventories, including: <ul style="list-style-type: none"> - Materials and supplies (domestic consumption in the power generation process) 	Operacional
Tax advances, including: <ul style="list-style-type: none"> - Withholding tax - Income Tax - CREE receivable - VAT receivable 	Operacional
Other non-financial assets, including: <ul style="list-style-type: none"> - Prepaid Expense (insurance, 2018) - Payments in Advance 	Operacional
Property, plant and equipment, including: <ul style="list-style-type: none"> - Land - Power Plants - Machinery and Equipment - Leased Machinery and Equipment - Furniture and Office Equipment - Communication and Computer Equipment - Transportation Equipment - Leased Computer Equipment - Construction in Progress - Machinery in Transit 	Operacional
Intangible assets other than goodwill, including: <ul style="list-style-type: none"> - Software - Easements 	Operacional
Investments in subsidiaries, joint ventures and associates	Operacional
Deferred tax	Operacional

Tabla 33: Clasificación operacional / no-operacional de las cuentas del Balance Sheet

⁹ Financial Statements: “hold the assets transferred to the trust and serve as vehicle for payments and guarantee for outstanding debt obligations and payments for lenders and third parties”

X. Proyección de estados de resultados

Proyección de Ingresos de operación

Tal como lo vimos en la sección Análisis de crecimiento, las proyecciones de ingresos de LAREIF para el periodo 2019-2023 son las siguientes:

	2019	2020	2021	2022	2023
Sales	\$ 68.060.294	\$ 72.822.468	\$ 73.668.556	\$ 78.475.813	\$ 74.347.306
Generation	\$ 62.845.282	\$ 67.456.142	\$ 68.146.375	\$ 72.793.101	\$ 68.499.248
Trade of energy	\$ 5.043.836	\$ 5.195.151	\$ 5.351.006	\$ 5.511.536	\$ 5.676.882
Other services	\$ 171.176	\$ 171.176	\$ 171.176	\$ 171.176	\$ 171.176

Tabla 34: Proyección de ingresos de operación (en USD)

Proyección de costos de operación

Se representan abajo los supuestos que se hizo para conseguir la proyección de los costos de explotación y de los gastos de administración:

- Energy System Costs:

Energy system costs	se supone un valor promedio de un 3,1% de los ingresos de generación
razón "energy system costs" a "generación"	promedio 2016-2018 = 3,1%
Trade energy cost	se supone el doble de los ingresos del primer semestre de 2019 + IPC

- Costs (costos y gastos de operación y de mantenimiento):

AOM contracts	se asume mantenido a cero: la O&M han sido internalizado
Licenses, contributions and fees associated with the use of water resources	se supone un valor promedio de un 2,4% de los ingresos de generación
razón impuesto "use of water" a "generación"	promedio 2016-2018 = 2,4%
Repair and maintenance of plants	se supone un valor promedio de un 0,6% del valor de los PPE
razón "repair & maintenance costs" a "activos"	promedio 2016-2018 = 0,6%
Leases	promedio 2017-2018 = USD 31,193
Operative personnel expenses	se supone valor de 2018 + IPC
Training, operative personnel	se mantiene razón "training costs" a "personnel expenses" de 2018
General costs of operation	se supone un valor promedio de un 0,2% del valor de los PPE

razón "repair & maintenance costs" a "activos"	promedio 2016-2018 = 0,2%
Technical fees	promedio 2015-2018 = USD -337,257 +IPC
E&S costs	promedio 2017-2018 = USD -854,828 +IPC
Public services	promedio 2017-2018 = USD -65,751 +IPC
Insurances	se supone un valor promedio de un 0,5% del valor de los PPE
razón "insurances" a "activos"	promedio 2016-2018 = 0,5%
Materials and other cost of operation	se supone un valor promedio de un 0,1% del valor de los PPE
razón "materials and other costs" a "activos"	promedio 2015-2018 = 0,1%

▪ Administrative expenses (gastos de administración):

Administrative personnel expenses	promedio 2017-2018 = USD -1,195,084 +IPC
Training, administrative personnel	se mantiene razón "training costs" a "personnel expenses" de 2018
Fees	se mantiene un promedio 2015-2018
Cost of organization and expenses association	se asume igual a cero
Leases	promedio 2017-2018 = USD -103,221 +IPC
Travel expenses	promedio 2017-2018 = USD -103,078 +IPC
Other administrative expenses	promedio 2017-2018 = USD -281,331 +IPC
Taxes other than Income Tax and CREE	promedio 2015-2018 = USD -1,411,573 +IPC
Contribution to control and monitoring entities	valor 2018 + IPC
Impairment, accounts receivable and other receivables	se asume igual a cero
Impairment, inventories	se asume igual a cero
Tenders and commercial offers	se asume igual a 2018 +IPC

El resultado de las proyecciones de los costos del Sistema Eléctrico Nacional (“Energy System Costs”), de los costos de explotación (“Costs”) y de los gastos de administración (“Administrative expenses”) es el siguiente:

	2019	2020	2021	2022	2023
Energy system costs	\$ (3.772.181)	\$ (3.969.027)	\$ (4.047.157)	\$ (4.248.471)	\$ (4.177.043)
Energy system costs	\$ (1.929.529)	\$ (2.071.095)	\$ (2.092.288)	\$ (2.234.955)	\$ (2.103.122)
razón "energy system costs" a "generación"	-3,1%	-3,1%	-3,1%	-3,1%	-3,1%
Trade energy cost	\$ (1.842.652)	\$ (1.897.932)	\$ (1.954.870)	\$ (2.013.516)	\$ (2.073.921)
Costs	\$ (8.907.088)	\$ (9.045.242)	\$ (9.092.713)	\$ (9.237.984)	\$ (9.172.700)
AOM contracts	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Licenses, contributions and fees associated with the use of water	\$ (1.503.016)	\$ (1.613.290)	\$ (1.629.798)	\$ (1.740.930)	\$ (1.638.237)
razón impuesto "use of water" a "generación"	-2,4%	-2,4%	-2,4%	-2,4%	-2,4%
Repair and maintenance of plants	\$ (1.518.564)	\$ (1.489.760)	\$ (1.460.956)	\$ (1.432.152)	\$ (1.403.348)
razón "repair & maintenance costs" a "activos"	-0,6%	-0,6%	-0,6%	-0,6%	-0,6%
razón "repair & maintenance costs" a "depreciation"	25,8%	25,3%	24,9%	24,4%	23,9%
Leases	\$ (31.193)	\$ (31.193)	\$ (31.193)	\$ (31.193)	\$ (31.193)
Operative personnel expenses	\$ (2.091.665)	\$ (2.154.415)	\$ (2.219.047)	\$ (2.285.618)	\$ (2.354.187)
Training, operative personnel	\$ (39.157)	\$ (40.331)	\$ (41.541)	\$ (42.788)	\$ (44.071)
General costs of operation	\$ (549.727)	\$ (539.300)	\$ (528.873)	\$ (518.445)	\$ (508.018)
razón "general costs of operation" a "activos"	-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,2%
Technical fees	\$ (350.140)	\$ (360.644)	\$ (371.464)	\$ (382.608)	\$ (394.086)
E&S costs	\$ (887.482)	\$ (914.107)	\$ (941.530)	\$ (969.776)	\$ (998.869)
Public services	\$ (56.842)	\$ (58.548)	\$ (60.304)	\$ (62.113)	\$ (63.977)
Insurances	\$ (1.518.564)	\$ (1.489.760)	\$ (1.460.956)	\$ (1.432.152)	\$ (1.403.348)
razón "insurances" a "activos"	-0,6%	-0,6%	-0,6%	-0,6%	-0,6%
Materials and other cost of operation	\$ (360.737)	\$ (353.894)	\$ (347.052)	\$ (340.209)	\$ (333.367)
razón "materials and other costs" a "activos"	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,1%
Administrative expenses	\$ (4.099.241)	\$ (4.200.507)	\$ (4.304.810)	\$ (4.412.243)	\$ (4.522.899)
Administrative personnel expenses	\$ (1.240.736)	\$ (1.277.958)	\$ (1.316.297)	\$ (1.355.786)	\$ (1.396.460)
Training, administrative personnel	\$ (27.382)	\$ (28.203)	\$ (29.050)	\$ (29.921)	\$ (30.819)
Fees	\$ (723.719)	\$ (723.719)	\$ (723.719)	\$ (723.719)	\$ (723.719)
Cost of organization and expenses association	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Leases	\$ (107.164)	\$ (110.379)	\$ (113.690)	\$ (117.101)	\$ (120.614)
Travel expenses	\$ (107.016)	\$ (110.226)	\$ (113.533)	\$ (116.939)	\$ (120.447)
Other administrative expenses	\$ (292.078)	\$ (300.840)	\$ (309.865)	\$ (319.161)	\$ (328.736)
Taxes other than Income Tax and CREE	\$ (1.465.495)	\$ (1.509.460)	\$ (1.554.744)	\$ (1.601.386)	\$ (1.649.428)
Contribution to control and monitoring entities	\$ (126.748)	\$ (130.550)	\$ (134.467)	\$ (138.501)	\$ (142.656)
Impairment, accounts receivable and other receivables	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Impairment, inventories	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Tenders and commercial offers	\$ (8.904)	\$ (9.171)	\$ (9.446)	\$ (9.729)	\$ (10.021)

Tabla 35: Proyección de costos y gastos (en USD)

Proyección de depreciación y amortización

Se representan abajo los supuestos que se hizo para conseguir la proyección de depreciación y amortización:

Depreciation of property in operation	se supone el doble de la depreciación de activos del primer semestre de 2019
Depreciation of property used in administration	se supone igual al promedio 2015-2018 = USD 58,460
Amortization of intangibles	se supone igual al promedio 2015-2018 = USD 18,505

Amortization of intangibles in administration	se supone igual al promedio 2015-2018 = USD 35,012
Impairment, PPE	se asume igual a cero (ver "Análisis de cuentas no operacionales")

Proyección de resultado no operacional

Se representan abajo los supuestos que se hicieron para conseguir la proyección de los costos del resultado no operacional (ver también la sección Análisis de cuentas no operacionales):

- Other income (ver también Análisis de cuentas no operacionales):

Extraordinary*	se asume igual a cero a partir de 2020
Gain in sale PPE*	se asume igual a cero

- Other expenses (ver también Análisis de cuentas no operacionales):

Fees and expenses, Bank	promedio 2016-2018 = USD 247,234
Loss PPE*	se asume igual a cero
Extraordinary*	promedio 2015-2018 = USD 247,234

- Financial income (ver también Análisis de cuentas no operacionales):

Financial	promedio 2015-2018 = USD 247,234
Income hedging*	se asume igual a cero
Exchange difference income*	se asume igual a cero

- Financial expenses (ver también Análisis de cuentas no operacionales):

Interest	se supone el doble de los gastos de interés del primer semestre de 2019
Mark to market derivatives	se usa valor S1 de 2019 y luego cero
Exchange difference expenses*	se asume igual a cero
Loss in hedging operations*	se asume igual a cero
Commissions	se asume igual a cero (promedio 2016-2018)

El resultado de las proyecciones del resultado no operacional es el siguiente:

	2019	2020	2021	2022	2023
Other income	\$ 57 116	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Extraordinary	\$ 57 116	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Gain in sale PPE	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Other expenses	\$ (754 572)	\$ (754 572)	\$ (754 572)	\$ (754 572)	\$ (754 572)
Fees and expenses, Bank	\$ (247 234)	\$ (247 234)	\$ (247 234)	\$ (247 234)	\$ (247 234)
Loss PPE	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Extraordinary	\$ (507 338)	\$ (507 338)	\$ (507 338)	\$ (507 338)	\$ (507 338)
Financial income	\$ 3 779 095	\$ 451 140	\$ 451 140	\$ 451 140	\$ 451 140
Financial	\$ 451 140	\$ 451 140	\$ 451 140	\$ 451 140	\$ 451 140
Income hedging	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Exchange difference income	\$ 3 327 955	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Financial expenses	\$ (17 438 158)	\$ (16 525 705)	\$ (16 525 705)	\$ (16 525 705)	\$ (16 525 705)
Interest	\$ (16 525 705)	\$ (16 525 705)	\$ (16 525 705)	\$ (16 525 705)	\$ (16 525 705)
Mark to market derivatives	\$ (315 631)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Exchange difference expenses	\$ (596 822)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Loss in hedging operations	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Commissions	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -

Tabla 36: Proyección del resultado no operacional (desglose) (en USD)

En resumen:

	2019	2020	2021	2022	2023
Resultado no operacional	\$ (14 356 519)	\$ (16 829 137)	\$ (16 829 137)	\$ (16 829 137)	\$ (16 829 137)

Tabla 37: Proyección del resultado no operacional (resumen)

El resultado no operacional se compone mayormente del pago de los intereses de la deuda asociada a cada una de las centrales.

Ganancias antes de impuestos

En base a lo expuesto anteriormente, el cálculo de las utilidades antes de impuestos nos da:

	2019	2020	2021	2022	2023
Income before taxes	\$ 30 935 808	\$ 32 789 097	\$ 33 405 280	\$ 37 758 520	\$ 33 656 069

Tabla 38: Proyección de ganancias (perdidas) (en USD)

Pago de impuestos

El Congreso de la Republica de Colombia ha aprobado una reforma tributaria en octubre del año pasado, que preveía, entre otros, de bajar el impuesto a la renta desde un 33%

en 2019 a un 30% en 2022, bajando de un punto porcentual cada año (32% en 2020, 31% en 2021 y 30% en 2022). Sin embargo, el 17 de octubre de 2019, la Corte Constitucional de Colombia hundió el proyecto por haber sido aprobada con vicios de trámite.

Para el desarrollo de este trabajo, consideramos que el Gobierno de Iván Duque será exitoso en volver a presentar la misma legislación, tal como lo declaró el presidente de Colombia^{xvi}.

En base a las utilidades antes de impuestos y a las tasas de impuesto a la renta presentada arriba para cada año entre 2019 y 2023, se calcula el monto del impuesto a la renta (“Income Tax”).

En cuanto a las pérdidas fiscales acumuladas (“Deferred Tax”), tal como lo hemos descrito al final de la sección “Análisis operacional del negocio y de la industria”, se ha simplificado su tratamiento al considerarse igual a cero en los estados proyectados, por lo que no reducen el monto del impuesto que LAREIF tiene que pagar, sin embargo aumenta el valor de la empresa con el valor del *Deferred Tax* acumulado y conocido a junio de 2019.

En resumen, los impuestos anuales son lo siguiente:

	2019	2020	2021	2022	2023
Income tax	\$ (10 208 817)	\$ (10 492 511)	\$ (10 355 637)	\$ (11 327 556)	\$ (10 096 821)
Income tax	\$ (10 208 817)	\$ (10 492 511)	\$ (10 355 637)	\$ (11 327 556)	\$ (10 096 821)
<i>impuesto a la renta aplicable</i>	33,0%	32,0%	31,0%	30,0%	30,0%
Deferred tax	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -

Tabla 39: Proyección de pago de impuestos (en USD)

Utilidades (perdidas) netas

Las utilidades netas son tal como expuesto abajo:

	2019	2020	2021	2022	2023
Net income	\$ 20 726 991	\$ 22 296 586	\$ 23 049 643	\$ 26 430 964	\$ 23 559 248

Tabla 40: Proyección de utilidades (perdidas) (en USD)

Recopilación de la proyección de EERR

	2019	2020	2021	2022	2023
Sales	\$ 68.060.294	\$ 72.822.468	\$ 73.668.556	\$ 78.475.813	\$ 74.347.306
Generation	\$ 62.845.282	\$ 67.456.142	\$ 68.146.375	\$ 72.793.101	\$ 68.499.248
Trade of energy	\$ 5.043.836	\$ 5.195.151	\$ 5.351.006	\$ 5.511.536	\$ 5.676.882
Other services	\$ 171.176	\$ 171.176	\$ 171.176	\$ 171.176	\$ 171.176
Energy system costs	\$ (3.772.181)	\$ (3.969.027)	\$ (4.047.157)	\$ (4.248.471)	\$ (4.177.043)
Energy system costs	\$ (1.929.529)	\$ (2.071.095)	\$ (2.092.288)	\$ (2.234.955)	\$ (2.103.122)
Trade energy cost	\$ (1.842.652)	\$ (1.897.932)	\$ (1.954.870)	\$ (2.013.516)	\$ (2.073.921)
Commercial margin	\$ 64.288.113	\$ 68.853.441	\$ 69.621.399	\$ 74.227.342	\$ 70.170.263
Costs	\$ (8.907.088)	\$ (9.045.242)	\$ (9.092.713)	\$ (9.237.984)	\$ (9.172.700)
AOM contracts	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Licenses, contributions and fees associated with the use of	\$ (1.503.016)	\$ (1.613.290)	\$ (1.629.798)	\$ (1.740.930)	\$ (1.638.237)
Repair and maintenance of plants	\$ (1.518.564)	\$ (1.489.760)	\$ (1.460.956)	\$ (1.432.152)	\$ (1.403.348)
Leases	\$ (31.193)	\$ (31.193)	\$ (31.193)	\$ (31.193)	\$ (31.193)
Operative personnel expenses	\$ (2.091.665)	\$ (2.154.415)	\$ (2.219.047)	\$ (2.285.618)	\$ (2.354.187)
Training, operative personnel	\$ (39.157)	\$ (40.331)	\$ (41.541)	\$ (42.788)	\$ (44.071)
General costs of operation	\$ (549.727)	\$ (539.300)	\$ (528.873)	\$ (518.445)	\$ (508.018)
Tecnical fees	\$ (350.140)	\$ (360.644)	\$ (371.464)	\$ (382.608)	\$ (394.086)
E&S costs	\$ (887.482)	\$ (914.107)	\$ (941.530)	\$ (969.776)	\$ (998.869)
Public services	\$ (56.842)	\$ (58.548)	\$ (60.304)	\$ (62.113)	\$ (63.977)
Insurances	\$ (1.518.564)	\$ (1.489.760)	\$ (1.460.956)	\$ (1.432.152)	\$ (1.403.348)
Materials and other cost of operation	\$ (360.737)	\$ (353.894)	\$ (347.052)	\$ (340.209)	\$ (333.367)
Administrative expenses	\$ (4.099.241)	\$ (4.200.507)	\$ (4.304.810)	\$ (4.412.243)	\$ (4.522.899)
Administrative personnel expenses	\$ (1.240.736)	\$ (1.277.958)	\$ (1.316.297)	\$ (1.355.786)	\$ (1.396.460)
Training, administrative personnel	\$ (27.382)	\$ (28.203)	\$ (29.050)	\$ (29.921)	\$ (30.819)
Fees	\$ (723.719)	\$ (723.719)	\$ (723.719)	\$ (723.719)	\$ (723.719)
Cost of organization and expenses association	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Leases	\$ (107.164)	\$ (110.379)	\$ (113.690)	\$ (117.101)	\$ (120.614)
Travel expenses	\$ (107.016)	\$ (110.226)	\$ (113.533)	\$ (116.939)	\$ (120.447)
Other administrative expenses	\$ (292.078)	\$ (300.840)	\$ (309.865)	\$ (319.161)	\$ (328.736)
Taxes other than Income Tax and CREE	\$ (1.465.495)	\$ (1.509.460)	\$ (1.554.744)	\$ (1.601.386)	\$ (1.649.428)
Contribution to control and monitoring entities	\$ (126.748)	\$ (130.550)	\$ (134.467)	\$ (138.501)	\$ (142.656)
Impairment, accounts receivable and other receivables	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Impairment, inventories	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Tenders and commercial offers	\$ (8.904)	\$ (9.171)	\$ (9.446)	\$ (9.729)	\$ (10.021)
EBITDA	\$ 51.281.784	\$ 55.607.692	\$ 56.223.875	\$ 60.577.115	\$ 56.474.664
Depreciation and amortization	\$ (5.989.458)	\$ (5.989.458)	\$ (5.989.458)	\$ (5.989.458)	\$ (5.989.458)
Depreciation of property in operation	\$ (5.877.482)	\$ (5.877.482)	\$ (5.877.482)	\$ (5.877.482)	\$ (5.877.482)
Depreciation of property used in administration	\$ (58.460)	\$ (58.460)	\$ (58.460)	\$ (58.460)	\$ (58.460)
Amortization of intangibles	\$ (18.505)	\$ (18.505)	\$ (18.505)	\$ (18.505)	\$ (18.505)
Amortization of intangibles in administrattion	\$ (35.012)	\$ (35.012)	\$ (35.012)	\$ (35.012)	\$ (35.012)
Impairment, PPE*	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
EBIT	\$ 45.292.326	\$ 49.618.234	\$ 50.234.417	\$ 54.587.657	\$ 50.485.206
Other income	\$ 57.116	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Extraordinary*	\$ 57.116	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Gain in sale PPE*	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Other expenses	\$ (754.572)	\$ (754.572)	\$ (754.572)	\$ (754.572)	\$ (754.572)
Fees and expenses, Bank	\$ (247.234)	\$ (247.234)	\$ (247.234)	\$ (247.234)	\$ (247.234)
Loss PPE*	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Extraordinary*	\$ (507.338)	\$ (507.338)	\$ (507.338)	\$ (507.338)	\$ (507.338)
Financial income	\$ 3.779.095	\$ 451.140	\$ 451.140	\$ 451.140	\$ 451.140
Financial	\$ 451.140	\$ 451.140	\$ 451.140	\$ 451.140	\$ 451.140
Income hedging*	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Exchange difference income*	\$ 3.327.955	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -

Financial expenses	\$ (17.438.158)	\$ (16.525.705)	\$ (16.525.705)	\$ (16.525.705)	\$ (16.525.705)
Interest	\$ (16.525.705)	\$ (16.525.705)	\$ (16.525.705)	\$ (16.525.705)	\$ (16.525.705)
Mark to market derivatives	\$ (315.631)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Exchange difference expenses*	\$ (596.822)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Loss in hedging operations*	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Commissions	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Resultado no operacional	\$ (14.356.519)	\$ (16.829.137)	\$ (16.829.137)	\$ (16.829.137)	\$ (16.829.137)
Income before taxes	\$ 30.935.808	\$ 32.789.097	\$ 33.405.280	\$ 37.758.520	\$ 33.656.069
Income tax	\$ (10.208.817)	\$ (10.492.511)	\$ (10.355.637)	\$ (11.327.556)	\$ (10.096.821)
Income tax	\$ (10.208.817)	\$ (10.492.511)	\$ (10.355.637)	\$ (11.327.556)	\$ (10.096.821)
<i>impuesto a la renta aplicable</i>	<i>33,0%</i>	<i>32,0%</i>	<i>31,0%</i>	<i>30,0%</i>	<i>30,0%</i>
Deferred tax	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Net income	\$ 20.726.991	\$ 22.296.586	\$ 23.049.643	\$ 26.430.964	\$ 23.559.248

Tabla 41: Proyección de EERR (en USD)

XI. Proyección de flujo de caja libre de la empresa

En la sección que sigue, se analizan las inversiones de la compañía en el periodo 2015-2019 (inversiones de reposición, inversiones nuevas y CTON) y se construye el flujo de caja bruto, al ajustar los estados de resultado proyectados hasta 2023 en la sección “Proyección de estados de resultados” anterior.

Inversiones de reposición

La inversión de reposición es aquella inversión destinada a reponer los activos actuales, no permite aumentar capacidad, ni inversiones para nuevos productos o nueva tecnología.

Los datos históricos muestran que durante los cuatros años del periodo 2015-2018, la inversión de reposición (que hemos asimilado a los “Repair & Maintenance Costs”) bajó desde un 77,2% con respecto a la depreciación de los activos en operación (“Depreciation Property in Operation”) en 2015, hasta un promedio de 22,9% para 2017 y 2018:

	2015	2016	2017	2018
Repair and maintenance of plants	\$ (2.085.367)	\$ (1.717.732)	\$ (1.304.118)	\$ (1.544.069)
<i>razón "repair & maintenance costs" a "depreciation"</i>	<i>77,2%</i>	<i>42,6%</i>	<i>22,7%</i>	<i>23,1%</i>
Depreciation of property in operation	\$ (2.701.894)	\$ (4.033.420)	\$ (5.748.662)	\$ (6.687.939)

Tabla 42: Datos históricos de inversión de reposición (en USD)

Cabe señalar que los valores muy altos de 2015 y 2016 (77,2% y 42,6%) describen los costos de reparación del túnel de conducción de la central de Barroso ¹⁰. Además, la baja de la razón “Repair & Maintenance Costs” a “Depreciación” a partir del año 2017 (alrededor de 23%) está vinculada con la puesta en marcha de las últimas centrales de LAREIF en 2016, por lo tanto, del aumento del nivel de depreciación.

¹⁰ Cf. sección “Análisis de Crecimiento” en “Análisis operacional del negocio y de la industria”

Por otra parte, las proyecciones que hemos hecho para el periodo de 2019 a 2023 muestran valores cercanos a un 24,9% del monto de la depreciación anual de los activos en operación, lo cual nos parece coherente con los datos históricos de 2017 y 2018:

	2019	2020	2021	2022	2023
Repair and maintenance of plants	\$ (1.518.564)	\$ (1.489.760)	\$ (1.460.956)	\$ (1.432.152)	\$ (1.403.348)
<i>razón "repair & maintenance costs" a "depreciation"</i>	<i>25,8%</i>	<i>25,3%</i>	<i>24,9%</i>	<i>24,4%</i>	<i>23,9%</i>
Depreciation of property in operation	\$ (5.877.482)	\$ (5.877.482)	\$ (5.877.482)	\$ (5.877.482)	\$ (5.877.482)

Tabla 43: Proyección de inversión de reposición (desglose) (en USD)

Por lo tanto, la inversión de reposición se considerará igual a los costos de reparación y de mantenimiento ("Repair & Maintenance Costs"), salvo para el 2023 en el cual se ha considerado el 100% del monto de depreciación de activos en operación:

	S2 2019	2020	2021	2022	2023
Inversiones					
Inversión de reposición	\$ (904.581)	\$ (1.489.760)	\$ (1.460.956)	\$ (1.432.152)	\$ (5.877.482)

Tabla 44: Proyección de inversión de reposición (resumen) (en USD)

Inversiones nuevas

La inversión en activos fijos, o nueva inversión, es aquella inversión destinada a la compra de nuevos activos fijos, que permitan aumentar la capacidad instalada actual, nuevos productos o nueva tecnología.

Tal como lo describimos anteriormente en la sección "Análisis operacional del negocio y de la industria", consideramos que el plan de crecimiento a mediano plazo no incluye ningún proyecto nuevo de central hidroeléctrica¹¹ por lo que no existe flujo de CAPEX para nuevas inversiones.

Inversión en capital de trabajo

La inversión en capital de trabajo es aquella inversión destinada a inyectar capital de trabajo adicional cada vez que aumentan las ventas, o a retirar capital de trabajo cuando hay disminución en las ventas.

¹¹ "As of December 2018 the Initial Business Plan and the Molinos Business Plan were completed and there is no a Business plan approved for additional projects." (Financial Statements, Year 2018, note 9).

Empezamos con el cálculo del Capital de trabajo operativo neto (CTON) histórico, es decir la diferencia entre los activos corrientes que no devengan intereses y los pasivos corrientes que no devengan intereses, durante los años 2015 a 2019:

	2015	2016	2017	2018	2019*
Activos corrientes que no devengan intereses					
Accounts receivable and other receivables	\$ 7.635.719	\$ 11.906.379	\$ 11.564.510	\$ 12.513.520	\$ 7.514.189
Accounts receivable related parties	\$ 9.727.977	\$ 9.727.977	\$ 9.727.977	\$ 14.927.977	\$ 9.727.977
Inventories	\$ 46.490	\$ 74.969	\$ 407.252	\$ 951.063	\$ 999.838
Tax advances	\$ 2.601.958	\$ 4.779.130	\$ 6.913.507	\$ 8.533.510	\$ 8.953.839
Other non-financial assets	\$ 753.015	\$ 5.354.599	\$ 896.080	\$ 948.019	\$ 508.277
Pasivos corrientes que no devengan intereses					
Accounts payable	\$ 8.595.097	\$ 5.141.634	\$ 5.061.423	\$ 5.974.360	\$ 2.686.940
Tax liabilities	\$ 764.179	\$ 421.817	\$ 260.962	\$ 268.926	\$ 144.085
Accounts payable to related parties	\$ 1.032	\$ 1.032	\$ 1.049	\$ -	\$ -
Financial lease liabilities	\$ 584.939	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Labor obligations	\$ 125.961	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Other non-financial current liabilities	\$ 49.643	\$ 106.341	\$ 286.760	\$ 4.334.502	\$ 9.103.025
CTON	\$ 10.644.308	\$ 26.172.231	\$ 23.899.132	\$ 27.296.302	\$ 15.770.071

Tabla 45: Datos históricos del CTON (en USD), hasta el 30 de junio de 2019

Luego se calcula el RCTON, que es la razón del CTON a los ingresos de la compañía, y el RCTON promedio de los años completos (para evitar los potenciales efectos de la estacionalidad de los ingresos):

	2015	2016	2017	2018	2019*
RCTON	37,9%	81,7%	42,3%	43,7%	59,7%
RCTON promedio, 2015-2018 (años completos)	51,4%				

Tabla 46: Datos históricos del RCTON (en USD), hasta el 30 de junio de 2019

En base al RCTON promedio del periodo 2015-2018, se estima el CTON al 31 de diciembre de los años 2019 a 2023, al multiplicar el RCTON promedio por los ingresos proyectados de cada año:

	2019	2020	2021	2022	2023
RCTON promedio 2015-2018	51,4%				
CTON, al 31 de diciembre	\$ 34.972.719	\$ 37.419.758	\$ 37.854.519	\$ 40.324.723	\$ 38.203.294
ΔCTON (año n+1 vs. año n)	\$ 2.447.039	\$ 434.761	\$ 2.470.204	\$ -2.121.430	\$ -

Tabla 47: Proyección RCTON, CTON y ΔCTON (en USD)

EL ΔCTON para cada año n, corresponde a la diferencia de CTON entre el año sucesivo (n+1) y el año en curso (n): si las ventas suben en n+1, la necesidad de capital de trabajo

operativo neto sube también, lo cual requiere una inversión en capital de trabajo equivalente (y viceversa):

	52 2019	2020	2021	2022	2023
Inversiones					
Inversión de reposición	\$ (904.581)	\$ (1.489.760)	\$ (1.460.956)	\$ (1.432.152)	\$ (5.877.482)
Inversión de capital físico	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Inversión en capital de trabajo	\$ (2.447.039)	\$ (434.761)	\$ (2.470.204)	\$ 2.121.430	\$ -

Tabla 48: Proyección de inversiones (en USD)

Después del año 2023, se considera una proyección de ingresos sin crecimiento (perpetuidad), es decir no se necesita ajustar el capital de trabajo operativo neto (Δ CTON igual a 0) por lo cual la inversión en capital de trabajo es cero.

Por otra parte, gracias a los datos históricos, hemos calculado que el CTON al 30 de junio de 2019 es USD 15,770,071¹². Por otra parte, la proyección al 31 de diciembre refleja una necesidad de CTON de USD 34,972,719 (Tabla 47). En consecuencia, se identifica un déficit de capital de trabajo de USD 19,202,648 al 30 de junio de 2019.

Ajuste de los estados de resultado para evidenciar el flujo de caja bruto

En base a las proyecciones del estado de resultados en la parte “Proyección de estados de resultados” para el segundo semestre de 2019 y los años 2020 a 2023, se ajustan los EERR para evidenciar el flujo de caja bruto de la compañía. Para esto es necesario revertir las cuentas de los EERR que no representan salidas reales de flujo y aislar los efectos tributarios (33% en 2019, 32% en 2020, 31% en 2021 y 30% en 2022 y 2023), según el concepto descrito abajo:

Ganancia o pérdida del ejercicio

- + Depreciación de Activo Fijo
- + Amortización de Activos Intangibles
- Otros ingresos, por función (después de impuestos)
- + Otros gastos, por función (después de impuestos)
- Otras ganancias (pérdidas) (después de impuestos)
- Ingresos financieros (después de impuestos)
- + Costos financieros (después de impuestos)

¹² O sea, el valor de los activos corrientes que no devengan intereses menos el valor de los pasivos corrientes que no devengan intereses, al 30 de junio de 2019.

- Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación (después de Impuestos)
- +/- Diferencias de cambio
- +/- Resultados por unidades de reajuste
- = **Flujo de caja bruto permanente**
- Inversión de reposición
- Inversión en capital físico
- +/- Inversión en capital de trabajo
- = **Flujo de caja libre**

En nuestro caso, el desglose es el siguiente (resumen de la parte “Proyección de estados de resultados” anterior):

	S1 2019	S2 2019	2020	2021	2022	2023
Sales	\$ 26.417.468	\$ 41.642.826	\$ 72.822.468	\$ 73.668.556	\$ 78.475.813	\$ 74.347.306
Energy system costs	\$ (3.695.369)	\$ (76.812)	\$ (3.969.027)	\$ (4.047.157)	\$ (4.248.471)	\$ (4.177.043)
Commercial margin	\$ 22.722.099	\$ 41.566.014	\$ 68.853.441	\$ 69.621.399	\$ 74.227.342	\$ 70.170.263
Costs	\$ (3.603.070)	\$ (5.304.018)	\$ (9.045.242)	\$ (9.092.713)	\$ (9.237.984)	\$ (9.172.700)
Administrative expenses	\$ (1.190.604)	\$ (2.908.637)	\$ (4.200.507)	\$ (4.304.810)	\$ (4.412.243)	\$ (4.522.899)
EBITDA	\$ 17.928.425	\$ 33.353.359	\$ 55.607.692	\$ 56.223.875	\$ 60.577.115	\$ 56.474.664
Depreciation and amortization	\$ (2.980.671)	\$ (3.008.787)	\$ (5.989.458)	\$ (5.989.458)	\$ (5.989.458)	\$ (5.989.458)
EBIT	\$ 14.947.754	\$ 30.344.572	\$ 49.618.234	\$ 50.234.417	\$ 54.587.657	\$ 50.485.206
Other income	\$ 57.116	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Other expenses	\$ (478.093)	\$ (276.479)	\$ (754.572)	\$ (754.572)	\$ (754.572)	\$ (754.572)
Financial income	\$ 4.081.624	\$ (302.530)	\$ 451.140	\$ 451.140	\$ 451.140	\$ 451.140
Financial expenses	\$ (9.175.305)	\$ (8.262.853)	\$ (16.525.705)	\$ (16.525.705)	\$ (16.525.705)	\$ (16.525.705)
Income before taxes	\$ 9.433.096	\$ 21.502.712	\$ 32.789.097	\$ 33.405.280	\$ 37.758.520	\$ 33.656.069
Income tax	\$ (3.291.179)	\$ (6.917.638)	\$ (10.492.511)	\$ (10.355.637)	\$ (11.327.556)	\$ (10.096.821)
Net income	\$ 6.141.917	\$ 14.585.074	\$ 22.296.586	\$ 23.049.643	\$ 26.430.964	\$ 23.559.248

REVERSIÓN DE LOS EERR PARA OBTENER LOS FLUJOS DE CAJA

Ajustes						
Depreciation and amortization	\$	3.008.787	\$	5.989.458	\$	5.989.458
Other income, después de impuestos	\$	-	\$	-	\$	-
Other expenses, después de impuestos	\$	185.241	\$	505.563	\$	505.563
Financial income, después de impuestos	\$	202.695	\$	(302.263)	\$	(302.263)
Financial expenses, después de impuestos	\$	5.536.111	\$	11.072.222	\$	11.072.222
Flujo de caja bruto (FCB)	\$	23.517.908	\$	39.561.566	\$	40.314.623
						\$ 43.695.944
						\$ 40.824.228

Tabla 49: Proyección de flujo de caja bruto (en USD)

Notas:

- Los valores de los EERR del segundo semestre de 2019 corresponden a la proyección para 2019 menos los números de los EERR al 30 de junio de 2019.
- A partir del 1º de julio de 2019, hemos considerado que las ganancias o pérdidas en operaciones de *hedging* o en el mercado de cambio (USD/COP) eran cero.

- Por otra parte, también hemos considerado que no existía ganancias o pérdidas de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.

El resultado es un flujo de caja bruto en progresión en el periodo, salvo el último año 2023 (lo cual refleja las proyecciones de generación de electricidad, en baja fuerte en 2023 debido a la previsión de un efecto climático El Niño de amplitud excepcional).

Después de haber evaluado la inversión necesaria para activos nuevos, reposición y capital de trabajo, se define el flujo de caja libre de la compañía de la manera siguiente:

Flujo de caja bruto (FCB)	\$ 23.517.908	\$ 39.561.566	\$ 40.314.623	\$ 43.695.944	\$ 40.824.228
	S2 2019	2020	2021	2022	2023
Inversiones					
Inversión de reposición	\$ (904.581)	\$ (1.489.760)	\$ (1.460.956)	\$ (1.432.152)	\$ (5.877.482)
Inversión de capital físico	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Inversión en capital de trabajo	\$ (2.447.039)	\$ (434.761)	\$ (2.470.204)	\$ 2.121.430	\$ -
Flujo de caja libre (FCL)	\$ 20.166.288	\$ 37.637.045	\$ 36.383.463	\$ 44.385.222	\$ 34.946.746

Tabla 50: Proyección del flujo de caja libre (en USD)

El resultado es un flujo de caja libre en progresión fuerte en el periodo, salvo el último año 2023, lo cual refleja las proyecciones de generación de electricidad, en baja en 2023 debido a la previsión de un efecto climático El Niño de amplitud excepcional.

XII. Valoración de la empresa

Valor presente de los activos operacionales

Dado la estructura de la deuda de LAREIF, que vence en 2028, vamos a considerar los periodos siguientes para valorizar los activos operacionales de la empresa:

- Entre el 1° de julio de 2019 hasta el 31 de diciembre de 2023, consideramos el valor presente al 30 de junio de 2019 de los flujos de caja libre calculados en la parte anterior, descontados con la tasa del costo de capital promedio ponderado ($k_0 = 7,16\%$):

$$VPN1 = \frac{FCL_{2019}}{(1 + k_0)^{0,5}} + \frac{FCL_{2020}}{(1 + k_0)^{1,5}} + \frac{FCL_{2021}}{(1 + k_0)^{2,5}} + \frac{FCL_{2022}}{(1 + k_0)^{3,5}} + \frac{FCL_{2023}}{(1 + k_0)^{4,5}}$$

Ecuación 11: Calculo valor presente neto de los flujos de caja de la empresa hasta 2023

Entonces:

$$VPN1 = \frac{20,166,288}{(1 + 7,16\%)^{0,5}} + \frac{37,637,045}{(1 + 7,16\%)^{1,5}} + \frac{36,383,463}{(1 + 7,16\%)^{2,5}} + \frac{44,385,222}{(1 + 7,16\%)^{3,5}} + \frac{34,946,746}{(1 + 7,16\%)^{4,5}}$$

$$VPN1 = USD 144,458,590$$

- Entre el 1° de enero de 2024 hasta el 31 de diciembre de 2028, o sea hasta el vencimiento de la totalidad de la deuda de LAREIF, consideramos el valor presente al 30 de junio de 2019 de los flujos de caja libre de cada año 2024, 2025, 2026, 2027 y 2028, igual a lo del año 2023, descontados con la tasa del costo de capital promedio ponderado ($k_0 = 7,16\%$):

$$VPN2 = \frac{FCL_{2023}}{(1 + k_0)^{5,5}} + \frac{FCL_{2023}}{(1 + k_0)^{6,5}} + \frac{FCL_{2023}}{(1 + k_0)^{7,5}} + \frac{FCL_{2023}}{(1 + k_0)^{8,5}} + \frac{FCL_{2023}}{(1 + k_0)^{9,5}}$$

Ecuación 12: Calculo valor presente neto de los flujos de caja de la empresa de 2024 a 2028

Entonces:

$$VPN2 = \frac{34,946,746}{(1 + 7,16\%)^{5,5}} + \frac{34,946,746}{(1 + 7,16\%)^{6,5}} + \frac{34,946,746}{(1 + 7,16\%)^{7,5}} + \frac{34,946,746}{(1 + 7,16\%)^{8,5}} + \frac{34,946,746}{(1 + 7,16\%)^{9,5}}$$

$$VPN2 = USD 104,515,541$$

- Para el periodo a partir del 1º de enero de 2029, consideraremos una perpetuidad en base al flujo de caja libre de 2023, sin crecimiento, con la tasa del costo de patrimonio ($k_p = 12,0\%$) debido a que consideramos deuda a partir de esta fecha, y traída al 30 de junio de 2019 con la tasa del costo de capital promedio ponderado ($k_0 = 7,16\%$):

$$VPN3 = \frac{V_{terminal(31/12/28)}}{(1 + k_0)^{9,5}} = \frac{\frac{FCL_{2023}}{k_p}}{(1 + k_0)^{9,5}}$$

Ecuación 13: Calculo valor presente neto de una perpetuidad a partir de 2029

Entonces:

$$VPN3 = \frac{\frac{34,946,746}{12,0\%}}{(1 + 7,16\%)^{9,5}}$$

$$VPN3 = USD 150,967,237$$

Por lo tanto:

$$VPN \text{ de los activos operacionales} = VPN1 + VPN2 + VPN3 = USD 399,941,469$$

Identificación de los activos prescindibles

Los activos prescindibles son los que no tienen un carácter operacional, o sea, al 30 de junio de 2019, son los siguientes (proviene del *balance sheet* de la compañía al 30 de junio de 2019):

Activos prescindibles	\$ 41.531.991
Cash and cash equivalents	\$ 32.069.874
Tax advances	\$ 8.953.839
Other non-financial assets	\$ 508.277

Tabla 51: Activos prescindibles (en USD), al 30 de junio de 2019

Falta agregar el valor de los activos tributarios que no hemos tomado en cuenta al momento de determinar las utilidades netas de la compañía (cf.: Secciones “Proyección de estados de resultados” y “Valoración de la empresa”) y sustraer el déficit de capital

de trabajo calculado anteriormente, para definir el valor total de la compañía, al 30 de junio de 2019:

VALORACIÓN (EN EL 30 DE JUNIO DE 2019)

Valor presente de los activos operacionales	\$ 399.941.469
Activos prescindibles	\$ 41.531.991
Cash and cash equivalents	\$ 32.069.874
Tax advances	\$ 8.953.839
Other non-financial assets	\$ 508.277
Activos tributarios	\$ 11.419.228
Deficit de capital de trabajo	\$ (19.202.648)
Valor total	\$ 433.690.039

Tabla 52: Valoración de LAREIF (en USD), al 30 de junio de 2019

Deuda financiera

Hemos calculado el valor de la deuda financiera total (corriente y no-corriente) de la compañía en la sección “Estructura de capital de la empresa”, lo cual nos permite definir el patrimonio económico de la empresa:

Valor total	\$ 433.690.039
Valor de la deuda financiera	\$ (212.396.805)
Patrimonio económico	\$ 221.293.234

Tabla 53: Valor del patrimonio económico de LAREIF (en USD), al 30 de junio de 2019

Valoración económica del precio de la acción

Como lo hemos planteado anteriormente, LAREIF no es una empresa listada por lo tanto no se puede utilizar el valor del patrimonio económico para evaluar el precio de la acción.

XIII. Conclusiones

El presente trabajo AFE nos ha permitido desarrollar el método de flujos de caja descontados para determinar el valor al 30 de junio de 2019 de la compañía LAREIF, una empresa incorporada en Panamá que no se encuentra listada, y opera a través de sus filiales exclusivamente en el mercado colombiano de generación y de venta de electricidad.

En base a las proyecciones de sus estados de resultados en el periodo 2019 hasta 2023, se obtuvieron los flujos de caja bruto y libre, los que se descuentan a la tasa de costo de capital promedio ponderado para obtener el valor de los activos operacionales (490 millones de dólares) y luego, después de considerar el valor de los activos prescindibles (41,5 millones) y de activos tributarios (11,4 millones), de la variación de capital de trabajo (-19,2 millones) y de la deuda financiera (-212,4 millones), el patrimonio económico de la empresa (311,4 millones).

Lamentablemente, como la empresa no se encuentra listada, no ha sido posible finalizar el trabajo y comparar el valor del precio de la acción al 30 de junio con la determinación de dicho precio por medio del patrimonio económico.

Sin embargo, los resultados obtenidos en este trabajo describen una empresa con buenos resultados operacionales, que presenta un fuerte crecimiento industrial desde el año 2006, pero con utilidades muy sensibles al tipo de cambio debido a su estructura de endeudamiento que acumula un *leverage* alto y una porción importante de deuda en dólares mientras sus ingresos son en pesos colombianos.

Dicho esto, LAREIF es una empresa cuyo negocio ha sido siempre respaldado por una estrategia industrial y comercial clara, impulsada por un accionista mayorista estable e invariable en su visión del desarrollo de la compañía.

Por tener una deuda mayoritariamente en dólares de Estados Unidos y ingresos en pesos colombianos, el desafío mayor de LAREIF se encuentra en la alta sensibilidad de su resultado antes de impuesto a las variaciones de tipo de cambio (COP/USD) y, por lo tanto, en las fuertes fluctuaciones de su rentabilidad para los accionistas.

XIV. Bibliografía

- “LAREIF I S. de R.L. and Subsidiaries – Consolidated Financial Statements for the Years ended on December 31, 2016 and 2015; and independent Auditor’s Report” (confidential)
- “LAREIF I S. de R.L. and Subsidiaries – Consolidated Financial Statements for the Years ended on December 31, 2017 and 2016; and independent Auditor’s Report” (confidential)
- “LAREIF I S. de R.L. and Subsidiaries – Consolidated Financial Statements for the Years ended on December 31, 2018 and 2017; and independent Auditor’s Report” (confidential)
- Project “Sunrise” Dataroom (confidential):
 - Confidential Information Memo
 - Management Presentation
 - Income Statement as of June 30th, 2019
 - Balance Sheet as of June 30th, 2019
 - Budget Execution as of June 30th, 2019
 - Consolidation spreadsheets, 2016, 2017, 2018 and June 30th, 2019
 - Details on transactions with Related Parties

Nota: el proyecto “Sunrise” es aquello proyecto de AIMCO de vender su participación de 41,2% en LAREIF

- Bodie, Kane and Marcus. Investments. 9th Edition, 2011.
- Maquieira, Carlos. Finanzas Corporativas, Teoría y Práctica. Santiago, Editorial Andrés Bello, 2010.
- Apuntes de clases de “Teoría de Finanzas”, “Finanzas Corporativas”, “Planificación y Control Financieros”, “Reestructuración de Empresas”, “Capital de Riesgos” y “Taller AFE”

XV. Materiales de referencia

-
- i Maqueira, Carlos. Finanzas Corporativas, Teoría y Práctica. Santiago, Editorial Andrés Bello, 2010. Capítulo 8, pp.249- 277
- ii <https://www.panadata.net/es/organizaciones/163091>
- iii <https://www.investopedia.com/terms/p/projectfinance.asp>
- iv www.bvc.com.co/pps/tibco/portalbvc/Home/Mercados/enlinea/acciones
- v <https://www.global-rates.com/interest-rates/libor/american-dollar/2019.aspx>
- vi <https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/indicador-bancario-referencia-ibr>
- vii <https://www.celsia.com/es/accionistas-e-inversionistas/informacion-financiera/renta-fija#> y <https://www.celsia.com/Portals/0/contenidos-celsia/documentos/calificacion-informe-completo-21092017.pdf>
- viii <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/precios-y-costos/indice-de-precios-al-consumidor-ipc/ipc-informacion-tecnica>
- ix <http://www.worldgovernmentbonds.com/bond-historical-data/colombia/15-years/>
- x <https://www.pwcimpuestosonline.co/TLSTimes/Boletines/Resumen%20Completo%20de%20la%20Ley%20de%20Financiamiento.pdf>
- xi <http://www.worldgovernmentbonds.com/bond-historical-data/colombia/15-years/>
- xii http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Convocatorias_Doc_General_MME_VF.pdf
- xiii <https://www.valoraanalitik.com/2018/12/06/xm-a-finales-de-2021-e-inicios-de-2022-colombia-se-enfrentaria-a-deficit-de-energia/>
- xiv <http://www.creg.gov.co/comunicaciones/noticias/noticias-2018/creg-definio-condiciones-para-convocatoria-subasta-del-cargo-por-confiabilidad-para-el-periodo-2022-2023>
- xv <https://www.xm.com.co/Paginas/Home.aspx>
- xvi https://elpais.com/internacional/2019/10/17/colombia/1571281355_500438.amp.html