



## **INFORME DE CONSULTORÍA**

### **ESTUDIO DE ASPECTOS QUE IMPACTAN EN EL ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DE LAS INVERSIONES EN EL NEGOCIO DE GENERACIÓN**

*Investigador Encargado:*  
**EDWIN VEGA-ARAYA**  
**CIECO**

**Orden de Compra N°53309**



**Versión Final 7 de Junio 2017**

## **Presentación**

El Centro de Integración de Economía y Ecología (CIECO) es una sociedad civil sin fines de lucro que surge a partir de la preocupación por el divorcio existente entre estas dos ramas del conocimiento humano que están unidas en lo más profundo de su esencia.

Tiene la misión de Integrar el conocimiento científico y tecnológico en los campos de la economía y ecología para promover el ordenamiento, aprovechamiento, conservación y restauración de los recursos naturales y el ambiente, en función de un mejor bienestar para el ser humano.

Domicilio: 1 km Norte del Centro de Distribución de Café Britt, Barrio Jesús, Santa Bárbara de Heredia, Costa Rica.

Sitio web: <http://www.cieco.org> Correo electrónico: [cieco@cieco.org](mailto:cieco@cieco.org)

El presente estudio se hace a solicitud de la Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A. (ESPH) mediante Orden de Compra N°53309. Tiene el objetivo de analizar y reconsiderar los principales componentes y la forma de estimarlos en los análisis de factibilidad de los proyectos que se evalúan en la ESPH, para el negocio de Generación Eléctrica, tanto para tomar decisiones a lo interno como para presentarlos a autoridades competentes.

## Contenido

|  |           |
|--|-----------|
| <b>PRESENTACIÓN</b> .....  | <b>2</b>  |
| <b>INTRODUCCIÓN</b> .....  | <b>4</b>  |
| OBJETIVO .....   | 4         |
| <b>I. MARCO GENERAL</b> .....  | <b>5</b>  |
| <b>II. COSTOS PERTINENTES PARA EVALUAR PROYECTOS EN EL NEGOCIO DE GENERACIÓN</b> .....   | <b>8</b>  |
| LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN DE LA ESPH .....   | 8         |
| COSTOS PERTINENTES EN PROYECTOS DE GENERACIÓN .....  | 8         |
| <b>III. BENEFICIOS PERTINENTES Y ENFOQUE DEL COSTO EVITADO DE COMPRA COMO LA TARIFA DE VENTA A APLICAR EN EL CÁLCULO DE LOS BENEFICIOS</b> ..... | <b>12</b> |
| ECUACIÓN DE BENEFICIOS .....   | 12        |
| LA TARIFA A UTILIZAR .....   | 12        |
| <b>IV. ANÁLISIS DE RIESGOS DE LAS TARIFAS DEL NEGOCIO DE GENERACIÓN</b> .....  | <b>16</b> |
| <b>V. DETERMINACIÓN DE LA TASA DE DESCUENTO: EL COSTO DEL CAPITAL DE LA ESPH</b> .....   | <b>20</b> |
| BASE TEÓRICA.....  | 20        |
| CASOS ESPECÍFICOS.....   | 21        |
| <b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b> .....  | <b>25</b> |
| <b>REFERENCIAS</b> .....   | <b>28</b> |

## Índice de cuadros y figuras

|   |    |
|---|----|
| CUADRO 1: PRINCIPALES COSTOS Y SU CLASIFICACIÓN .....   | 11 |
| CUADRO 2: TARIFAS VIGENTES Y SOLICITADAS POR ESPH –EN $\text{¢}/\text{kWh}$ –.....  | 13 |
| CUADRO 3: TARIFAS VIGENTES DEL ICE PARA VENDER A DISTRIBUCIÓN –EN $\text{¢}/\text{kWh}$ ENERGÍA Y $\text{¢}/\text{kW}$ POTENCIA–..... | 15 |
| FIGURA 1: INTERCAMBIO HIPOTÉTICO DE ENERGÍA ENTRE ESPH Y EL ICE A TRAVÉS DEL SEN .....  | 17 |
| CUADRO 4: DETERMINACIÓN DE UNA TASA DE DESCUENTO BASADO EN FINANCIAMIENTO DE PROYECTOS SIMILARES PREVIOS.....                         | 22 |

## **Introducción**

El presente documento consiste en el estudio de los principales componentes y la forma de estimarlos en los análisis de factibilidad de los proyectos para el negocio de generación eléctrica a lo interno de la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH), e inclusive para presentarlos a autoridades competentes.

El éxito o fracaso de un proyecto inicia desde su evaluación, que no es otra cosa que la identificación, medición, valoración y comparación de sus gastos, beneficios y riesgos. La evaluación económica cierra el proceso de obtención de información de mercado, técnica, legal-organizacional para la toma de decisión sobre la conveniencia o no de realizar la inversión propuesta.

Todo proceso de evaluación implica situarse en escenarios hipotéticos. El objetivo es poner el proyecto en dichos escenarios y, a la vez, tratar de plantear los retos que ello implicaría para el cumplimiento de las metas iniciales. De este modo, los gestores del proyecto pueden introducir los cambios que mejoren la gestión de proyectos de la empresa.

Principalmente el tema de la consideración de los beneficios, que, en el caso de los proyectos de generación eléctrica, fundamentalmente vienen dados por un Precio multiplicado por la cantidad de energía generada, es necesario determinar qué precio (tarifa) es el adecuado usar para el análisis económico, siempre desde la perspectiva privada de la empresa.

Cada capítulo del presente documento responde a los alcances establecidos en la Orden de Compra N°53309; a saber:

Los capítulos II y III se establecen los costos y beneficios pertinentes para evaluar proyectos en el negocio de Generación.

En el capítulo III hay una sección dedicada a revisar en los análisis de proyectos de Generación cuál es la tarifa de venta a aplicar en la transacción de Generación a Distribución y donde se justifica el uso de costo evitado de compras al ICE como la tarifa de venta correcta.

En el capítulo IV se analiza el riesgo vinculado a las tarifas del negocio de Generación y a los análisis de proyectos de generación.

Y finalmente el capítulo V analiza los componentes de la Tasa de descuento a aplicar en el análisis de la viabilidad financiera de los proyectos y definir adecuadamente el costo de capital ESPH.

### **Objetivo**

Analizar y reconsiderar los principales componentes y la forma de estimarlos en los análisis de factibilidad de los proyectos que se evalúan en la ESPH, para el negocio de Generación Eléctrica, tanto para tomar decisiones a lo interno como para presentarlos a autoridades competentes.

# I. Marco General

La evaluación de factibilidad de un proyecto de generación eléctrica consiste en determinar si una cierta inversión es conveniente económicamente para la empresa. Para ello se identifican, miden y comparan los costos y beneficios pertinentes con el objetivo de emitir un juicio sobre la conveniencia de ejecutar dicho proyecto en lugar de otros.

El análisis económico desde la perspectiva de la empresa se refiere a la consideración de los elementos pertinentes para una adecuada decisión de las autoridades de la ESPH. Se puede hacer una evaluación financiera, que considera los elementos que aparecerían en cualquier estado de resultados contable. Pero se puede hacer también evaluación económica desde la perspectiva de la empresa, si a la rentabilidad financiera se le incorporan elementos económicos para tomar mejores decisiones, por ejemplo, salario alternativo de un grupo de empleados, o costo de oportunidad del capital, o la valoración de ingresos que no son cuantificados financieramente porque no se venden a entes externos a la empresa. En estos análisis de rentabilidad financiera y económica privada se busca maximizar los beneficios netos de la empresa que es la que desarrolla el proyecto.

Además de la determinación de la rentabilidad financiera, de la rentabilidad económica (perspectiva de la empresa o privada) se puede también obtener para los proyectos, la determinación de la rentabilidad social o económica pero desde una perspectiva pública. En esta última se busca maximizar el bienestar nacional, que incluye además de las utilidades del desarrollador, los beneficios netos de terceros beneficiados o afectados de una u otra forma por el proyecto, y los destinatarios finales.

Los contenidos típicos de un estudio económico desde la perspectiva privada<sup>1</sup> son:

1. Estudio de Mercado
2. Estudio Técnico
3. Estudio de la organización y legal
4. Evaluación económica:
  - a. Identificar, medir y valorar beneficios y costos directos (a partir de 1, 2 y 3)
  - b. Determinar el costo de oportunidad de los fondos (tasa de descuento relevante)
  - c. Elaborar el flujo de caja y comparar en el tiempo con la tasa de descuento
  - d. Sensibilización, análisis del financiamiento, establecer decisiones de política
5. Ajustes para perspectiva social (en proyectos en que se pida esta perspectiva):
  - a. Ajustar precios de beneficios y costos
  - b. Determinar la tasa social de descuento (TSD)
  - c. Identificar, medir y valorar externalidades del proyecto
  - d. Elaborar el flujo de caja social y comparar en el tiempo con la TSD
  - e. Sensibilización, establecer decisiones de política

---

<sup>1</sup> Ver Sapag y Sapag (2001), Fontaine (2008) y MIDEPLAN (2010).

El estudio de mercado es el análisis que permite conocer las condiciones de oferta y demanda del producto o servicio que contempla el proyecto. El estudio de mercado alimenta a la evaluación económica estableciendo la producción que puede colocar el proyecto en el mercado (o la demanda por el servicio atendida) y el precio que enfrentará a través de su vigencia.

El tamaño y localización óptima se determinan de acuerdo al perfil o mercado meta definido inicialmente por los inversionistas, por la demanda del producto estimada (establecida para ese perfil), por la disponibilidad de recursos, y por la capacidad técnica. Los dos primeros elementos son materia del Estudio de Mercado, y los otros dos del Estudio Técnico.

El estudio técnico permite especialmente la valoración de los costos directos y determinar las posibilidades de producción del proyecto (cantidad de personas por evento y de eventos por unidad de tiempo atendidos). Los costos directos que se logran determinar con el estudio técnico se pueden clasificar como costos de inversión y costos de operación. Dentro de los costos de *inversión* se incluyen entre otros:

- Materiales de Construcción
- Mano de obra en la etapa de construcción.
- Montos de garantía ambiental, gastos de mitigación.
- Gastos en equipamiento (mobiliario, equipo mecánico, etc.)

En cuanto a los costos de *operación* se consideran en términos generales:

- Costo del capital financiero
- Mano de obra
- Materias primas
- Mantenimiento de equipo, construcciones, etc.
- Gastos administrativos.
- Cánones (por uso de agua, especialmente si es medido)
- Materiales.

El estudio legal-organizacional permite determinar los costos de tipo tributario que debe enfrentar el proyecto durante su desarrollo y su operación, las condiciones a las que se enfrentará, las reglamentaciones a las que se someterá, etc.

El estudio económico relaciona los costos y beneficios a partir de la construcción de un flujo de caja. Para que sean comparables en el tiempo utiliza la tasa de descuento como vínculo en el tiempo de los diferentes flujos de fondos, con el fin de obtener un indicador que resume la anterior información. Este indicador puede ser el Valor Actual Neto, o la Tasa Interna de Retorno<sup>2</sup>.

---

<sup>2</sup> El criterio de decisión es que un proyecto es rentable si su Valor Actual Neto (VAN) es mayor o igual que cero. Otra medida importante es lo que se conoce como tasa interna de retorno (TIR), la cual se define como la tasa de descuento que hace al VAN igual a cero. De esta forma el TIR expresa el nivel de tasas de rentabilidad mínima que aceptaría el proyecto para ser económicamente factible. Esta tasa se compara con la tasa que represente el costo de oportunidad de los fondos que se destinarían al proyecto. Se realiza el proyecto si la rentabilidad del mismo (TIR) es mayor a la tasa costo de oportunidad (por ejemplo, la tasa que se paga por el crédito para financiar la inversión).

Los ajustes sociales se hacen para cambiar la perspectiva de la rentabilidad. Este es un análisis complementario al financiero y de costos, lo que permite incorporar criterios de beneficio social e impacto a nivel macroeconómico del país. Con esto se demuestra la conveniencia pública o nacional del proyecto. Los indicadores de rentabilidad en este caso son Valor Actual Neto Social y Tasa interna de Retorno Social.

Finalmente, el análisis de sensibilidad consiste en recalcular estos indicadores estableciendo cambios en las variables importantes del proyecto para determinar qué resultados se obtienen si no se cumplen a cabalidad los valores pronosticados para esas variables.

Respecto a las plantas eléctricas hay dos conceptos asociados a las mismas, la potencia y la energía. La potencia eléctrica es la relación de paso de energía de un flujo por unidad de tiempo. Se mide en vatios (W), que es el equivalente a 1 julio por segundo (1 J/s). En otras palabras, la **potencia** eléctrica es la potencia instantánea generada de la red, y la potencia máxima es la cantidad de W máximos que le es posible generar a la planta en un momento dado.

La **energía** es la potencia que se genera durante el período de tiempo que se quiera medir, pero siempre referido al intervalo de una hora. Resulta de la existencia de una diferencia de potencial entre dos puntos, lo que permite establecer una corriente eléctrica entre ambos. Se mide en vatios hora (Wh). En el caso de las centrales eléctricas la energía eléctrica entregada a la red se expresa en kilovatios-hora (kWh) o megavatios-hora (MWh)<sup>3</sup>.

Para producir la energía eléctrica es necesario disponer de una central con una potencia suficiente de generación acorde con el mercado, de una fuente y del personal que se haga cargo de su gestión, operación y mantenimiento. El coste de generación eléctrica resulta de dividir el total de gastos anuales (por mantenimiento, inversiones, amortización, estructurales u organizativos y de consumo del recurso fuente) entre la producción anual lograda (MWh).

Los restantes costes de distribución, transporte y comercialización corresponden a otros procesos que no se tratan en el presente estudio, los cuales abarcan las pérdidas de energía producidas en la red, los correspondientes al mantenimiento, amortización, inversiones de infraestructura de distribución, en los centros de transformación, junto con los gastos comerciales, impuestos, tasas, etc.

Mientras en la producción se puede hablar de un producto, en el resto de procesos cabría hablar de un servicio, puesto que la llegada del kWh al consumidor final exige una serie de tareas adicionales a la propia producción, como lo son: estabilidad de red, calidad de señal con parámetros técnicos, limitación de abastecimiento de potencia reactiva, control potencia activa, etc.

---

<sup>3</sup> La relación es 1 MWh = 1.000 kWh y 1 kWh = 1000 Wh.

## **II. Costos pertinentes para evaluar proyectos en el negocio de Generación**

### ***Los proyectos de generación de la ESPH***

La Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A abastece 73,959 clientes (energía eléctrica) en los siguientes sectores y con los siguientes servicios:

- Servicio Agua, Alcantarillado Sanitario y Energía Eléctrica: cantón Central.
- Servicio Agua y Energía Eléctrica: cantón San Rafael, cantón de San Isidro, cantón Barva (Sector de Santa Lucía), cantón de Flores.
- Servicio Energía Eléctrica: cantón de San Pablo.

En 2014 la disponibilidad de energía eléctrica por medio de la capacidad instalada de la ESPH era del 35% (ESPH (2015)) respecto al total demandado por los clientes de la empresa.

Las plantas actualmente en operación son Los Negros, Tacares, y Jorge Manuel Dengo. Además se inició la construcción de Los Negros II, y se trabaja en el estudio de factibilidad del Proyecto Eólico El Quijote que será el proyecto siguiente luego de la implementación del PH Los Negros II.

### ***Costos pertinentes en proyectos de generación***

El coste real de la electricidad producida en una central en explotación, durante un período de tiempo determinado, se calcula a partir del valor de amortización de la inversión de la central, del coste del recurso fuente consumido y de los gastos de operación y mantenimiento, tal y como se realiza en cualquier planificación económica.

Para calcular el coste de producción a lo largo de toda la vida de la central, es necesario definir el valor de las inversiones a realizar, los gastos operativos que implica, el período de vida de la central, las horas anuales de utilización de la misma y el coste del dinero empleado en la financiación.

Inicialmente es necesario establecer el denominado coste base de la central, que es lo que costaría ésta si se construyera y pagara instantáneamente. El coste base está constituido en primer lugar por los costes directos, que son: los terrenos, obra civil, montaje y equipo; y en segundo lugar, por los indirectos o inmateriales: servicios de ingeniería, inspección y dotación para contingencias durante el período de ejecución del proyecto. La inversión realizada en una central se amortiza a lo largo de su vida operativa y es necesario proyectar el valor “de rescate” de la central cuando haya terminado su vida útil, el cual, comúnmente se estima como un porcentaje fijo de la inversión.

El coste de la inversión total dividido por la potencia nominal de la central, en MW, representa el coste de la potencia unitaria instalada. Este parámetro es de una gran importancia porque el coste de la potencia unitaria instalada depende en gran medida del tipo de central construido, y dentro de ello no es constante para cada tipo de central, sino que depende de la potencia instalada; cuando mayor es la potencia menor es el coste unitario en general.

La electricidad no se puede almacenar a costos razonables, por lo que para poder cubrir los requerimientos de la demanda en todo momento se tenga que tener capacidad instalada que en algunos períodos no es plenamente utilizada. Se indicó antes que la capacidad de generación se mide normalmente como megavatios (MW) o kilovatios (kW) de potencia, y se emplea tanto para determinar las dimensiones de los generadores eléctricos como también de referencia para establecer la magnitud de los *costos fijos* (costo de inversión o costo de potencia y costos de mantenimiento fijos), los cuales se suelen expresar en Colones por MW instalado o en colones por MW-año.

En un estudio de factibilidad, el coste anual de inversión se calcula a partir del número de años de funcionamiento de la central y de la tasa de capitalización del dinero, suponiendo que la amortización es uniforme a lo largo del tiempo. En el cálculo se supone que el número de horas de funcionamiento anual de la central es también constante a lo largo de su vida. Con ello resulta que la repercusión de los costes de inversión sobre el coste de kilovatio hora es directamente proporcional al coste de la potencia unitaria instalada e inversamente proporcional al número de horas de funcionamiento anual de la central.

Pero en el negocio de generación de electricidad hay otra serie de costos directamente relacionados a la producción de electricidad y que se compone de los gastos de operación y mantenimiento. Se suelen considerar como *costos variables*.

La operación de la planta una vez que está instalada y lista para la producción de energía lleva a los costos operativos. La producción de electricidad se mide como un flujo producido o la suma de los requerimientos de capacidad a lo largo de un período de tiempo, y se expresa normalmente en megavatios-hora (MWh) o kilovatios-hora (kWh)<sup>4</sup>.

El primero de los costos operativos es el costo del recurso fuente o materias primas energéticas. Además se debe incluir los costos de los procesos de transformación, los fletes, seguros, mantenimiento del equipo, salarios de los operarios, etc.

Para cada tipo de central el coste del combustible por kWh generado no varía apreciablemente con el tamaño de la central. Los costos operativos en una central hidráulica es muy bajo, bajo en las centrales nucleares, y muy alto en las térmicas de carbón, petróleo y gas. Pero considerando la totalidad de los costos (fijos y variables), existe una relación inversa entre ambos costos si se les compara por tecnología, pues las centrales con menores costos fijos suelen tener mayores costos variables y viceversa.

---

<sup>4</sup> Una generadora de 100 MW de capacidad produciendo al 90% de capacidad generará en una hora:  $100 \text{ MW} \times 0,90 \times 1 \text{ hr} = 90 \text{ MWh}$ .

En resumen, los costos de generar electricidad se clasifican de dos maneras:

- Costos de inversión versus costos de operación: Los costos de inversión, corresponden a aquellos que se incurren en la adquisición e instalación de los activos necesarios para poner el proyecto en funcionamiento, ponerlo "en marcha" u operar. Se dan desde la concepción de la idea que da origen al proyecto hasta poco antes de la producción del primer producto o servicio. Los costos operativos son todos aquellos que se dan desde la puesta en marcha del proyecto hasta el final de su vida útil.
- Costos fijos versus costos variables. El costo fijo es el costo que no varía si se cambia la cantidad producida. En algunos casos podrían variar un poco si los cambios en la producción son muy grandes. Son por ende, los costos de inversión más los costos de operación y mantenimiento que se mantienen "fijos" aunque cambie la cantidad producida de energía, esto es, los necesarios para mantener la central de generación disponible, produzca o no produzca. Los costos variables, si varían cuando cambia la cantidad producida, por lo que se refieren a los costos de operación y mantenimiento que varían directamente con la variación de energía que se produzca.

El siguiente cuadro presenta los típicos costos que se registran en un flujo de caja clasificados según los agrupadores mencionados:

### Cuadro 1: Principales costos y su clasificación

| Ítem de costos   | Observaciones   |
|--|---|
| COSTOS DE INVERSIÓN  | Los necesarios para que el proyecto esté listo para iniciar la producción.  |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>- Estudios varios como estudios de factibilidad, estudios definitivos (ingeniería conceptual, ingeniería de detalle), planos.*</li> <li>- Licencias,</li> <li>- Terrenos,</li> <li>- Edificaciones e instalaciones fijas,</li> <li>- Bienes de capital (aquellos que sirven para la producción de otros bienes, como maquinarias y equipos);</li> <li>- Seguros (ej. Pólizas para trabajadores de la construcción de la central)</li> <li>- Mobiliario.</li> <li>- Capital de trabajo</li> <li>- Valor de rescate de la inversión.</li> </ul> | <p>*Los estudios no entrarían en la evaluación de factibilidad pues se consideran “costos hundidos”, esto es, se realizaron y ya sea que se haga el proyecto o no se haga ya no se pueden “evitar”. Solamente entrarían cuando se hace una evaluación de la idea, cuando hay que decidir si se profundiza en los estudios o no.</p> <p>Adicionalmente, en la etapa pre-operativa se debe de contar con el capital de trabajo, el fondo de maniobra que sirve para costear los activos corrientes que harán posible el inicio de la etapa operativa del proyecto.</p> <p>Se debe reconocer un valor de rescate de la principal obra de inversión (edificaciones, planta) que es la que determina la vida útil del proyecto, al término del tiempo estimado como vida útil.</p> |
| COSTOS DE OPERACIÓN y MANTENIMIENTO  | Los que se incurre para que el proyecto produzca el bien o servicio por el que se creó a partir de su puesta en marcha.   |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>- Insumos para la operación de la planta, como combustibles de maquinaria y vehículos,</li> <li>- Insumos varios para los servicios de apoyo,</li> <li>- Sueldos y salarios del personal,</li> <li>- Otros gastos relacionados con el mantenimiento de equipo, máquinas y vehículos,</li> <li>- Gastos administrativos y generales,</li> <li>- Seguros</li> <li>- Gastos financieros, impuestos,</li> <li>- Pago de servicios públicos,</li> </ul>  | Hay personal que está vinculado directamente con la producción de la planta y personal, como el administrativo y de servicios varios, que su asociación a la producción es indirecta. Lo mismo con algunos insumos y materiales como aceites y lubricantes que se requieren para la producción de la planta, que serían los directos y los insumos como papelería, que serían indirectos.   |
| COSTOS FIJOS   | No varían a diferentes niveles de producción  |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>- Todos los costos de Inversión</li> <li>- Salarios de personal administrativo, de aseo de oficinas, de personal de planta, etc.</li> <li>- Servicios generales (mensajería, servicios públicos,</li> <li>- Seguros,</li> <li>- Impuestos fijos (bienes inmuebles, por ejemplo)</li> </ul>  | Todos los costos de Inversión + los costos de operación y mantenimiento indirectos (que no varían ante variaciones de la producción de la central)  |
| COSTOS VARIABLES   | Varían según la cantidad producida de energía   |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>- Salarios de personal ocasional por producción específica,</li> <li>- Canon de agua,</li> <li>- Insumos directos (combustibles, lubricantes, ciertos materiales de la central, etc.)</li> <li>- Impuesto sobre la renta (o sobre beneficios que están relacionados con la cantidad vendida)</li> </ul>   | Aquellos costos de operación y mantenimiento que varían directamente con la producción de energía   |

### **III. Beneficios pertinentes y Enfoque del Costo Evitado de Compra como la tarifa de venta a aplicar en el cálculo de los beneficios**

#### ***Ecuación de beneficios***

En este documento se hace referencia a los beneficios según si es para la empresa o si son propiamente para la sociedad. Para la empresa se consideran como beneficios los ingresos resultantes de la venta de la energía generada. Para la sociedad representan el valor de los servicios que reciben los usuarios al usar la electricidad, principalmente.

En este capítulo se desarrolla el análisis de los “beneficios” de un proyecto de Generación desde el punto de vista del inversionista (la ESPH).

Los beneficios desde el punto de vista de los proyectos de generación vienen dados por la siguiente ecuación:

$$B = T \times Q \quad \text{ecuación 1}$$

Donde  $B$  = Beneficios,  $T$  = Tarifa y  $Q$  = Cantidad de la energía vendida (o dejada de comprar).

Respecto a la cantidad de energía, los proyectos de Generación ESPH cuentan con una línea de transmisión con llegada a una Sub Estación ICE. En ese punto es donde se entrega la energía eléctrica al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y se realiza la medición de la energía entregada.

En otra sub estación del ICE ubicada en Heredia, el negocio de Distribución “retira” la energía eléctrica requerida para satisfacer la demanda del área de concesión y se realizan las mediciones correspondientes.

De manera que la factura que el ESPH cancela al ICE es la diferencia entre lo que retiró Distribución y lo que entregó Generación al SEN.

#### ***La tarifa a utilizar***

Respecto a la variable “ $T$ ” en la ecuación 1, existe la controversia de si se debe usar el costo de producción de la energía promedio de las centrales de la ESPH (o directamente los costos de producción del proyecto evaluado), o si más bien corresponde usar la tarifa que pagaría la empresa a su proveedor principal cuando debe adquirir la energía (pues no usa la energía propia).

La primera opción se basa en la idea de que, el “precio” al que se valoran los beneficios corresponde al “precio” al que está recibiendo el negocio de Distribución la Energía entregada, representado por los costos de producirla (medido en términos unitarios).

Según se explicó en el Marco General, la evaluación económica que se haga de los proyectos debe reflejar si estos significan una rentabilidad para el Negocio de Generación que es la Unidad de la ESPH que lo desarrolla.

Utilizar la primera opción no permite reflejar adecuadamente la rentabilidad de los proyectos de generación. Si se valoraran sus beneficios utilizando el “costo de la energía entregada”, la unidad que vería reflejados estos beneficios es la unidad de Distribución<sup>5</sup>. Esta unidad recibiría energía a un “precio” menor al que la “compra” (cuando debe acudir al SEN, y en el supuesto que nuestro proyecto tiene costos menores a esa tarifa).

Si bien el efecto neto de toda la ESPH (la suma de ambas unidades) es nulo, lo ideal es que la rentabilidad de los proyectos de generación sean reflejados en ellos mismos, y por ende en la unidad de Generación, y no en otra unidad de la ESPH.

Si se usara el promedio de los costos totales unitarios de generación de las otras plantas de ESPH como el “precio” pertinente, lo que se reflejaría en la evaluación económica para la ESPH es qué tanto el proyecto que se está evaluando tiene mayores o menores costos que las otras plantas ya en producción, pero no se refleja si hay rentabilidad económica o no. Bajo el concepto de tarificación al costo y la forma de definición de las tarifas, estos costos unitarios de generación de las otras plantas son la base para la determinación de las tarifas de Generación que la ARESEP aprueba para ESPH. El siguiente cuadro muestra las vigentes.

**Cuadro 2: Tarifas vigentes y solicitadas por ESPH –en €/kWh-**

| ESPH<br>Sistema de generación                           |          | Estructura vigente<br>a partir del 1-abril-2015<br>(RIE-031-2015) | Estructura propuesta<br>a partir del 1-abril-2017 |
|---|----------|---|---|
| <b>► Tarifa T-SD Ventas al servicio de distribución</b> |          |   |   |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i>                     |          |   |   |
| Periodo Punta   | cada kWh | 52,10   | 58,04   |
| Periodo Valle   | cada kWh | 38,90   | 43,33   |
| Periodo Noche   | cada kWh | 25,50   | 28,41   |

FUENTE: Oficio 261-IE-2017/6515 de la Intendencia de Energía de ARESEP.

Por lo explicado anteriormente, no recomiendo el uso de estas tarifas para la evaluación de los proyectos en el negocio de Generación.

¿Entonces, cuál es el “precio” adecuado para valorar la energía producida?

<sup>5</sup> Para la unidad o negocio de Distribución, la energía viene a ser el principal insumo. Si se quisiera evaluar la rentabilidad de la Distribución habría que considerar los costos (mano de obra, líneas de transmisión hacia los hogares y edificaciones de los clientes, servicios diversos y por supuesto el costo de la energía que se entrega). Se relacionan con los beneficios (tarifas cobradas al consumidor por la cantidad de energía entregada (y cierta potencia contratada). De esta relación sale su rentabilidad y al “obtener” energía a un “precio” menor su rentabilidad es mayor.

Normalmente en las evaluaciones económicas los beneficios vienen dados por la producción multiplicada por el precio de mercado (similar a la ecuación 1 arriba). El precio de mercado normalmente es distinto al costo de producción, y es un error hacer la evaluación valorando los beneficios usando como precio el costo de producción, aun cuando el cliente de esa producción sea otro departamento de la misma empresa. Un principio de evaluación económica de proyectos dice que el valor del bien es el valor de adquirirlo por la siguiente mejor alternativa (el mercado).

La opción que tiene la ESPH si no produce energía, es comprarla a su proveedor ICE a través del SEN. Lo que se paga por esta energía viene a ser el “precio” de mercado relevante para valorar la energía. Esta es la segunda opción de las mencionadas.

Con ella si es posible reflejar directamente en las evaluaciones económicas la rentabilidad de los proyectos de generación, ya que si el agregado de costos por unidad de energía es menor a la tarifa que se paga al ICE por la energía, el proyecto tendrá beneficios mayores que los costos. En esa situación, cuanto más le evite Generación el que ESPH tenga que comprar energía al ICE, más rentable es el proyecto para la empresa.

Aun cuando la producción de un proyecto de generación sea destinarla al autoconsumo, y no haya transacción en efectivo, es necesario asignar al proyecto un precio para su producción, que en este caso es un *valor de carácter económico*, pues en la realidad las plantas no recibirán ese flujo de ingresos como efectivo por la venta, sino que evitan ese costo como una no compra, ya que la alternativa es abastecerse externamente, como es el caso de la compra de electricidad al ICE.

Y aun en el caso de que Negocio de Generación recibiera un pago por parte de Negocio Distribución de acuerdo al pliego tarifario mostrado en el Cuadro 2 arriba, al estarse analizando la rentabilidad del proyecto desde la perspectiva para toda la Empresa, es necesario valorar esa producción al precio de mercado relevante, y no esas tarifas para reflejar directamente en el análisis la rentabilidad del proyecto. Sino, la alternativa sería agregar dentro de los beneficios, las “ganancias adicionales” del Negocio de Distribución por comprar a un costo menor y no al costo de compra al ICE.

En conclusión, este consultor hace la recomendación de que el enfoque de valorar según el costo evitado de compra al ICE es el adecuado para el análisis económico. Específicamente se puede establecer una rentabilidad del proyecto nuevo de Generación, si su costo de producción está por debajo de la Tarifa que aplica ARESEP para pagos al ICE (Cuadro 3 más adelante). Y al analizar el negocio para la ESPH, lo que se está haciendo con el proyecto es “evitar” tener que pagar la tarifa vigente a la hora de que Distribución tenga que comprar la energía al SEN para entregarla a los clientes.

Existe una tarifa establecida por la ARESEP, basada en las peticiones del ICE para hacer entrega de energía a otras entidades para que éstos la lleven a sus clientes<sup>6</sup>. Las tarifas aprobadas por ARESEP vigentes, se muestran en el siguiente cuadro:

**Cuadro 3: Tarifas vigentes del ICE para vender a Distribución –en ¢/kWh energía y ¢/kW potencia-**

| Bloque            | Tarifa  |
|-------------------|---------|
| a. Energía Punta  | 46,07   |
| b. Energía Valle  | 37,73   |
| c. Energía Noche  | 32,27   |
| d. Potencia Punta | 2475,22 |
| e. Potencia Valle | 2475,22 |
| f. Potencia Noche | 0,00    |

FUENTE: <https://aresep.go.cr/electricidad/tarifas#>

Estos montos son los que se recomienda usar en la evaluación de los proyectos de Generación que planteé desarrollar la ESPH. Entonces, el precio (tarifa) adecuado para el análisis de los ingresos, es el “costo evitado de compra”. Con esto se garantiza que se está evaluando adecuadamente la rentabilidad del proyecto de generación al que se esté valorando su viabilidad.

---

<sup>6</sup> La tarifa de acceso será aplicable a los kWh retirados de la red de distribución por el productor-consumidor, pero que no corresponden a los kWh previamente inyectados, se les aplicará la tarifa establecida en los pliegos tarifarios vigentes de cada empresa distribuidora de conformidad con la categoría de consumidor establecidos en los mismos (Oficio RIE-036-2016 de aplicación por primera vez de la metodología para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del productor-consumidor)

## IV. Análisis de riesgos de las tarifas del negocio de Generación

En toda actividad o instalación industrial existe la posibilidad de que se produzcan diversos tipos de fallos o de funcionamiento defectuoso. La posibilidad de que aparezca uno de ellos viene definida por una probabilidad.

Cada tipo de central tiene sus propios riesgos. En las centrales hidroeléctricas los accidentes catastróficos derivados del hundimiento de presas o embalses, así como accidentes que afectan al personal trabajador.

En este capítulo haré referencia a un tipo particular de riesgo relacionado con la tarifa del negocio de generación. Cualquier fallo en la planta podría derivar en una situación de no reconocimiento del costo de la potencia, dado que la tarifa de distribución si reconoce un componente de potencia. La ESPH está interesada en conocer, dado que en la actualidad la tarifa de generación no reconoce dicho componente, si conviene mantenerla así o conviene luchar por que si se incluya este componente.

En el Cuadro 3 del capítulo anterior se mostró las tarifas que cobra el ICE a la unidad de Distribución de la ESPH cuando le compra energía<sup>7</sup>. Es una tarifa binómica en el sentido que reconoce dos componentes, el de energía y el de potencia. En el análisis de la Potencia que realiza el ICE para hacer el cobro, se establece el momento de máxima potencia que será la que aplica para efectos de la tarificación.

El ICE determina el diferencial de potencia entre la total que usaron los clientes de ESPH menos la potencia que entregaron las plantas de la ESPH. Esta diferencia existe pues la energía que entrega ESPH es menor a la energía que demandan todos los consumidores de ESPH<sup>8</sup>. Si en ese momento de la medición de la máxima potencia, las plantas de ESPH no entregaron energía por un fallo, el ICE entonces cobrará toda la potencia.

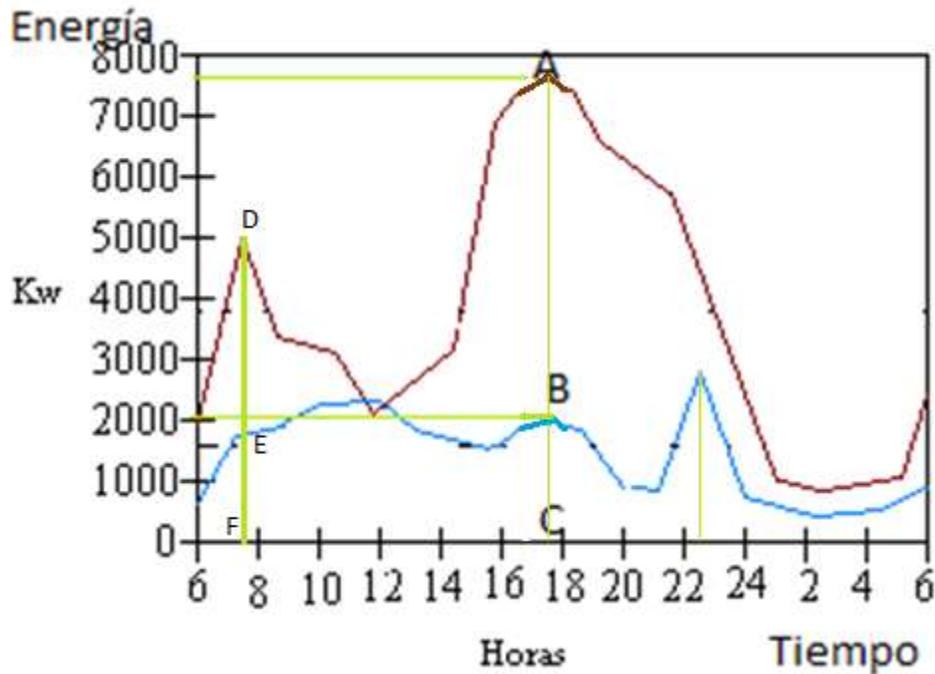
Gráficamente la Figura 2 presenta una situación hipotética en que la línea roja representa la energía total en cada momento del día usada por los clientes de la ESPH. La línea celeste representa la energía que las plantas de generación entregaron al SEN, que es una porción menor a la energía total demandada por los clientes. A las 16:45 18 horas se presenta la máxima potencia del día demandada por los clientes.

---

<sup>7</sup> A esos montos del Cuadro 3 habría que agregar la Tarifa de Transmisión que es de ₡11.60/kWh. En el capítulo anterior no se consideró en el análisis pues dicha tarifa se paga tanto al entregar energía al SEN como al comprarla, por lo que en el análisis de comparación de tarifas para el análisis, no era necesario incluirlas.

<sup>8</sup> Arriba se había mencionado que en 2014 la disponibilidad de energía eléctrica por medio de la capacidad instalada en las sub estaciones de la ESPH era del 35% respecto al total demandado por los clientes de la empresa (ESPH (2015)).

**Figura 1: Intercambio hipotético de energía entre ESPH y el ICE a través del SEN**



En esta situación, el cobro que hace el ICE para el componente de energía según el pliego tarifario del cuadro 3, es la suma de las áreas bajo la curva roja multiplicadas por la tarifa según la franja horaria correspondiente menos la suma de las áreas bajo la curva celeste multiplicadas por la franja horaria correspondiente<sup>9</sup>.

Para el componente de potencia es la distancia entre los puntos A y B que representa la máxima potencia consumida menos la potencia entregada en ese instante por las plantas de Generación de ESPH, multiplicado por la tarifa correspondiente en el pliego tarifario para el periodo Punta. En el periodo valle cobrarían la distancia representada por el segmento DE multiplicado por la tarifa valle. Noche tiene tarifa 0 en potencia.

Si en solo esos 15 minutos a las 17:30 horas, por alguna razón (fallos de funcionamiento, accidentes, etc.) las plantas de ESPH no entregaran energía, el ICE entonces cobraría por potencia la tarifa “punta” multiplicada por lo representado en el segmento AC. Entonces solamente 15 minutos de no funcionamiento significa en este caso que no se reconozca toda la potencia aportada por las plantas de ESPH al pagar la energía neta al SEN.

Este es un riesgo importante, aun cuando el fallo haya sido despreciable (solo 15 minutos) respecto a todo el día (en el ejemplo). En la actualidad de lo que la ESPH paga por electricidad en términos netos, un 80% es por la energía y un 20% es por la potencia. Antes de 1995 la situación era peor, pues se pagaba más por potencia (un 60%) que por energía (un 40%) dada la composición tarifaria prevaleciente.

<sup>9</sup> La franja horaria punta va de 10 a 12:30 horas y de 17 a 20:30 horas. La franja horaria valle va de 6 a 10 horas y de 12:30 a 17:30 horas. Y la franja horaria noche va de 20:30 a 6 horas.

Conociendo este riesgo, existe la duda de si convendría o no que las tarifas para generación esbozadas en el Cuadro 2 arriba (las que se reciben por entregar la energía producida al SEN, o lo que es similar, las que representan los costos de producción de la ESPH), tuviesen un componente de potencia. Esto considerando que la tarifa de generación es la que en la actualidad se usa para evaluar los proyectos. El presente estudio de consultoría aboga por que se use el costo evitado de compra (la tarifa de distribución – tarifa de transmisión) como el precio correcto que debe usarse al evaluar los proyectos de generación. Pero hasta tanto eso no se apruebe, sigue siendo la tarifa de generación la que se usa. Y de ahí la inquietud de ESPH por saber si conviene, como lucha intermedia, abogar por el reconocimiento del componente de potencia en la tarifa de generación.

Para la determinación de las tarifas de generación, la ARESEP considera la totalidad de los costos de generación que envía ESPH en sus solicitudes. En caso de reconocer el componente de potencia, parte de los costos que ahora están incluidos todos en el componente de energía en la tarifa actual de generación, pasarían a ser parte del componente de potencia.

El incluir dicho componente tendría tanto beneficios como costos. Como costo, se puede mencionar que se agrega un riesgo adicional con la tarifa binómica, ya que se corre el riesgo de que se reciba menos pago como un todo de la energía generada si no se opera eficientemente.

Se esperaría que ARESEP, al fijar las tarifas, dado que se usan los mismos costos totales de producción, ya sea si es tarifa monómica o binómica, deberá procurar que los Ingresos Totales con la tarifa binómica en el caso de coincidencia de picos de potencia sean mayores a los recibidos con la tarifa monómica, pero que los mismos pueden ser menores a los recibidos con la tarifa monómica si la potencia entregada es muy baja a la hora del pico de demanda.

El principal beneficio, luego de una amplia discusión sobre el tema en la DAID, es que la inclusión del componente es el incentivo ideal para lograr el “ajuste” de los picos de producción con los picos de demanda. A su vez, la coincidencia de picos reduce los pagos por potencia cuando se compra energía en el SEN<sup>10</sup>.

Esto se debe a que el reconocimiento de potencia para la tarifa de generación, si ésta fuese binómica, se haría en función de la máxima demanda por lo que sería a la misma hora que la que se establece para la tarifa de distribución. En la Figura 1 se observa un caso en que la generación de máxima potencia de ESPH está desfasada, ya que la máxima potencia de producción se logra alrededor de las 22:30 horas, mientras que el reconocimiento de la potencia sería a las 17:30 horas, y solamente se le reconocería el monto correspondiente a la potencia expresada en el segmento BC. En ese ejemplo, existiendo una tarifa binómica para generación, hay el incentivo para ajustar el pico de producción con el pico de demanda para lograr el máximo reconocimiento de la potencia.

---

<sup>10</sup> La energía entregada al SEN en realidad es autoconsumo (ya que la cantidad de energía consumida por los abonados de la ESPH es mayor 2 veces a la máxima que se puede generar con las plantas actuales), y al hacerse la evaluación de rentabilidad de proyectos de generación, se debe usar el costo de compra evitado para valorar la energía, que incluye energía y potencia.

Al negocio de generación, por si solo, la tarifa monómica (que solo reconoce energía) le resulta cómoda ya que no está obligado a ajustar sus picos de producción, y estos los definen mayormente criterios de producción propiamente. Sin embargo, a ESPH como un todo, si le conviene que los picos de producción estén alineados con los picos de demanda, tanto por lo que se explicó arriba del riesgo de fallo en la hora que el ICE cobra la máxima potencia, como del neto de cobro que se representó en la Figura 1 como el segmento AB.

## V. Determinación de la Tasa de Descuento: El costo del Capital de la ESPH

### Base teórica

La tasa de descuento se calcula en función del costo de oportunidad de los fondos que se usarán en el proyecto. Dicho costo de oportunidad varía si es capital prestado el que se usará para el proyecto o si es capital propio. El modelo Promedio Ponderado del Costo de Capital (WACC por sus siglas en inglés) establece que la tasa de descuento se calcule como un promedio ponderado del costo del capital prestado y del costo del capital propio según la proporción que se use de cada uno.

El capital prestado es aquel que se obtiene de entidades financieras a través de préstamos, y por el que hay que pagar un costo del capital, que llamaré *tasa de interés activa*. Se puede obtener, por ejemplo, como el costo marginal del endeudamiento (v.g. tasa de interés del último crédito obtenido); como el costo promedio ponderado de los diferentes préstamos que tiene la empresa o como la razón del costo de la deuda entre el pasivo promedio.

El capital propio es el capital de la empresa que podría ser destinado a otros proyectos con una rentabilidad media aproximada a la rentabilidad que se obtiene por las inversiones actuales, y que en el peor de los casos, la empresa lo ahorraría en el Sistema Bancario recibiendo una cierta tasa de interés. Esta tasa del capital propio la llamaré *tasa pasiva*. Como se analiza más adelante, puede ser calculada a través del modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM por sus siglas en inglés).

Matemáticamente, la Tasa de descuento  $i_d$  es un promedio ponderado de la tasa activa  $i_a$  relevante para la empresa; y la tasa pasiva  $i_p$  también relevante para la empresa, según lo muestra la siguiente ecuación:

$$i_d = i_a \times p + i_p \times (1-p) \quad \text{ecuación 2}$$

Para establecer las proporciones  $p$  hay que considerar el porcentaje “ $p$ ” del total de la sumatoria de las obras de construcción de inversión (según se mencionó en la sección anterior) que se conseguirá a través de préstamo, y la proporción “ $1-p$ ” con un aporte de la propia ESPH<sup>11</sup>.

Algunas empresas prefieren calcular esta tasa de descuento como resultado de toda la operación de la empresa, y no considerando el financiamiento específico del proyecto. En ese caso, la ecuación que se utiliza es la siguiente:

---

<sup>11</sup> Estas ecuaciones se pueden ampliar si se agregan nuevas variables, por ejemplo, el pago de impuestos sobre los intereses del capital prestado. En ese caso las ecuaciones 2 y 3 quedarían así suponiendo que  $t$  es la tasa de impuesto que se paga:  $i_d = i_a \times (1-t) \times p + i_p \times (1-p)$  y  $i_d = i_a \times (1-t) \times D/A + i_p \times P/A$ .

$$i_d = i_a \times D/A + i_p \times P/A \quad \text{ecuación 3}$$

En donde  $i_d$  = Costo de capital de la empresa;  $i_a$  = Costo del endeudamiento,  $i_p$  = Costo del capital propio,  $D$  = Valor de la deuda,  $P$  = Valor del capital propio o patrimonio, y  $A$  = Valor total de los activos ( $D + P$ ). Las variables  $A$ ,  $D$  y  $P$  son determinadas del Balance General de la empresa.

Este consultor recomienda determinar una  $i_d$  específica para el proyecto evaluado, estableciéndose el esquema de financiamiento propio del mismo, que no necesariamente corresponde al esquema de financiamiento que como un todo tiene la empresa. Si no se cuenta con esa información al plantear el proyecto, entonces la segunda opción es determinar cómo se han financiado los proyectos similares en el pasado. En el caso de ESPH, establecer la estructura de financiamiento de los últimos proyectos de generación para suponer que el nuevo proyecto tendrá una estructura de financiamiento similar. Y la tercera opción, sería utilizar la estructura de financiamiento global de la empresa, que fácilmente se determina del Balance General.

Hay que tener consistencia en usar tasas expresadas en una misma forma para comparar. Para evaluación de proyectos se suele usar una tasa efectiva anual capitalizable anualmente. Las tasas según la expresan los bancos, normalmente se expresan en términos anuales pero capitalizables según el plazo del préstamo.

La fórmula para convertir una tasa expresada en términos anuales pero que se capitaliza mensualmente  $i$  en una tasa efectiva  $e$  expresada anual y que se capitaliza anualmente es:

$$e = ((1+i/12)^{12}) - 1 \quad \text{ecuación 4}$$

Además existen las tasas nominales y las tasas reales. Las tasas reales descuentan la inflación esperada y son para aplicar en Flujos de Caja expresados en colones “constantes”, esto es, que no están afectados por la inflación, como si la inflación fuese 0. Las tasas nominales se aplican en los Flujos de Caja expresados en colones “corrientes”, esto es, si hay afectación por inflación según sea ésta.

La fórmula para convertir una tasa nominal efectiva  $e$  a una tasa real  $r$  dada una inflación  $\pi$  es la siguiente:

$$r = e - \pi - e \cdot \pi \quad \text{ecuación 5}$$

### **Casos específicos**

Se parte de información real sobre dos de los últimos proyectos analizados por la ESPH<sup>12</sup>.

---

<sup>12</sup> Información enviada por email el 25 de mayo de 2017 por Andrés Sánchez de Recursos Financieros y Daniela Molina de la DAID.

En el caso de PH Tacares se formalizaron dos créditos con un porcentaje de financiamiento de aproximadamente un 90% del total de la obra y con las siguientes tasas de interés:

1. Operación 202-3-30689905, monto inicial €961.000.000, con una tasa de interés compuesta por Tasa Básica Pasiva del BCCR + 3,25% (hoy = 7,80%) pero aplica una tasa piso de un 9,20% (hoy = 1,5% menor<sup>13</sup>).
2. Operación 202-3-30657621, monto inicial €6.525.000.000, con una tasa de interés compuesta por Tasa Básica Pasiva del BCCR + 3,00% (hoy = 7,55%) pero aplica una tasa piso de un 8,88% (hoy = 1,5% menor).
3. Con los datos que presentó la ESPH a ARESEP a finales de 2016 para modificación de la tarifa de generación, la ARESEP calculó en 4,81% la tasa pertinente por el modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM)<sup>14</sup>.

En el crédito del PH Los Negros 2 el porcentaje de financiamiento de la obra se realizó en un 100% por un monto total de US\$120.000.000. Las tasas de interés se componen de la siguiente manera:

1. En la Etapa Constructiva, Prime Rate + 3,35% (hoy = 7,35%), con una tasa piso del 6,25%.

En este caso se va a determinar una tasa de descuento basada en el financiamiento de estos dos últimos proyectos de generación. Cada paso se va a explicar en el siguiente cuadro, ya que el ejercicio tiene algunas complejidades, como el que unos créditos fueron en colones y otro en dólares.

**Cuadro 4: Determinación de una tasa de descuento basado en financiamiento de proyectos similares previos**

| PASO  | COMENTARIO  | RESULTADO  |
|---|---|--|
| 1. Determinación de las tasas de interés pertinentes de los créditos. | Si bien los créditos se contrataron a ciertas tasas de interés, esas eran las que prevalecían en esos años específicos, con condiciones de la economía como tasa de inflación, condiciones fiscales, tasas de interés externas, etc., diferentes a las actuales. Las tasas pertinentes son las tasas a las que se nos otorgarían los créditos en el momento presente. Por esta razón se pidió el ajuste a hoy de esas tasas, esto es, por ejemplo, si prevalece la condición de “tasa básica pasiva del BCCR + 3,25%” del banco con el que se hizo la operación, entonces la tasa pertinente es la que se calcula con la tasa básica pasiva al momento presente. En caso de que la tasa calculada sea menor a la tasa piso, aplica la tasa piso, ya que esas son las condiciones bancarias. En este caso las tasas piso ofrecidas por el banco son las que prevalecen en la actualidad. | Para el crédito de €961 millones es 7,80%<br><br>Para el crédito de €6.525 millones es 7,55%<br><br>Para el crédito de \$120 millones es de 7,35 |

<sup>13</sup> Para este ejercicio no se consultó al banco cuál es la tasa piso actualmente. Por los cambios en la economía entre los años de los créditos (primeros años de la presente década) y 2017 es de esperar que estas tasas piso sean algo menores, según las estimaciones de éste consultor, de entre 1,5% y 2,5% menores. En las tasas de interés en dólares no se supone una tasa piso diferente.

<sup>14</sup> Ver ARESEP, 2017, páginas 17 y 18. Al resultado se llega usando una tasa libre de riesgo de 2,13%, un  $\beta$  de 0,47 y una prima por riesgo de 5,67%.

|  |  |  |
|--|--|--|
| 2. Determinación de una tasa para aplicar al capital propio.               | Como hay una pequeña porción de los proyectos que se financió con capital propio, específicamente un 10% del costo total de inversión de la planta Tacares, es necesario determinar una tasa pertinente. Con los parámetros enviados por ESPH a ARESEP (ARESEP, 2017) se obtiene dicha tasa.   | Por modelo CAPM <sup>15</sup> se obtiene 4,81%   |
| 3. Convertir la tasa en dólares a una tasa equivalente en colones.         | Las cifras para poderse comparar deben estar en la misma moneda. Como uno de los créditos está en dólares, su tasa de interés implica erogación en dólares. La tasa del crédito en dólares debe pasarse a una tasa equivalente en colones considerando una tasa de devaluación esperada. El pago que se haga en colones a una tasa en colones debe ser equivalente a pagar en dólares y luego convertir a colones a un tipo de cambio que sufre cierta devaluación. La fórmula es $(1 + \text{tasa equivalente colones}) = (1 + \text{tasa dólares}) * (1 + \text{tasa devaluación})$ . Según este consultor la expectativa de devaluación para los próximos años es de 2% <sup>16</sup> . Con la fórmula anterior se obtiene una tasa equivalente en colones. | La tasa equivalente en colones de una tasa en dólares de 7,35% y una devaluación esperada de 2% es de 9,48%. |
| 4. Determinar la tasa activa, esto es la tasa del costo del endeudamiento. | La tasa que represente el costo del endeudamiento será un promedio ponderado de los créditos de los dos proyectos utilizados para determinar el costo del capital. Para definir los ponderadores se convierte la cifra que está en dólares a colones para que todos estén comparables. \$120 millones a un tipo de cambio de ₡550/\$ que es el tipo de cambio a inicios de 2017, da un total de ₡66.000 millones. El total de créditos (en millones de ₡) es $961 + 6.525 + 66.000 = 73.486$ . La fórmula del promedio ponderado sería $7,8\% \times 961/73.486 + 7,55\% \times 6.525/73.486 + 9,48\% \times 66.000/73.486$ .  | La tasa activa para aplicar la ecuación 2 es de 9,29%  |
| 5. Convertir ambas tasas, la activa y la pasiva a tasas reales.            | Ambas tasas son en colones corrientes, según la suministran los bancos. Para convertirlas a términos reales, dado que los análisis de flujo de caja normalmente se hacen con colones constantes (en términos reales), es que se debe aplicar la ecuación 5 para tener la tasa también en términos reales. La tasa de inflación esperada por este consultor está entre el 2% y 3%. Se usa un 2,5% para los cálculos en la ecuación 5.   | La tasa real activa es de 6,56%.<br><br>La tasa real pasiva es de 2,19%.                                     |
| 6. Se obtienen los ponderadores de la ecuación 2.                          | El Proyecto de Tacares se financió con un 10% de capital propio. El total financiado con crédito fue de $961 + 6.525 = ₡7.486$ millones que representa el 90% del financiamiento, por lo que, aplicando regla de 3, la parte financiada con capital propio fue de ₡832 millones. El gran total financiado con capital prestado y capital propio de ambos proyectos es de $832 + 7.486 + 66.000 = ₡74.318$ millones. El ponderador "p" = $73.486 / 74.318$ y "1-p" = $832 / 74.318$ .   | p = 0,9888<br><br>1-p = 0,0112   |
| 7. Se calcula la tasa ponderada.   | Utilizando la ecuación 2 del modelo del promedio ponderado (WACC) se obtiene la tasa de descuento para usar en un flujo de caja en colones constantes que sirva para evaluar el siguiente proyecto de generación de la ESPH.   | La tasa de descuento para la evaluación financiera del proyecto es 6.51%                                     |

Entre mayor sea la tasa de descuento que se use, mayor es la "exigencia" de rentabilidad del proyecto.

<sup>15</sup> Se puede mencionar el modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM). Este modelo señala que los cambios en el retorno de un activo, están relacionados con el riesgo asociado con éste y pueden ser separados en dos grandes componentes: los relacionados con el mercado en su conjunto (riesgo sistemático) y los derivados de las inversiones específicas (riesgo específico).

<sup>16</sup> La tasa media de devaluación a inicios de junio de cada año de los últimos 7 años es de 2,18% según datos de [http://www.bccr.fi.cr/indicadores\\_economicos\\_/Tipos\\_cambio.html](http://www.bccr.fi.cr/indicadores_economicos_/Tipos_cambio.html).

De acuerdo a la documentación suministrada para esta consultoría por parte de la ESPH, entre los que se incluye el documento de referencia “261-IE-2017/6515” de solicitud tarifaria para generación eléctrica presentada por ESPH a la ARESEP, la forma de cálculo de la ESPH se basa en los dos modelos mencionados acá (WACC y CAPM) para calcular la tasa de descuento. Esos modelos son permitidos y hasta sugeridos en las metodologías para el cálculo de costos que solicita ARESEP. En este caso mi aporte es que, más que calcular una tasa de descuento general para la empresa, se haga un esfuerzo por calcular la tasa de descuento específica para el proyecto a evaluar, basado en el esquema de financiamiento que se le propone.

## Conclusiones y recomendaciones

Los costos de generar electricidad se pueden presentar según su clasificación:

**Costos de inversión versus costos de operación:** Los costos de inversión, corresponden a aquellos que se incurren en la adquisición e instalación de los activos necesarios para poner el proyecto en funcionamiento, ponerlo "en marcha" u operar. Se dan desde la concepción de la idea que da origen al proyecto hasta poco antes de la producción del primer producto o servicio. Los costos operativos son todos aquellos que se dan desde la puesta en marcha del proyecto hasta el final de su vida útil.

**Costos fijos versus costos variables.** El costo fijo, que es el costo que no varía si se cambia la cantidad producida, esto es, los costos de inversión más aquellos costos de operación y mantenimiento que se mantienen "fijos" aunque cambie la cantidad producida de energía. Los costos variables, si varían cuando cambia la cantidad producida, por lo que se refieren a los costos de operación y mantenimiento directos, como canon de agua, impuestos sobre unidad producida, combustibles y lubricantes, etc.

Sobre el tema de los beneficios, se hizo un análisis de las tarifas que se calcula actualmente la ESPH para hacer las solicitudes tarifarias para la generación, y la tarifa que se calcula y usa en la evaluación de los proyectos de generación. Existe la controversia de si se debe usar el costo de producción de la energía promedio de las centrales de la ESPH (o directamente los costos de producción del proyecto evaluado), o si más bien corresponde usar la tarifa que pagaría la empresa a su proveedor principal cuando debe adquirir la energía (pues no usa la energía propia).

En dicho análisis se concluye que es un error hacer la evaluación valorando los beneficios usando como precio el costo de producción, aun cuando el cliente de esa producción sea otro departamento de la misma empresa. Un principio de evaluación económica de proyectos dice que el valor del bien es el valor de adquirirlo por la siguiente mejor alternativa (el mercado).

Este consultor hace la recomendación de que el enfoque de valorar según el costo evitado de compra al ICE es el adecuado para el análisis económico. Entonces, el precio (tarifa) adecuado para el análisis de los ingresos, es el "costo evitado de compra". Con esto se garantiza que se está evaluando adecuadamente la rentabilidad del proyecto de generación al que se esté valorando su viabilidad.

Otro tema distinto es el relacionado con el riesgo vinculado a las tarifas del negocio de Generación y a los análisis de proyectos de generación. En el análisis de la Potencia que realiza el ICE para hacer el cobro, se establece el momento de máxima potencia que será la que aplica para efectos de la tarificación del componente de potencia. Cualquier fallo en la planta podría derivar en una situación de no reconocimiento del costo de la potencia, si el fallo se produce en el momento de la medición de la máxima potencia. Entonces solamente 15 minutos de no funcionamiento podrían significar que el ICE no llegue a reconocer la potencia aportada por las plantas de ESPH al pagar la energía neta al SEN. Conociendo este riesgo al pagar ESPH la energía que compra en SEN, existe la duda de si convendría o no que las tarifas para generación (las que se reciben por entregar la energía producida al SEN, o lo que es similar, las que representan los costos de producción de la ESPH), tuviesen un componente de potencia.

El incluir dicho componente tendría tanto beneficios como costos. El beneficio es que la inclusión del componente es el incentivo ideal para lograr el “ajuste” de los picos de producción con los picos de demanda. Al negocio de generación, por si solo, la tarifa monómica (que solo reconoce energía) le resulta cómoda ya que no está obligado a ajustar sus picos de producción, y estos los definen mayormente criterios de producción propiamente. Sin embargo, a ESPH como un todo, si le conviene que los picos de producción estén alineados con los picos de demanda, ya que el reconocimiento de la potencia es a la hora del pico de demanda y con una tarifa binómica (que reconoce energía y potencia) hay el incentivo de que la máxima potencia sea a esa hora específica. .

Como costo de incluirlo, se puede mencionar que se agrega un riesgo adicional con la tarifa binómica, ya que se corre el riesgo de que se reciba menos pago como un todo de la energía generada si no se opera eficientemente, ya que que los ingresos totales con la tarifa binómica en el caso de coincidencia de picos de potencia sean mayores a los recibidos con la tarifa monómica, pero que los mismos pueden ser menores a los recibidos con la tarifa monómica si la potencia entregada es muy baja a la hora del pico de demanda.

Respecto a la tasa de descuento a usar en la evaluación financiero-económica en proyectos de inversión en Generación para toma de decisiones dentro de la ESPH, se recomienda que debe determinarse para cada proyecto en particular, ya que cada proyecto tiene su propio esquema de financiamiento, principalmente las proporciones entre capital prestado, o capital propio que no necesariamente es igual a las proporciones que como un todo tiene la empresa. Si no se cuenta con esa información al plantear el proyecto, entonces la segunda opción es determinar cómo se han financiado los proyectos similares en el pasado. En el caso de ESPH, establecer la estructura de financiamiento de los últimos proyectos de generación para suponer que el nuevo proyecto tendrá una estructura de financiamiento similar. Y la tercera opción, en orden de preferencia, sería utilizar la estructura de financiamiento global de la empresa, que fácilmente se determina del Balance General.

De acuerdo a la documentación suministrada para esta consultoría por parte de la ESPH, entre los que se incluye el documento de referencia “261-IE-2017/6515” de solicitud tarifaria para generación eléctrica presentada por ESPH a la ARESEP, la forma de cálculo de la ESPH se basa en los dos modelos mencionados acá (WACC y CAPM) para calcular la tasa de descuento. Esos modelos son permitidos y hasta sugeridos en las metodologías para el cálculo de costos que solicita ARESEP.

Otra recomendación importante respecto al uso de tasas de descuento para analizar flujos de caja, es que si el flujo de caja está en “colones constantes” se deben usar tasas de descuento “reales”, mientras que si el flujo de caja es “nominal”, la tasa de descuento a aplicar es una tasa nominal (según la expresan los bancos pero convertida a una tasa efectiva anual capitalizable anualmente). En la sección respectiva se anotaron las fórmulas para convertir una tasa capitalizable “mensualmente” a una capitalizable anualmente, y otra para convertir una tasa nominal a una tasa real.

## Referencias

- ARESEP. 2017. *Oficio de respuesta 261-IE-2017/6515 de solicitud tarifaria para generación eléctrica presentada por ESPH a la ARESEP*. San José, CR.
- Asamblea Legislativa. 1998. *Ley 7789 Ley de transformación de la Empresa de Servicios Públicos de Heredia*. Asamblea Legislativa de Costa Rica. San José. 30 de abril.
- CIECO. 2015. *Estudio Socioeconómico requerido por MINAE mediante su oficio VAMCH 227-2014 del Proyecto Alcantarillado Sanitario y Tratamiento de Aguas Residuales para los Cantones de Heredia, San Rafael y San Isidro, y Diseño de la Primera Etapa de Construcción*. Informe final de Consultoría para ESPH. Heredia, Costa Rica.
- ESPH. 2015. *Plan Estratégico 2015-2024*. ESPH folleto divulgativo. Disponible en: [https://www.ESPH.com/site/sites/default/files/plan\\_estrategico\\_2015-2024\\_folleto.pdf](https://www.ESPH.com/site/sites/default/files/plan_estrategico_2015-2024_folleto.pdf)
- Fontaine. Ernesto. 2008. *Evaluación Social de Proyectos*. 13° ed. Pearson Educación de México S.A. de C.V.
- MIDEPLAN. 2012. *Guía Metodológica para la Identificación, Formulación y Evaluación de Proyectos de Capacitación y Formación en el Sector Público Costarricense*. San José. CR: MIDEPLAN.
- Sapag y Sapag. 2008. *Preparación y Evaluación de Proyectos*. 5° ed. McGraw Hill. Colombia.