



RESOLUCIÓN Nro. ARCONEL-037/19

EL DIRECTORIO DE LA AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD - ARCONEL

Considerando:

Que, el artículo 313 de la Carta Magna establece que: *“El estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia.*

[...] Se consideran sectores estratégicos la energía en todas sus formas, las telecomunicaciones, los recursos naturales no renovables, el transporte y la refinación de hidrocarburos, la biodiversidad y el patrimonio genético, el espectro radioeléctrico, el agua y los demás que determine la ley.”;

Que, el artículo 314 de la Carta Magna preceptúa que: El Estado será responsable de la provisión de los servicios públicos de agua potable, entre ellos el de energía eléctrica. Así mismo, que garantizará que los servicios públicos y su provisión respondan a los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad.

Que, en el Tercer Suplemento del Registro Oficial Nro. 418 de 16 de enero de 2015, se publicó la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica – LOSPEE, que tiene por objeto garantizar que el servicio público de energía eléctrica cumpla con los principios constitucionales de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad, calidad, sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia; para lo cual el Estado asume el rol de planificar, ejecutar, regular, controlar y administrar, el servicio público de energía eléctrica.

Que, el artículo 7 de la LOSPEE establece que constituye deber y responsabilidad privativa del Estado, a través del Gobierno Central, satisfacer las necesidades del servicio público de energía eléctrica y alumbrado público general del país. En este contexto, corresponde al Gobierno Central la toma de decisiones en torno a la planificación, construcción e instalación de sistemas eléctricos para entregar energía a los usuarios finales, así como también el mantenimiento, operación y desarrollo sustentable del sector eléctrico, a fin de satisfacer las necesidades del servicio público de energía eléctrica;





Que, el artículo 24 de la LOSPEE, al referirse a las empresas privadas y de economía popular y solidaria, dispone: *“El Estado, por intermedio del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, podrá delegar, de forma excepcional, a empresa de capital privado, así como a empresas de economía popular y solidaria, la participación en las actividades del sector eléctrico, en cualquiera de los siguientes casos:*

- 1. Cuando sea necesario para satisfacer el interés público, colectivo o general.*
- 2. Cuando la demanda del servicio no pueda ser cubierta por empresa públicas o mixtas; o,*
- 3. Cuando se trate de proyectos que utilicen energías renovables no convencionales que no consten en el Plan Maestro de Electricidad.*

Para los dos primeros casos, la delegación de los proyectos, que deben constar en el PME, se efectuará mediante un proceso público de selección, conducido por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, que permita escoger la empresa que desarrolle el proyecto en las condiciones más favorables a los intereses nacionales. [...]”.

Que, el artículo 52 de la LOSPEE establece los principios para los procesos públicos de selección, disponiendo que para la construcción, operación y mantenimiento de proyectos prioritarios, según el orden de ejecución previsto en el PME, que podrían ser concesionados a empresas privadas o de economía popular y solidaria, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable efectuará procesos públicos de selección.

Que, en el Suplemento del Registro Oficial Nro. 21 de 20 de agosto de 2019, se publicó el Reglamento General de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, que tiene por objetivo establecer las disposiciones necesarias para la aplicación de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica -LOSPEE-, cumpliendo los principios constitucionales de accesibilidad, continuidad, calidad, eficiencia, y participación; garantizando la transparencia en todas sus etapas;

Que, el Título III: Títulos Habilitantes y Procesos de Selección, Capítulo II: Procesos Públicos de Selección -PPS-, del Reglamento a la LOSPEE establece en sus artículos 118 a 127: principios generales, ámbito de aplicación, de los proyectos y bloques de generación, pliegos, procedimiento de los PPS, precalificación de oferentes, adjudicación, procesos con un solo oferente, declaración de desierto del PPS, y de los beneficios de la ley Orgánica de Incentivos para Asociaciones Público Privadas y la Inversión Extranjera;





Que, mediante Oficio Nro. MERNNR-VEER-2019-0243-OF de 02 de agosto de 2019, el Viceministerio de Electricidad y Energía Renovable delega a la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), entre otros:

“2. Formular el Precio de Reserva para los dos proyectos (Proyecto Eólico Villonaco 2, 3 y Fotovoltaico El Aromo), analizando detalladamente los escenarios que sean aplicables, a fin de obtener los valores que se adecúen a los procesos. Debe señalarse que la determinación de los Precios de Reserva será de estricta responsabilidad de su representada, por lo que se requiere que se adopten todas las medidas de confidencialidad a fin de mantener dicha información en reserva.” (el paréntesis ha sido añadido);

Que, mediante Oficio Nro. ARCONEL-ARCONEL-2019-0919-OF de 15 de agosto de 2019, la Dirección Ejecutiva de la ARCONEL, entre otros, informa al Viceministro de Electricidad y Energía Renovable, que se ha puesto a consideración de la Subsecretaría de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica, una metodología para la definición de los precios de reserva basada en el cálculo del Costo Normalizado de la Energía (LCOE).

Que, mediante Oficio Nro. MERNNR-VEER-2019-0260-OF de 20 de agosto de 2019, el Viceministerio de Electricidad y Energía Renovable solicita adicionalmente a la Agencia de Regulación y Control de Electricidad:

“[...] la elaboración de la metodología y el cálculo del citado Precio Mínimo para el proyecto El Aromo y los proyectos Villonaco 2 y 3. Estos insumos serán requeridos para la etapa de evaluación de las ofertas, la cual será comunicada oportunamente por esta Cartera de Estado”;

Que, mediante Acuerdo Nro. MERNNR-MERNNR-2019-0045-AM de 28 de agosto de 2019, el Ministro de Energía y Recursos Naturales No Renovables, declara la excepcionalidad para la gestión delegada a empresas de capital privado, para la ejecución del proyecto Eólico Villonaco II y III, y proyecto Fotovoltaico El Aromo; y, autoriza el inicio del Proceso Público de Selección, para realizar el diseño, financiamiento, construcción, procura, montaje, puesta en servicio, operación, mantenimiento, administración y venta de energía eléctrica de estos proyectos.

Que, mediante Oficio Nro. ARCONEL-ARCONEL-2019-0964-OF de 30 de agosto de 2019, la ARCONEL remitió al Viceministerio de Electricidad y Energía Renovable el documento actualizado que contiene la metodología para el cálculo de los precios de reserva de los Procesos Públicos de Selección;





Que, en cumplimiento a las disposiciones emitidas desde del Ministerio Rector, la Administración de la Institución efectuó los análisis necesarios para proponer una metodología que permita estructurar los precios de reserva a ser incorporados en los Procesos Públicos de Selección convocados por el MERNNR;

Que, el Directorio de la ARCONEL, luego del análisis, discusión y revisiones pertinentes de los documentos presentada por la Administración; y,

En ejercicio de las atribuciones y deberes señalados en el artículo 15, particularmente los numerales 1, 2, 5 y 8 de la LOSPEE, que permiten a la ARCONEL regular el sector eléctrico y dictar las regulaciones a las cuales deberán ajustarse las empresas eléctricas, el Operador Nacional de Electricidad, CENACE y los consumidores o usuarios finales,

RESUELVE:

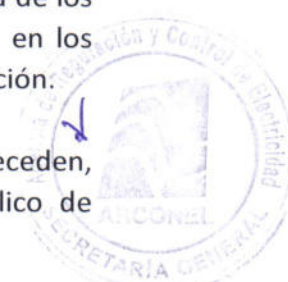
Artículo 1.- AVOCAR conocimiento de los Comunicados Oficiales Nro. MERNNR-VEER-2019-0243-OF de 02 de agosto de 2019, y Nro. MERNNR-VEER-2019-0260-OF de 20 de agosto de 2019, emitidos por el Viceministerio de Electricidad y Energía Renovable, con respecto de la delegación a la ARCONEL para la elaboración de la metodología y determinación de los Precios de Reserva para los Procesos Públicos de Selección de los proyectos El Aromo y Villonaco 2 y 3.

Artículo 2.- AVOCAR conocimiento de la documentación presentada por la Administración mediante Oficio Nro. ARCONEL-ARCONEL-2019-1280-OF de 26 de noviembre de 2019.

Artículo 3.- APROBAR la Metodología para Determinación de Precios de Reserva de los Procesos Públicos de Selección en el Ecuador, que consta como anexo a esta Resolución, que se basa en la aplicación del costo normalizado de energía, y que es definido por la razón entre el valor presente neto del total de costos de capital, operación y mantenimiento de una planta en particular, para el valor presente neto de la electricidad neta generada por esa planta durante su vida operacional.

Artículo 4.- DISPONER a la Administración de la ARCONEL elaborar el Instructivo para la aplicación de la Metodología para la Determinación de los Precios de Reserva de los Procesos Públicos de Selección, para lo cual se debe poner especial atención en los principios de confidencialidad y oportunidad en el manejo y entrega de información.

Artículo 5.- APLICAR la presente Resolución en los términos que anteceden, considerando las condiciones y reglas establecidas para cada Proceso Público de Selección convocado, y una vez que se genere la solicitud del MERNNR.





Artículo 6.- DISPONER a la Administración de la ARCONEL notifique la presente Resolución al Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables.

CERTIFICO, que la presente Resolución fue aprobada por el Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad – ARCONEL, en sesión de 23 de diciembre de 2019.

Quito, 10 de enero de 2020.


Abg. Ana María Garzón M.

Secretaria General



Metodología para la Determinación de Precios de Reserva

Procesos Públicos de Selección

AGENCIA DE REGULACIÓN Y
CONTROL DE ELECTRICIDAD



EL
GOBIERNO
DE TODOS



Contenido

1.	Precios de Reserva	2
2.	Consideraciones Generales	3
3.	Principales Componentes del LCOE	3
3.1	Costos de Pre-Desarrollo.....	4
3.2	Costos de Capital.....	4
3.3	Costos Fijos de Operación y Mantenimiento	5
3.4	Costos Variables de Operación	5
3.5	Generación Esperada.....	6
4.	Modelo Matemático del LCOE	6
4.1	Cronograma del Proyecto.....	6
4.2	Valor Presente Neto de los Costos Totales	6
4.3	Costos Totales del Proyecto	7
4.4	Tasa de Descuento.....	8
4.5	Factor de Descuento	8
4.6	Valor Presente Neto de la Generación Eléctrica	8
5.	Bibliografía	9



Metodología para la Determinación de Precios de Reserva de los Procesos Públicos de Selección

1. Precios de Reserva

Se entiende como precios de reserva, a los precios que el comprador considere necesarios para asegurar el éxito del Proceso Público de Selección, de la ejecución del proyecto, y de su operación comercial durante la concesión otorgada.

Complementando lo anterior y de manera general, el establecimiento de un precio techo o precio máximo, pretende asegurar una tarifa eficiente y sostenible para la economía del comprador. Por otro lado, el establecimiento de un precio base o precio mínimo, ayuda a asegurar que el adjudicado pueda cumplir exitosamente con sus obligaciones contractuales durante la construcción del proyecto, y su operación comercial.

La incorporación de una definición de un precio base o mínimo, es producto de la amplia experiencia internacional en subastas de energía. Una competencia agresiva y sin ética, puede significar la presencia de ofertas económicas poco reales, lo que posteriormente podría llevar a la terminación anticipada de un contrato, debido principalmente al no cierre financiero de los proyectos, faltas graves en los estándares mínimos establecidos en los pliegos para las diferentes etapas, o problemas en la operación comercial.

La metodología de Costo Normalizado de Energía (LCOE¹), por sus siglas en inglés) desarrollada, permite determinar de manera general los precios de reserva para un Proceso Público de Selección.

Por definición, el resultado de aplicar la metodología de LCOE es interdependiente de la disponibilidad de la información. Es importante aclarar, que la disponibilidad de la información también está ligada a conceptos de calidad, relevancia y pertinencia de la información; y que en todos los casos, se tendrá que aplicar un criterio de selección de la información dentro de toda la gama disponible. El criterio de selección puede ser, principalmente: técnico, económico, financiero, estadístico, del resultado de una encuesta, o basado en el conocimiento y experiencia de la persona que aplique la metodología.

El cálculo del LCOE de un proyecto o bloque de energía, obedece al planteamiento de un escenario hipotético, y en alguna medida (que debería ser mínima), será dependiente del criterio y discrecionalidad de quien aplique el modelo. Por esto, de manera intrínseca, el cálculo del LCOE significará la consideración de escenarios de sensibilidad, debido al manejo y selección de la información (ej. consideración cuantitativa de riesgos, tasa de descuento, entre otros).

Por lo tanto, la determinación de los precios de reserva, mediante la aplicación de la metodología de LCOE, dependerá de los escenarios de sensibilidad que se planteen al momento de aplicar el modelo.

La consideración de valores “conservadores” en los diferentes rubros, cuantificación exhaustiva de riesgos, tasas de descuento muy competitivas, y una eficiencia energética mínima del proyecto, entre otros; dentro de la metodología del LCOE, tendrá como resultado la definición de un precio máximo, o eficiente para los objetivos del comprador. Por otro lado, si se considera valores

¹ Acrónimo de Levelized Cost of Energy



“ideales” o “totalmente eficientes” en los diferentes rubros, baja cuantificación de riesgos, tasas de descuento mínimas del mercado, y una eficiencia energética alta del proyecto, entre otros; dentro de la metodología de LCOE, tendrá como resultado la definición de un precio base o mínimo.

Finalmente, no se debe dejar de considerar que se está actuando sobre un escenario hipotético, y que por lo general, las consideraciones que realicen los oferentes para el cálculo de su precio de oferta, diferirán. Por lo tanto, uno de los principales objetivos de los PPS está enfocado en contar con la mayor cantidad de oferentes dentro de la etapa de evaluación económica.

2. Consideraciones Generales

El Costo Normalizado de Energía (LCOE) se define como el costo total descontado durante la vida útil de un activo de generación, convertido en una unidad equivalente de costo de generación en [USD/MWh]. Esto es, algunas veces, llamado costo del ciclo de vida del activo, o el costo del proyecto desde su inicio a su fin [1].

En este caso, la definición de LCOE considera los límites del costo, como los costos de los activos de generación y de la infraestructura de transmisión para la interconexión al sitio mas cercano a la red, y la energía estimada entregada en el punto de interconexión al sistema de transmisión o distribución. Los costos de uso de la red más allá del punto de interconexión, son considerados como cargos asumidos por el dueño de la red, o por los consumidores finales de la energía.

Asimismo, la definición de LCOE solamente considera los costos hasta los bornes de entrega, y solo los relacionados con la operación del activo de generación. Es decir, no se considera los impactos en el sistema eléctrico más amplio, como por ejemplo: requerimientos de reserva o balance de energía, o consideraciones especiales como apoyo a la inversión, o subsidios y subvenciones de capital.

El modelo de LCOE que se presenta, esta referenciado principalmente en los modelos de: LCOE de US [2], LCOE de CEC [3], LCOE de DECC [4], AETA de BREE [5], y el LCOE de Wagner, Foster [6].

Para la aplicación del modelo de LCOE, se deberá considerar las características, necesidades, políticas, y restricciones, entre otros aspectos específicos, del Ecuador; como por ejemplo: disponibilidad de estudios definitivos del proyecto, gestión sobre terrenos, niveles impositivos, subvenciones, tasas de descuento reguladas, etc.

3. Principales Componentes del LCOE

Se presenta los principales componentes del LCOE:

1. Costos de pre-desarrollo [USD].
2. Costos de inversión o capital, para poner a un activo en operación [USD].
3. Costos fijos de operación y mantenimiento, para mantener la planta disponible para generar [USD].
4. Costos variables de operación y mantenimiento [USD].
5. Generación eléctrica esperada [MWh].



Los tres primeros elementos determinan de manera efectiva el costo de la capacidad de la planta; mientras que añadiendo el cuarto elemento y dividiendo para la generación esperada, se obtiene el costo unitario de generación.

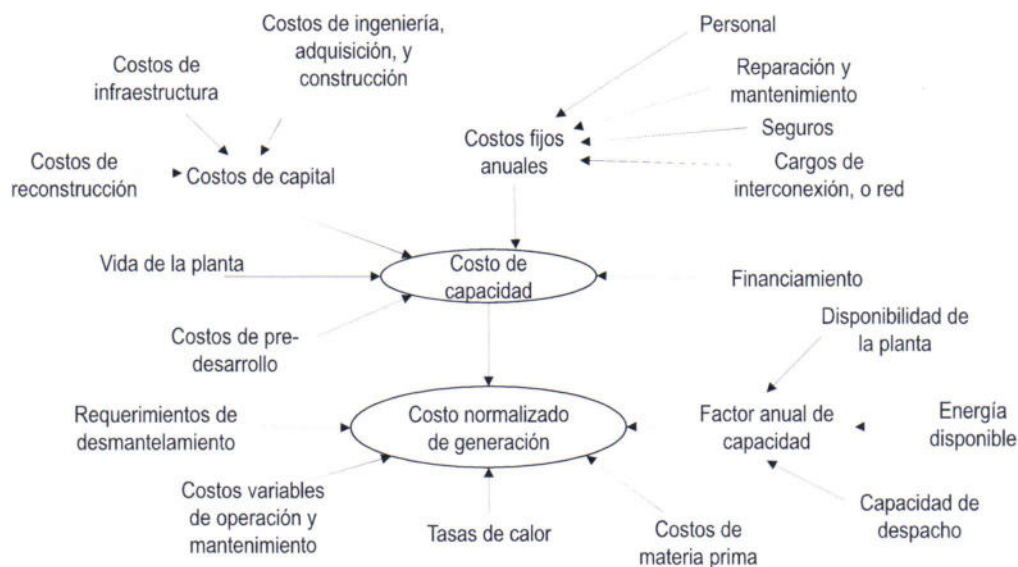


Figura 1: Principales componentes del LCOE

El cronograma del proyecto es un aspecto fundamental al momento del cálculo del LCOE; por lo tanto, se considera el tiempo estimado que le toma al proyecto en sus etapas de:

- Diseño;
- Construcción; y,
- Operación (tiempo esperado de vida operacional de la tecnología en cuestión).

Es necesario considerar que el LCOE es altamente sensible a las presunciones de factor de planta, tasas de descuento, costos de capital y operación.

3.1 Costos de Pre-Desarrollo

Los costos de pre-desarrollo incluyen:

- Costos previos a la concesión o licencia. Incluye costos técnicos y de diseño asociados con el otorgamiento de la licencia, diseño técnico, desarrollo y diseño de selección; y,
- Costos regulatorios y requerimientos públicos.

Debido a la incertidumbre sobre cómo van a cambiar los costos futuros de planificación, requerimientos públicos y regulatorios; para propósitos de modelación actuales, se asume que los costos de pre-desarrollo se mantendrían constantes en el tiempo.

3.2 Costos de Capital

Los costos de capital incluyen los siguientes:



- Los costos de los equipos de la planta principal, conocidos como costos de ingeniería, adquisición y construcción (EPC²), por sus siglas en inglés), y mismos que pueden constituir múltiples paquetes. Los temas clave son el alcance de estos paquetes, y las primas de riesgo que se agregan.
- Costos de la infraestructura e interconexión a la red (subestación local y/o subestaciones de transformación/seccionamiento con su respectiva línea). El alcance de estos componentes dependerá de si los paquetes de EPC incluyen o excluyen estos elementos.
- Costos de desarrollo, que incluyen permisos, servicios de asesoramiento, y opciones de uso o compra de terreno.
- Intereses y costos de financiamiento durante la construcción. La metodología considera una tasa de descuento única para todos los flujos de efectivo, pero que incluye la programación de los gastos de capital y su interés específico, y que se consideran desde el inicio de operación de la planta.
- Los costos de desmantelamiento. Corresponden a un costo difícil de categorizar, ya que son comúnmente tratados como costos adicionales de capital, previstos para después de la vida operativa del activo. Otra alternativa es crear una provisión en los costos fijos anuales o costos variables, que conducirá a la acumulación de fondos a lo largo de la vida operativa del activo, de modo que se iguale al costo de desmantelamiento proyectado. Una alternativa adicional, es asumir que los cargos pasivos por desmantelamiento, se compensan con el valor residual de los activos al final de la vida operativa. Esta es una suposición razonable, dado que el valor residual de los activos es generalmente cercano a los pasivos de desmantelamiento, además, debido al descuento, estos valores tienden a ser muy pequeños [1].

Para proyecciones futuras del LCOE, la estimación de los costos de capital y operación de las diferentes opciones tecnológicas, pueden estar ligadas con expectativas y suposiciones de tasas de aprendizaje específicas y su nivel de implementación y desarrollo en el país, y/o inflación.

3.3 Costos Fijos de Operación y Mantenimiento

Los costos fijos de operación incluyen:

- Personal de operación;
- Mantenimiento planificado y no planificado (personal adicional, repuestos y consumibles);
- Impuestos de propiedad, seguros y cargos por uso de la red (o cargo por punto de conexión a la red).

3.4 Costos Variables de Operación

Los costos variables de operación incluyen:

- Los costos de gestión de la materia prima para la generación (almacenamiento, transporte, eliminación y tratamiento), y otros combustibles necesarios para la generación. Estos son determinados por el tipo de materia prima, tasa de calentamiento, y costos del insumo.

² Acrónimo de Engineering, Procurement and Construction.



- Costos variables de operación y mantenimiento que se calculan por unidad de energía generada (USD/MWh). Estos costos están influenciados por el tipo de planta, materia prima, y régimen de funcionamiento.

3.5 Generación Esperada

La generación esperada se determina considerando:

- Capacidad de la planta;
- Disponibilidad esperada;
- Eficiencia de la planta esperada; y,
- Factor de planta esperado.

Todo asumido para una generación base y dependiendo de qué conceptos estén o no definidos dentro de cada parámetro (por ejemplo: la disponibilidad puede estar considerada dentro del factor de planta o no).

4. Modelo Matemático del LCOE

Matemáticamente, el Costo Normalizado de Energía (LCOE) es definido por la razón entre el valor presente neto (NPV) del total de costos de capital, operación y mantenimiento de una planta en particular, para el valor presente neto de la electricidad neta generada por esa planta durante su vida operacional.

$$LCOE = \frac{NPV_{CT}}{NPV_{GE}} \quad (1)$$

El LCOE por lo tanto, representa una tarifa mínima eficiente de equilibrio expresada en [USD/MWh] para cada planta, basada en las suposiciones del modelo, y la tasa de descuento seleccionada.

El modelo incluye premisas (supuestos justificados) respecto de las siguientes áreas:

4.1 Cronograma del Proyecto

Se consideran los siguientes periodos dentro del cronograma del proyecto:

- Periodo de pre-desarrollo;
- Periodo de construcción; y,
- Periodo de operación.

4.2 Valor Presente Neto de los Costos Totales

El valor presente neto de los costos totales NPV_{CT} se expresa:

$$NPV_{CT} = \sum_0^N \frac{CT_n}{(1+d)^n} = \sum_0^N CT_n \times WACC_n \quad (2)$$

Donde:

CT_n : Costos totales del proyecto en el año n en (USD).

$WACC_n$: Factor de descuento o costo medio ponderado de capital en el año n .



d : Tasa de descuento.

N : Tiempo de ejecución del proyecto y vida operativa del proyecto en años.

4.3 Costos Totales del Proyecto

Los costos totales del proyecto, a su vez, están compuestos por los costos de pre-desarrollo, costos de capital, costos fijos de operación, y costos variables de operación, como sigue:

$$CT_n = CPD + CC_n + CFO_n + CVO_n \quad (3)$$

Donde:

CPD : Costos de pre-desarrollo en (USD).

CC_n : Costos de capital en el año n en (USD).

CFO_n : Costos fijos de operación en el año n en (USD).

CVO_n : Costos variables de operación en el año n en (USD).

Se describen a continuación:

- a) Los costos de pre-desarrollo CPD incluyen los costos de pre-concesión, costos técnicos y de diseño, y demás obligaciones regulatorias y sociales para el otorgamiento de la licencia, y se colocan en el año cero (0).
- b) Los costos de capital, se definen por:

$$CC_n = CC_n^u \times MW \quad (4)$$

Donde:

CC_n^u : Costos unitarios de capital en el año n en [USD/MW].

MW : Capacidad instalada de la planta en mega-watts.

- c) Los costos fijos de operación, se definen por:

$$CFO_n = CFO_n^u \times MW \quad (5)$$

Donde:

CFO_n^u : Costos unitarios fijos de operación en el año n en [USD/MW].

- d) Finalmente, los costos variables de operación, se definen por:

$$CVO_n = CVO_n^u \times MWh_n \quad (6)$$

Donde:

CVO_n^u : Costos unitarios variables de operación en el año n en [USD/MWh].

MWh_n : Energía neta producida en el año n .



4.4 Tasa de Descuento

La tasa de descuento considera: el capital o activo que contribuye directamente el inversionista (*equity*), con su respectiva tasa retorno o rentabilidad (*cost of equity*); y el capital o activo financiado o deuda (*debt*), con su respectiva tasa de interés (*cost of debt*), y un porcentaje adicional que considera el riesgo de la inversión; como sigue:

$$d = \frac{C_{propio}}{C_{propio} + C_{deuda}} \times (t_{retorno} + r) + \frac{C_{deuda}}{C_{propio} + C_{deuda}} \times i \quad (7)$$

Donde:

C_{propio} : Capital propio en [USD].

$t_{retorno}$: Tasa de retorno en porcentaje.

C_{deuda} : Capital de deuda en [USD].

i : Tasa de interés de deuda en porcentaje (después de impuestos aplicables y riesgos propios).

r : Tasa de riesgo del proyecto en porcentaje.

4.5 Factor de Descuento

Se introduce el concepto de factor de descuento, o costo medio ponderado de capital (WACC), que es igual a:

$$WACC_n = \frac{1}{(1 + d)^n} \quad (8)$$

Donde:

d : Tasa de descuento.

4.6 Valor Presente Neto de la Generación Eléctrica

Para estimar el valor presente neto de la generación eléctrica (para una generación base), los supuestos del modelo consideran la siguiente información técnica directa e indirecta:

- Recurso disponible;
- Capacidad instalada;
- Eficiencia de la planta (eficiencia neta de la conversión energética);
- Pérdidas por consumo de servicios auxiliares;
- Perfil de eficiencia anual, que muestre la degradación durante la vida útil de la planta;
- Perfil de disponibilidad anual, que refleje el cronograma de mantenimiento típico y mantenimientos mayores, planificados y no planificados; y,
- Perfil de factor de planta anual.

Por lo tanto, la expresión para determinar el valor presente neto de la generación eléctrica es como sigue:



$$NPV_{GE} = \sum_0^n \frac{GEN_n}{(1+d)^n} = \sum_0^n GEN_n \times WACC_n \quad (9)$$

Donde:

GEN_n : Generación eléctrica neta en el año n en (MWh).

La generación eléctrica neta, se define por:

$$GEN_n = MW \times h \times FP_n \times (1 - Aux - L) \quad (10)$$

Donde:

h : Horas del año (8760 horas).

FP_n : Factor de planta en el año n ,

Aux : consumo de energía auxiliar, en porcentaje de generación neta.

L : Pérdidas de interconexión a la red, en porcentaje de generación neta.

La definición del factor de planta considera:

$$FP_n = \frac{MWh_{esp,n} \times Ef \times Dp_n \times (1 - Dg_n)}{MW \times h} \quad (11)$$

Donde:

$MWh_{esp,n}$: Producción energética³ esperada estimada en el año n .

Ef : Eficiencia de la planta en porcentaje.

Dp_n : Disponibilidad de la planta en el año n en porcentaje (debido a mantenimiento planificado y no planificado).

Dg_n : Degradación de la planta en al año n en porcentaje.

Se aclara que el valor físico de la energía es descontado, debido a que se asume que la energía generada, significará ingresos constantes en el futuro. En otras palabras, los ingresos por la energía generada, debido al valor temporal del dinero, también deben ser descontados (la relación entre la producción de energía y los ingresos son lineales).

5. Bibliografía

- [1] M. MacDonald, 'UK electricity generation costs update', 2010.
- [2] U.S. Energy Information Administration, 'Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2018', 2018.
- [3] California Energy Commission, 'Cost of Generation User's Guide Version 3', California, 2016.

³ El cálculo dependerá de la tecnología en análisis (p. ej. para el cálculo de energía eólica, se deberá considerar los perfiles de velocidad del viento, probabilidad de Weibull, curva energética y capacidad de la turbina)



- [4] Department of Energy and Climate Change, 'Review of Renewable Electricity Generation Cost and Technical Assumptions', London, 2016.
- [5] Bureau of Resources and Energy Economics, 'Australia Energy Technology Assessment', Canberra, 2013.
- [6] J. Foster, L. Wagner, and A. Bratanova, 'LCOE models: A comparison of the theoretical frameworks and key assumptions', *Brisbane, Aust. Univ. Queensland, Aust.*, 2014.

