

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGIA



**“DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE
INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE
LA UNIDAD DE PUNTA DEL SEN Y DE LOS SSMM”**

INFORME FINAL

PARTE 3

CNE-24-001 Rev. 01

26 de junio de 2025

DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA DEL SEN Y DE LOS SSMM

INDICE

	Página
1 INTRODUCCIÓN, ANTECEDENTES Y RESUMEN EJECUTIVO.....	4
1.1 Introducción	4
1.2 Antecedentes	5
1.3 Resumen Ejecutivo.....	7
2 ESTRUCTURA DEL PRECIO BÁSICO DE POTENCIA DE PUNTA	9
2.1 Componentes del precio básico de potencia de punta	9
2.2 Potencias de Generación	14
2.3 Factor de Pérdidas	17
3 PROPUESTA METODOLOGICA PARA DETERMINAR EL PRECIO BÁSICO DE POTENCIA DE PUNTA EN NUEVOS SS.MM. QUE PUEDAN PRESENTARSE DURANTE PERIODO 2025-2028.....	20
3.1 Antecedentes	20
3.2 Propuesta de estructura del precio básico de potencia de punta.....	21
4 DETERMINACION DE LA FÓRMULA O POLINOMIO PARA INDEXACION DEL COSTO DE DESARROLLO DE LA UNIDAD DE PUNTA	25
4.1 Determinación de los indexadores del costo de desarrollo de la Unidad de Punta	25
4.1.1 Selección de indexadores para la tecnología del tipo Turbina a Gas en ciclo simple o abierto y Grupo Motor - Generador	25
4.1.2 Selección de indexadores para la tecnología del tipo Sistema híbrido Central solar fotovoltaica más Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS).....	28
4.1.3 Selección de indexadores para la tecnología del tipo Sistema híbrido Parque eólico más Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)	32
4.1.4 Análisis comparativo de potenciales indexadores	35
4.2 Fórmula de indexación del costo de desarrollo de la Unidad de Punta.....	43
4.2.1 Selección de indexadores para fórmula de indexación del costo de desarrollo de la Unidad de Punta.....	43
4.2.2 Definición de la fórmula de indexación.....	44
4.2.2.1 Unidad de Punta del tipo Turbina a Gas en el SEN y los Sistemas Medianos Grupo Motor – Generador en los Sistemas Medianos.....	45
4.2.2.2 Unidad de Punta del tipo Sistema Híbrido constituido por un Central Solar Fotovoltaica más Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) en el SEN	49
4.2.2.3 Unidad de Punta del tipo sistema híbrido constituido por el Parque Eólico más un sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) en el SEN.....	52
4.2.2.4 Coeficientes	55
5 HERRAMIENTA DE CÁLCULO PARA DETERMINAR EL COSTO DE DESARROLLO Y SU ACTUALIZACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA.....	57

6	HERRAMIENTA DE SEGUIMIENTO DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DISPONIBLES PARA SUMINISTRAR POTENCIA DE PUNTA.....	59
6.1	General	59
7	HERRAMIENTA DE SEGUIMIENTO DE LOS PRINCIPALES INSUMOS QUE INCIDEN EN EL VALOR DEL PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA DE PUNTA	66
7.1	General	66
7.2	Turbinas a Gas en ciclo simple o abierto	66
7.3	Grupo Motor - Generador	70
7.4	Parque Eólico – Aerogenerador Onshore	70
7.5	Central Solar Fotovoltaica – módulos o paneles solares	72
7.6	Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) Stand Alone.....	73

ANEXOS

ANEXO 1	PLANILLA DE CÁLCULO (FORMATO EXCEL) DE INDEXADORES
ANEXO 2	PLANILLAS DE CÁLCULO DEL PRECIO BASICO DE LA POTENCIA DE PUNTA PARA EL SEN Y SSMM. FÓRMULAS DE CALCULO PARA INDEXACIÓN DEL COSTO DE DESARROLLO DE LA UNIDAD DE PUNTA Y SU ACTUALIZACIÓN
ANEXO 3	INSTRUCTIVOS PARA ACTUALIZACIÓN DEL COSTO DE DESARROLLO DE LA UNIDAD DE PUNTA DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS
ANEXO 4	PLANILLA DE CÁLCULO (FORMATO EXCEL) PRECIO POTENCIA SEN TURBINAS A GAS CICLO SIMPLE O ABIERTO – SIETE (7) INDEXADORES

INDICE DE FIGURAS

- Figura 1: Evolución de Indexadores utilizado en el análisis período enero 2015 – diciembre 2024 (p.u., base Enero 2015) – Tecnología Turbinas a Gas y Grupo Motor-Generador
- Figura 2: Evolución de Indexadores utilizado en el análisis período enero 2015 – diciembre 2024 (p.u., base Enero 2015) – Sistema híbrido central solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)
- Figura 3: Evolución de Indexadores utilizado en el análisis período enero 2015 – diciembre 2024 (p.u., base Enero 2015) – Sistema híbrido Parque Eólico con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)
- Figura 4: Resumen de valores mínimos y máximos de CAPEX, factor de planta, O&M y LCOE - ATB NREL
- Figura 5 : Carátulas de la publicación especializada “Renewable Power Generation Costs” años 2021 a 2023
- Figura 6 : Carátula de la publicación especializada “Annual Energy Outlook 2023”
- Figura 7 Carátulas de la publicación especializada “Gas Turbine World [Año] GTW Handbook” – Período 2014 -2024
- Figura 8 Acceso datos publicación IRENA “*Renewable Power Generation Costs*”
- Figura 9 Acceso datos publicación IRENA “*Renewable Power Generation Costs*”

INDICE DE TABLAS

Tabla 1 :	Vidas útiles de los distintos elementos de instalaciones de transmisión
Tabla 2 :	Potencia Neta en Sitio Turbinas a Gas de 70 MW-120 MW -150 MW – Gas Natural-SEN
Tabla 3:	Potencia Neta en Sitio Turbinas a Gas de 70 MW-120 MW -150 MW – Petróleo Diesel-SEN
Tabla 4:	Potencia Neta en Sitio Turbinas a Gas – 3,0 MW y 15 MW – Gas Natural y Diesel-SSMM
Tabla 5:	Potencia Neta en Sitio Grupos Motor – Generador de distintos tamaños — SSMM
Tabla 6:	Pérdidas de Transmisión de Unidades de Punta – SEN - TG
Tabla 7:	Pérdidas de Transmisión de Unidades de Punta – SSMM
Tabla 8:	Asignación de indexadores propuestos a las partidas de costos de central o unidad generadora – subestación eléctrica y línea de transmisión de la unidad de punta
Tabla 9:	Peso y Coeficientes de peso de 7 Indexadores - Caso 1
Tabla 10:	Peso y Coeficientes de peso de 7 Indexadores - Caso 2
Tabla 11:	Indexación Precio de Potencia Sept 24 – 3 Indexadores
Tabla 12:	Indexación Precio de Potencia Sept 24 – 3 Indexadores
Tabla 13:	Diferencia Porcentual Caso 3 Indexadores vs Caso 7 Indexadores
Tabla 14:	Peso y Coeficientes de peso para tres (3) Indexadores - Caso 1
Tabla 15:	Peso y Coeficientes de peso para tres (3) Indexadores - Caso 2
Tabla 16:	Comparación ATB NREL e IRENA – Tecnología Fotovoltaica y Eólica On Shore.
Tabla 17:	Evolución costos unitarios de inversión a nivel de presupuesto básico FOB para las distintas Turbinas a Gas en Ciclo Simple o Abierto (TG CA)

1

**DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN
Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD
DE PUNTA DEL SEN Y DE LOS SSMM**

**INTRODUCCIÓN, ANTECEDENTES Y
RESUMEN EJECUTIVO**

1 INTRODUCCIÓN, ANTECEDENTES Y RESUMEN EJECUTIVO

1.1 Introducción

La Comisión Nacional de Energía (CNE) mediante licitación pública N° 610-24-LQ24 ha contratado los servicios profesionales de la Unión Temporal de Proveedores (en adelante “UTP”) conformada por Krea Energía Limitada y KAS Ingenieros Asociados S.A. para que realice el Estudio denominado “**Determinación de los Costos de Inversión y Costos Fijos de Operación de la Unidad de Punta del SEN y de los SSMM**”, cuyos objetivos generales son los siguientes:

- Establecer una herramienta trazable y reproducible, en los términos que la Comisión establezca, para determinar y actualizar el precio básico de potencia de punta en el SEN y los SSMM.
- Propuesta de precio básico de potencia de punta en el SEN y los SSMM a partir de la estructura señalada en las Bases Técnicas de Licitación, junto con una propuesta de fórmulas de indexación del precio básico de potencia de punta considerando una periodicidad determinada.
- Realizar un análisis crítico, y entregar propuestas en caso de que corresponda, de otras componentes que afectan al precio básico de potencia de punta, tales como la definición de subsistemas de potencia y la elección de la subestación básica de potencia.

El presente informe se realiza de acuerdo con lo establecido en la cláusula Octava del Convenio de Prestación de Servicios entre la Comisión Nacional de Energía y Unión Temporal de Proveedores KAS Ingenieros Asociados S.A. y Krea Energía Limitada (en adelante “UTP KAS y Krea Energía”) de fecha 03 de septiembre de 2024, el cual dice relación con las actividades mínimas a realizar por parte de la UTP KAS y Krea Energía de las Actividades k), l) e m) del Objetivo Específico N°6 y Actividades n), o) y p) de los Objetivos Específicos N°7 y N° 8 de las especificaciones técnicas de la licitación pública ID 610-24-LQ24 de la Comisión Nacional de Energía.

1.2 Antecedentes

De acuerdo con lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos, corresponde a la Comisión Nacional de Energía (en adelante CNE o Comisión), entre otras tareas, el cálculo de los precios de nudo de energía y potencia en los sistemas eléctricos de tamaño superior a 1.500 kW de capacidad instalada de generación.

Para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 49° del Decreto N° 86, los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta en los respectivos subsistemas definidos por la Comisión, serán determinados sobre la base de un Estudio de Costos de Unidades de Punta para los respectivos sistemas eléctricos, a más tardar cada cuatro años, el cual podrá ser contratado por la Comisión conforme a las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas vigentes.

El estudio señalado deberá considerar, al menos, diferentes alternativas de tamaño de unidades, tecnologías, ubicación en el sistema, infraestructura existente, conexión al sistema eléctrico y disponibilidad de insumo primario de generación, entre otros aspectos.

Sin perjuicio de lo anterior, la Comisión podrá encargar o realizar un nuevo estudio, en tanto existan razones fundadas para ello.

Con base en lo descrito anteriormente, resulta necesario revisar las características de la unidad que aporte potencia de punta en el SEN, de forma tal de actualizar las condiciones actuales y desarrollo esperado del sistema, y reconocer de forma adecuada las componentes que permitan una consistencia tarifaria con el pago de la potencia de punta. Por otra parte, en el caso de los Sistemas Medianos (SSMM), los cuales poseen una capacidad instalada de generación superior a 1.500 kW e inferior a 200 MW, se deben determinar y evaluar los costos de desarrollo de las unidades de punta, de acuerdo con las características propias de cada uno de ellos.

En particular, para el caso del SEN, una variable que incide en el cálculo del precio básico de potencia es la definición de subsistemas de potencia y de subestación básica de potencia, razón por la cual resulta necesario realizar un análisis crítico a las metodologías empleadas para definir las, y desarrollar propuestas metodológicas para su determinación. Posteriormente, a partir de las propuestas metodológicas, en conjunto a un análisis de operación esperada del sistema, se deberán proyectar los eventuales desacoples de potencia en las subestaciones nacionales durante el periodo 2025-2028, de modo tal de poder estimar los subsistemas durante ese periodo y así determinar el universo de ubicaciones donde se analizarán los costos de las unidades de punta.

Por otra parte, debido a los nuevos paradigmas de operación del sistema eléctrico chileno, en el cual existe una importante inserción de energías renovables variables, resulta necesario

considerar y evaluar la incorporación y caracterización de costos relativos a la provisión de flexibilidad por parte de estas unidades de punta.

Finalmente, el estudio deberá desarrollarse conforme a los objetivos y alcances establecidos en las Bases Técnicas, debiendo abordar las actividades y tareas que se consideren necesarias para el adecuado logro de los objetivos propuestos.

Asimismo, en el presente Informe se propone e implementa una estructura de cálculo del Precio Básico de Potencia de Punta, de acuerdo con las tecnologías y casos analizados en el objetivo específico N°4. Adicionalmente, se propone una metodología que permite determinar el Precio Básico de Potencia de Punta para nuevos SSMM que puedan presentarse durante el periodo 2025-2028.

Adicionalmente, se determina una fórmula o polinomio, con la definición de sus respectivos parámetros, que permita indexar el costo de desarrollo de las unidades de punta con la periodicidad que define la normativa vigente. Además, se presenta una herramienta que permite realizar los cálculos y que contenga el detalle de las partidas de costos, posibilitando la indexación de estos, como asimismo un documento Word con la explicación del procedimiento de cálculo y el proceso de actualización.

Por su parte, además se genera una herramienta de seguimiento de los costos de inversión de las diferentes tecnologías analizadas, basándose en publicaciones internacionales, publicaciones web u otros que permitan seguir la evolución de los montos de inversión.

Por último, se establece una herramienta de seguimiento de los principales insumos que inciden en el valor del Precio Básico de la Potencia de punta.

1.3 Resumen Ejecutivo

El objetivo de este Informe consiste en elaborar una estructura de cálculo del Precio Básico de Potencia, y una fórmula que permita actualizar e indexar los costos de desarrollo de la unidad de punta en distintas subestaciones del SEN y los SSMM, con una periodicidad determinada. Además, el Informe incluye el diseño de una herramienta de cálculo para la determinación del Precio Básico de Potencia del SEN y los SSMM y de su actualización en el tiempo que sea trazable y utilice indicadores de público acceso. Asimismo, el Informe contiene el diseño de una herramienta de seguimiento de los principales insumos que inciden en el valor del Precio Básico de Potencia del SEN y los SSMM.

Para cumplir con lo anterior, la estructura de cálculo del Precio Básico de Potencia se basa en la utilizada actualmente por la Comisión en el Informe Técnico Definitivo semestral mediante el cual se realiza la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo. Por su parte, la propuesta metodológica que presenta el Consultor para determinar el Precio Básico de Potencia de Punta en nuevos Sistemas Medianos que puedan presentarse durante el período 2025 – 2028 sigue la misma estructura de cálculo del Precio Básico de Potencia actualmente vigente para el SEN.

En el capítulo 4 del Informe se desarrolla una metodología para la determinación de una fórmula o polinomio para la indexación del costo de desarrollo de la Unidad de Punta, considerando las distintas alternativas tecnologías estudiadas. Complementariamente con el capítulo 4, en el desarrollo del capítulo 5 se implementa una herramienta de cálculo para la determinación del costo de desarrollo y su actualización, de la Unidad de Punta.

Posteriormente, en el Informe se establece, a través de distintas fuentes de información de procedencia internacional, el seguimiento de los costos de inversión (CAPEX) de las distintas tecnologías de generación estudiadas que permiten suministrar potencia de punta.

Finalmente, el Informe da cuenta también, a través de distintas fuentes de información de procedencia internacional, del seguimiento de los principales insumos que inciden en el valor del Precio Básico de la potencia de punta.

Además, el Informe incluye una serie de Anexos mediante los cuales es posible acceder a metodologías para determinar indexadores, planilla de cálculo del Precio Básico de la potencia de punta en el SEN y los SSMM y fórmulas de cálculo para la indexación del costo de desarrollo de la unidad de punta y su actualización. También se incluye como Anexo un instructivo para la actualización del costo de desarrollo de la unidad de punta de las distintas tecnologías estudiadas.

2

**DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN
Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD
DE PUNTA DEL SEN Y DE LOS SSMM**

**ESTRUCTURA DEL CÁLCULO DEL PRECIO
BÁSICO DE POTENCIA DE PUNTA**

2 ESTRUCTURA DEL PRECIO BÁSICO DE POTENCIA DE PUNTA

2.1 Componentes del precio básico de potencia de punta

El precio básico de potencia de punta considera el costo unitario mensual asociado a una unidad de generación para suministrar potencia de punta. Luego, dicho costo unitario mensual debe considerar en su estructura los costos de las tres componentes principales de un proyecto de generación eléctrica, las cuales corresponde a:

- i) central o unidad generadora;
- ii) subestación eléctrica (incluido el paño de conexión); y,
- iii) línea de transmisión

Dichos costos calculados, para cada sitio según sus particularidades, se encuentran en las tablas resumen (hoja “RESUMEN PB POTENCIA”) del cálculo de los costos de inversión de las unidades de punta, incluidas en el Anexo 2. La planilla incorporadas en dicho Anexo corresponden a

- Precio Potencia SEN_Turbinas a Gas Ciclo Abierto 2024 Rev B.xlsx
- Precio Potencia SEN_Sistema Hibrido CSF + BESS 2024 Rev. A.xlsx
- Precio Potencia SEN_Sistema BESS StandAlone 2024 Rev. A.xlsx
- Precio Potencia SEN_Sistema Hibrido PE + BESS 2024 Rev. A.xlsx
- Precio Potencia SSMM_Sistema Hibrido Eolico + BESS 2024 Rev. A.xlsx
- Precio Potencia SSMM_GMG TGCA 2024 Rev. A.xlsx

Además, el precio básico de la potencia de punta debe reflejar los costos fijos de operación y mantenimiento requeridos mensualmente por la unidad de punta, subestación eléctrica (incluido el paño de conexión) y línea de transmisión de conexión al SEN y los SSMM.

Por lo anterior, para el cálculo del precio básico de potencia de punta, tomando en consideración tanto la tecnología del tipo Turbina a Gas en ciclo simple o abierto (TG CA) como la tecnología del tipo Grupo Motor – Generador (GMG), se propone la fórmula o estructura siguiente:

$$P_b = [(C_{CUG} * FRC_{CUG} + C_{SE} * FRC_{SE} + C_{LT} * FRC_{LT}) * CFin + C_{fijo}] * (1 + MRT) * (1 + FP)$$

Donde:

- P_b : Precio Básico de Potencia de Punta (US\$/kW-mes)
- C_{CUG} : Costo unitario de inversión (US\$/kW) de la central o unidad generadora.

- C_{SE} : Costo unitario de inversión (US\$/kW) de la subestación eléctrica (incluido el paño de conexión).
- C_{LT} : Costo unitario de inversión (US\$/kW) de la línea de transmisión (conexión al SEN o SSMM).
- C_{fijo} : Costo fijo unitario (US\$/kW) de operación y mantenimiento.
- FRC_{CUG} : Factor de recuperación de capital de la central o unidad generadora, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 25 años y una tasa de descuento del 10%.
- FRC_{SE} : Factor de recuperación de capital de la subestación eléctrica (incluido el paño de conexión), corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 41 años y una tasa de descuento del 10%.
- FRC_{LT} : Factor de recuperación de capital de la línea de transmisión (conexión al SEN), corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 48 años y una tasa de descuento del 10%.
- MRT : Margen de Reserva Teórica
- C_{Fin} : Costo Financiero
- FP : Factor de Pérdidas

Por su parte, para el caso de las tecnologías del tipo sistema híbrido compuesto por un parque eólico o central solar fotovoltaica, ambas con un sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS), para la fórmula o estructura del Precio Básico de la Potencia de Punta se propone lo siguiente:

$$P_b = \left[(C_{CHIB} * FRC_{CHIB} + C_{SE} * FRC_{SE} + C_{LT} * FRC_{LT}) * C_{Fin} + C_{fijo} \right] * (1 + MRT) * (1 + FP)$$

Donde:

- P_b : Precio Básico de Potencia de Punta (US\$/kW-mes)
- C_{CHIB} : Costo unitario de inversión (US\$/kW) de la central o unidad generadora híbrida con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)
- C_{SE} : Costo unitario de inversión (US\$/kW) de la subestación eléctrica (incluido el paño de conexión)
- C_{LT} : Costo unitario de inversión (US\$/kW) de la línea de transmisión (conexión al SEN)
- C_{fijo} : Costo fijo unitario (US\$/kW) de operación y mantenimiento.

- FRC_{CHIB} : Factor de recuperación de capital de la central o unidad generadora, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 22 años para un sistema híbrido conformado por un parque eólico con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) y una tasa de descuento del 10%, y 19 años para un sistema híbrido conformado por una central solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) y una tasa de descuento del 10%.
- FRC_{SE} : Factor de recuperación de capital de la subestación eléctrica (incluido el paño de conexión), corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 41 años y una tasa de descuento del 10%.
- FRC_{LT} : Factor de recuperación de capital de la línea de transmisión (conexión al SEN), corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 48 años y una tasa de descuento del 10%.
- MRT : Margen de Reserva Teórica
- CFin : Costo Financiero
- FP : Factor de Pérdidas

Por su parte, según lo establecido en el Artículo 47° del Decreto 86 que aprueba el reglamento para la fijación de precios de nudo del Ministerio de Energía, la Comisión calculará el precio básico de la potencia de punta en una o más subestaciones troncales del sistema eléctrico, dependiendo del número de subsistemas que, para tales efectos, ésta haya definido. Estas subestaciones se denominarán Subestaciones Básicas de Potencia.

Adicionalmente, el Artículo 48° del mismo Decreto antes señalado establece que la Comisión deberá determinar el “*tipo de unidades generadoras*” más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual en una o más subestaciones troncales del sistema eléctrico.

Finalmente, el Artículo 49° del mismo documento antes señalado, establece que los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta en los respectivos subsistemas definidos por la Comisión serán determinados sobre la base de un Estudio de Costos de Unidades de Punta para los respectivos sistemas eléctricos, a más tardar cada cuatro años, el cual podrá ser contratado por la Comisión conforme a las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas vigentes.

Por lo anterior, dado que la tecnología del tipo Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) stand alone, no califica como una “*unidad generadora*”, se ha considerado adecuado no determinar una fórmula o estructura del Precio Básico de la Potencia de Punta para este tipo de tecnología.

Por su parte, los factores de recuperación de capital corresponden a la tasa mensual de recuperación de capital, calculadas de acuerdo con la vida útil de los componentes de la unidad de punta y la tasa anual de descuento que corresponde a un 10% según la legislación eléctrica. Se considera una vida útil de 25 años para la central o unidad generadora de las tecnologías del tipo turbina a gas y grupo motor – generador, 25 años para la tecnología de aerogeneradores onshore (parques eólicos), 25 años para las centrales solares fotovoltaicas y 15 años para el sistema de baterías del tipo LI-Ion.

Los valores indicados para el sistema híbrido conformado por un parque eólico o una central solar fotovoltaica, ambas con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) se obtuvieron al calcular en todas las ubicaciones y tamaños estudiados un promedio ponderado de las vidas útiles de las componentes de generación (25 años) y almacenamiento (15 años) por el costo de inversión total de cada una de ellas, para después promediar los valores obtenidos.

Respecto de la vida útil de subestaciones y líneas de transmisión estas has sido actualizadas considerando lo establecido en el Artículo Segundo de la Resolución Exenta N° 412 de la Comisión Nacional de Energía, de fecha 05 de junio de 2018 que “Aprueba Informe Técnico Definitivo de Vidas Útiles a que se refiere el artículo 104° de la Ley General de Servicios Eléctricos y determina las vidas útiles de las instalaciones de transmisión que indica, aplicables por tres períodos tarifarios consecutivos”.

En la Tabla 1 se muestra el detalle de las vidas útiles de las distintas categorías de elementos que forman parte de las instalaciones de transmisión.

Artículo Segundo: Determinánse las vidas útiles de las instalaciones de transmisión que se indican a continuación, las que se aplicarán por tres períodos tarifarios consecutivos, conforme a lo dispuesto en el inciso final del artículo 104° de la Ley General de Servicios Eléctricos:

N°	Categoría de elementos	Vida útil [Años]
1	Derechos relacionados con el uso de suelo y medio ambiente	Perpetuidad
2	Obras civiles	50
3	Estructuras de líneas y/o subestaciones	50
4	Elementos de sujeción y aislación	30
5	Equipamiento electromecánico y electromagnético	40
6	Conductores y cables de guardias	50
7	Protecciones electromecánicas y/o electromagnéticas	20
8	Protecciones digitales	15
9	Equipos de control, telecomando, medición, comunicaciones y respaldo	10
10	Otros elementos secundarios de subestaciones o radioestaciones	40
11	Bienes inmuebles distintos a terrenos	50
12	Equipamiento de operación y mantenimiento no fungible	15
13	Equipamiento de oficina no fungible	15
14	Equipamiento computacional y sistemas de vigilancia	5
15	Vehículos	5

Tabla 1 : Vidas útiles de los distintos elementos de instalaciones de transmisión

Para efectos de la vida útil de las componentes de subestación y línea de transmisión consideradas dentro del cálculo en el precio de potencia se utilizaron los valores de la tabla anterior para asignar a cada partida de costo de la línea y subestación, su vida útil.

Luego, para obtener un valor característico de cada componente (línea y subestación) se calcula la vida útil de las componentes en cuestión en todas las ubicaciones y tamaños estudiados como un promedio ponderado por el costo de cada partida, para después promediar los valores obtenidos.

Al realizar lo anterior se obtiene una vida útil de 41 años para la componente de subestación eléctrica y 48 años para la componente de línea de transmisión, lo cuales se utilizarán para el cálculo del factor de recuperación de capital respectivo.

El costo financiero corresponde al incurrido por un adelanto de seis meses del costo de inversión, considerando una tasa anual de descuento del 10%, lo cual resulta en un costo financiero de un 4,889%. La estructura propuesta para el precio básico de la potencia de punta no considera los intereses intercalarios.

El cálculo del precio básico de la potencia de punta en las distintas subestaciones del SEN se encuentra implementado en la hoja **RESUMEN “A” MW_220kV_“B”**, donde “A” y “B” corresponde a la potencia y a la tecnología¹ de la unidad de punta respectivamente, en las planillas de cálculo del Anexo 2.

Asimismo, el cálculo del precio básico de la potencia de punta en las distintas subestaciones de los SSMM se encuentra implementado en la hoja **“RESUMEN “A” MW_“D”**”, donde “A” y “D” corresponde a la potencia y a la tecnología² de la unidad de punta respectivamente, en las planillas de cálculo del Anexo 2.

¹ TG CA= Turbinas a Gas en ciclo simple o abierto
SH CSF + BESS= Sistema Híbrido Central Solar Fotovoltaico + BESS
SH PE + BESS= Sistema Híbrido Parque Eólico + BESS
² SH PE + BESS = Sistema Híbrido Parque Eólico + BESS
TG CA = Turbinas a Gas en ciclo simple o abierto
GMGD = Grupo Motor Generador Diesel
GMGGN = Grupo Motor – Generador Gas Natural

2.2 Potencias de Generación

Para el cálculo de los costos unitarios de inversión, se requiere determinar la potencia neta de generación de las unidades de punta corregida para las distintas localizaciones en estudio. Dada las características físicas de los equipos de generación, se ha considerado el ajuste de la potencia por temperatura y altura respecto a la potencia bruta en condiciones ISO. En el caso de Turbinas a Gas operando con petróleo diésel se ha considerado una reducción del orden de un 2% de la potencia de generación. Adicionalmente se han descontado los consumos auxiliares para así obtener la potencia neta en sitio. En el caso de los Grupos Motor - Generador no se aplica un ajuste de temperatura, dado que el derrateo aplica desde temperaturas sobre 40° C.

Los valores de altura se han obtenido de la aplicación Google Earth Pro, de acuerdo con la ubicación propuesta para la instalación de cada una de las unidades de punta. Por su parte, la temperatura promedio anual³ se ha obtenido del Explorador Solar del Ministerio de Energía (<https://solar.minenergia.cl/inicio>) de acuerdo con las coordenadas de la ubicación propuesta para la instalación de cada una de las unidades de punta.

Los siguientes cuadros muestran las potencias en sitio, para todos los casos en estudio en el SEN y SSMM. Dicho cálculo se incluye en la hoja “Potencia en Sitio” de las tablas resumen del Anexo 2.

³ corresponde al promedio de las temperaturas medias mensuales

SUBESTACIÓN	Altura [m]	Temp. Promedio anual [°C]	Operando con Gas Natural		
			Potencia en sitio [MW]		
			Potencia base Unidad de Punta [MW]		
			70	120	150
Roncacho	830	16,1	63,3	108,5	135,6
Nueva Pozo Almonte	1.020	15,4	61,9	106,2	132,7
Condores	570	17,2	65,0	111,5	139,4
Nueva Lagunas	950	17,6	62,0	106,3	132,9
Kimal	1.255	18,9	59,4	101,8	127,2
Miraje	1.265	19,3	59,2	101,5	126,9
Kapatur	128	16,7	68,6	117,6	147,0
Parinas	2.113	13,2	53,8	92,3	115,4
Cumbres	1.077	16,8	61,2	104,9	131,1
Illapa	807	16,9	63,3	108,5	135,6
Nueva Cardones	753	15,1	64,1	109,9	137,3
Nueva Maintecillo	314	15,0	67,5	115,8	144,7
Nueva Pan de Azucar	177	14,6	68,7	117,8	147,2
Nogales	226	12,5	68,8	118,0	147,5
Lo Aguirre	483	14,5	66,3	113,7	142,2
Candelaria	664	15,2	64,8	111,0	138,8
Entre Rios	164	13,6	69,1	118,4	148,0
Ciruelos	35	11,8	70,5	120,9	151,1
Tineo	142	10,5	70,0	119,9	149,9
Puerto Montt	130	10,7	70,0	120,0	150,0

Tabla 2 :Potencia Neta en Sitio Turbinas a Gas de 70 MW-120 MW -150 MW – Gas Natural-SEN

SUBESTACIÓN	Altura [m]	Temp. Promedio anual [°C]	Operando con Petróleo Diesel		
			Potencia en sitio [MW]		
			Potencia base Unidad de Punta [MW]		
			70	120	150
Roncacho	830	16,1	61,2	104,9	131,1
Nueva Pozo Almonte	1.020	15,4	59,9	102,7	128,3
Condores	570	17,2	62,9	107,8	134,7
Nueva Lagunas	950	17,6	60,0	102,8	128,5
Kimal	1.255	18,9	57,4	98,4	123,0
Miraje	1.265	19,3	57,3	98,1	122,7
Kapatur	128	16,7	66,3	113,7	142,1
Parinas	2.113	13,2	52,0	89,2	111,5
Cumbres	1.077	16,8	59,2	101,4	126,8
Illapa	807	16,9	61,2	104,9	131,1
Nueva Cardones	753	15,1	62,0	106,2	132,8
Nueva Maintecillo	314	15,0	65,3	111,9	139,9
Nueva Pan de Azucar	177	14,6	66,4	113,9	142,3
Nogales	226	12,5	66,5	114,1	142,6
Lo Aguirre	483	14,5	64,1	109,9	137,4
Candelaria	664	15,2	62,6	107,3	134,2
Entre Rios	164	13,6	66,8	114,4	143,0
Ciruelos	35	11,8	68,2	116,8	146,0
Tineo	142	10,5	67,6	116,0	144,9
Puerto Montt	130	10,7	67,7	116,0	145,0

Tabla 3: Potencia Neta en Sitio Turbinas a Gas de 70 MW-120 MW -150 MW – Petróleo Diesel -SEN

N° Subestación	Nombre S/E	Altura [m]	T. Promedio anual [°C]	Operando con Gas Natural		Operando con Petróleo Diesel	
				Potencia ISO		Potencia ISO	
				3	15	3	15
				Potencia en sitio		Potencia en sitio	
1	Tres puentes	50	8	3,06	15,28	2,95	14,77
2	Puerto Natales	46	8	3,06	15,29	2,96	14,78

Tabla 4: Potencia Neta en Sitio Turbinas a Gas – 3,0 MW y 15 MW – Gas Natural y Diesel-SSMM

Nombre S/E	Altura [m]	Potencia ISO MW						
		0,3	0,4	0,8	0,9	1	1,8	3
		Potencia en sitio						
		0,3	0,4	0,8	0,9	1	1,8	3
Tres Puentes	50	0,30	0,40	0,80	0,90	1,00	1,79	2,99
Puerto Natales	46	0,30	0,40	0,80	0,90	1,00	1,79	2,99
Tehuelche	300	0,29	0,39	0,78	0,87	0,97	1,75	2,91
Chacabuco	6	0,30	0,40	0,80	0,90	1,00	1,80	3,00
Porvenir	25	0,30	0,40	0,80	0,90	1,00	1,80	2,99
Hornopiren	33	0,30	0,40	0,80	0,90	1,00	1,79	2,99
Palena	253	0,29	0,39	0,78	0,88	0,98	1,76	2,93
Chile Chico	219	0,29	0,39	0,78	0,88	0,98	1,76	2,94
Cochamo	32	0,30	0,40	0,80	0,90	1,00	1,79	2,99
Puerto Cisnes	34	0,30	0,40	0,80	0,90	1,00	1,79	2,99
Puerto Williams	25	0,30	0,40	0,80	0,90	1,00	1,80	2,99

Tabla 5: Potencia Neta en Sitio Grupos Motor – Generador de distintos tamaños — SSMM

2.3 Factor de Pérdidas

El precio básico de la potencia de punta debe reflejar solo potencia efectivamente inyectada por la unidad de generación al sistema eléctrico correspondiente en su punto de conexión, por lo cual se debe descontar las pérdidas a plena carga de transformación y transmisión de la potencia generada. Esto se refleja en el factor de pérdidas indicado en la fórmula del precio de la potencia, el cual corresponde al cociente entre las pérdidas indicadas y la potencia bruta de generación en sitio.

Para el cálculo de las pérdidas de transformación se han considerado valores típicos de pérdidas en plena carga de transformadores de poder, de acuerdo con información técnica de dichos equipos. En el caso de las pérdidas en la línea de transmisión se han considerado las características de los conductores utilizados (Flint, Greeley y ACAR 700).

Dicho cálculo se incluye en la hoja “Pérdidas” de las tablas resumen del Anexo 2. En las hojas “RESUMEN A MW_ B kV”, donde A y B corresponde a la potencia y al nivel de tensión de conexión de la unidad de punta respectivamente, se calcula el factor de pérdidas en base a las pérdidas calculadas y la potencia neta en sitio. Los siguientes cuadros muestran las pérdidas estimadas.

SUBESTACIÓN	Tamaño Unidad de Punta			Tamaño Unidad de Punta			Tamaño Unidad de Punta		
	70 [MW]	120 [MW]	150 [MW]	70 [MW]	120 [MW]	150 [MW]	70 [MW]	120 [MW]	150 [MW]
	Pérdidas Línea [kW]			Pérdidas Transformador [kW]			Pérdidas Totales [kW]		
Roncacho 220	6	17	26	280	420	525	286	436,69	551
Condores 220	114	334	522	280	420	525	394	753,8	1.047
Nueva Pozo Almonte 220	6	17	26	280	420	525	286	436,69	551
Nueva Lagunas 220	57	167	261	280	420	525	337	586,9	786
Kimal 220	11	33	52	280	420	525	291	453,38	577
Miraje 220	11	33	52	280	420	525	291	453,38	577
Kapatur 220	6	17	26	280	420	525	286	436,69	551
Parinas 220	6	17	26	280	420	525	286	436,69	551
Cumbres 220	6	17	26	280	420	525	286	436,69	551
Illapa 220	6	17	26	280	420	525	286	436,69	551
Nueva Cardones 220	6	17	26	280	420	525	286	436,69	551
Nueva Maitencillo 220	6	17	26	280	420	525	286	436,69	551
Nueva Pan de Azúcar 220	11	33	52	280	420	525	291	453,38	577
Nogales 220	11	33	52	280	420	525	291	453,38	577
Lo Aguirre 220	114	334	522	280	420	525	394	753,8	1.047
Candelaria 220	6	17	26	280	420	525	286	436,69	551
Entre Ríos 220	6	17	26	280	420	525	286	436,69	551
Ciruelos 220	11	33	52	280	420	525	291	453,38	577
Tineo 220	6	17	26	280	420	525	286	436,69	551
Puerto Montt 220	11	33	52	280	420	525	291	453,38	577

Tabla 6: Pérdidas de Transmisión de Unidades de Punta – SEN - TG

Subestación	Potencia [MW]	Tecnología	Tension [kV]	Pérdidas Línea [kW]	Perdidas Transformador [kW]	Pérdidas Totales [kW]
Puerto Williams	0,4	MG	13,2	3,61	5,8	9,41
Cochamo	1	MG	23	3,61	16,2	19,81
Chile Chico	1	MG	23	3,61	16,2	19,81
Palena	1	MG	23	3,61	16,2	19,81
Hornopiren	0,9	MG	23	3,61	16,2	19,81
Porvenir	1,8	MG	13,2	3,61	24,1	27,71
Puerto Cisnes	0,3	MG	23	3,61	5,8	9,41
Puerto Natales	3	TG	13,2	3,61	24,1	27,71
Puerto Natales	3	MG	13,2	3,61	24,1	27,71
Tehuelche	0,8	MG	33	3,61	5,8	9,41
Tres Puentes	15	MG	13,2	8,32	0,0	8,32
Tres Puentes	15	TG	11,5	8,32	0,0	8,32
Chacabuco	0,8	MG	23	3,61	5,8	9,414

Tabla 7: Pérdidas de Transmisión de Unidades de Punta – SSMM

3

**DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN
Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD
DE PUNTA DEL SEN Y DE LOS SSMM**

**PROPUESTA METODOLOGICA PARA
DETERMINAR EL PRECIO BÁSICO DE
POTENCIA DE PUNTA EN NUEVOS SS.MM.
QUE PUEDAN PRESENTARSE DURANTE
PERIODO 2025-2028**

3 PROPUESTA METODOLOGICA PARA DETERMINAR EL PRECIO BÁSICO DE POTENCIA DE PUNTA EN NUEVOS SS.MM. QUE PUEDAN PRESENTARSE DURANTE PERIODO 2025-2028

3.1 Antecedentes

Según lo establecido en el Artículo 159° y siguientes de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) en los sistemas eléctricos de capacidad instalada de generación inferior a 200 megawatts y superior a 1.500 kilowatts, los precios de nudo se calcularán sobre la base del costo incremental de desarrollo y los costos totales de largo plazo para los segmentos de generación y transmisión, según corresponda, de sistemas eficientemente dimensionados, y considerando el abastecimiento total de la demanda del sistema eléctrico.

Adicionalmente, los precios de nudo de los sistemas eléctricos indicados en el párrafo anterior serán calculados y fijados según lo dispuesto en los artículos 173° y siguientes de la LGSE.

Por otra parte, en el caso de los Sistemas Medianos (SSMM), los cuales poseen una capacidad instalada de generación superior a 1.500 kW e inferior a 200 MW, se deben determinar y evaluar los costos de desarrollo de las unidades de punta, de acuerdo con las características propias de cada uno de ellos.

Adicionalmente, dada la ubicación geográfica, y la disponibilidad de recursos energéticos primarios como lo son principalmente el tipo de combustibles (gas natural y petróleo diésel) y el recurso primario viento, las tecnologías que se utilizan para la determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta son las Turbinas a gas en ciclo simple o abierto (TG CA), Grupo motor – generador (GMG) o también denominado motores de combustión y el sistema híbrido (SH PE + BESS) del tipo parque eólico con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS).

Por lo anterior, el Consultor propondrá una metodología para determinar el precio básico de potencia de punta en nuevos Sistema Medianos que puedan definirse o presentarse durante el período 2025 – 2028.

3.2 Propuesta de estructura del precio básico de potencia de punta

De igual forma que para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) el precio básico de potencia de punta considera el costo de inversión unitario mensual (US\$/kW) asociado a una central o unidad generadora para suministrar potencia de punta. Luego, dicho costo de inversión unitario mensual (US\$/kW) debe considerar en su estructura los costos de las tres componentes principales de un proyecto de generación eléctrica, las cuales corresponde a lo siguiente:

- i) central o unidad generadora;
- ii) subestación eléctrica (incluido el paño de conexión); y,
- iii) línea de transmisión

Adicionalmente, dado que se incorpora dentro de las tecnologías un sistema híbrido compuesto por un parque eólico con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS), se debe incorporar en la propuesta de estructura del precio básico de potencia de punta el sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS).

Además, el precio básico de la potencia de punta debe reflejar los costos fijos de operación y mantenimiento requeridos mensualmente por la unidad de punta, subestación eléctrica (incluido el paño de conexión) y línea de transmisión de conexión al Sistema Mediano correspondiente.

Por lo anterior, para el cálculo del precio básico de potencia de punta, tomando en consideración tanto la tecnología del tipo Turbina a Gas en ciclo simple o abierto (TG CA) como la tecnología del tipo Grupo Motor – Generador (GMG), se propone la fórmula o estructura siguiente:

$$P_b = [(C_{CUG} * FRC_{CUG} + C_{SE} * FRC_{SE} + C_{LT} * FRC_{LT}) * C_{Fin} + C_{fijo}] * (1 + MRT) * (1 + FP)$$

Donde:

- P_b : Precio Básico de Potencia de Punta
- C_{CUG} : Costo unitario de inversión (US\$/kW) de la central o unidad generadora
- C_{SE} : Costo unitario de inversión (US\$/kW) de la subestación eléctrica (incluido el paño de conexión)
- C_{LT} : Costo unitario de inversión (US\$/kW) de la línea de transmisión (conexión al SSMM)
- C_{fijo} : Costo fijo unitario (US\$/kW) de operación y mantenimiento.
- FRC_{CUG} : Factor de recuperación de capital de la central o unidad generadora, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 25 años y una tasa de descuento del 10%.

- FRC_{SE} : Factor de recuperación de capital de la subestación eléctrica (incluido paño de conexión), corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 30 años y una tasa de descuento del 10%.
- FRC_{LT} : Factor de recuperación de capital de la línea de transmisión (conexión al SSMM correspondiente), corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 20 años y una tasa de descuento del 10%.
- MRT : Margen de Reserva Teórica
- CFin : Costo Financiero
- FP : Factor de Perdidas

Por su parte, para el caso de la tecnología del tipo sistema híbrido compuesto por un parque eólico con un sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS), para la fórmula o estructura del Precio Básico de la Potencia de Punta que se propone es la siguiente:

$$P_b = [(C_{CHIB} * FRC_{CHIB} + C_{SE} * FRC_{SE} + C_{LT} * FRC_{LT}) * CFin + C_{fijo}] * (1 + MRT) * (1 + FP)$$

Donde:

- P_b : Precio Básico de Potencia de Punta
- C_{CHIB} : Costo unitario de inversión (US\$/kW) del sistema híbrido conformado por una central o unidad generadora con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS).
- C_{SE} : Costo unitario de inversión (US\$/kW) de la subestación eléctrica (incluido paño de conexión)
- C_{LT} : Costo unitario de inversión (US\$/kW) de la línea de transmisión (conexión al SSMM)
- C_{fijo} : Costo fijo unitario (US\$/kW) de operación y mantenimiento.
- FRC_{CHIB} : Factor de recuperación de capital de la central o unidad generadora, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 21 años para un sistema híbrido conformado por un parque eólico con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) y una tasa de descuento del 10%.
- FRC_{SE} : Factor de recuperación de capital de la subestación eléctrica (incluido el paño de conexión), corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 30 años y una tasa de descuento del 10%.
- FRC_{LT} : Factor de recuperación de capital de la línea de transmisión (conexión al SSMM correspondiente), corresponde a la mensualidad de la

inversión sobre una vida útil de 20 años y una tasa de descuento del 10%.

- MRT : Margen de Reserva Teórica
- CFin : Costo Financiero
- FP : Factor de Perdidas

Los factores de recuperación de capital corresponden a la tasa mensual de recuperación de capital, calculadas de acuerdo con la vida útil de los componentes de la unidad de punta y la tasa anual de descuento que corresponde a un 10% según la legislación eléctrica. Se considera una vida útil de 25 años para la central o unidad generadora de las tecnologías del tipo turbina a gas y grupo motor – generador, 25 años para la tecnología de aerogeneradores (parques eólicos), 25 años para las central solar fotovoltaica y 15 años para el sistema de baterías del tipo LI-Ion, 30 años para la subestación eléctrica y 20 años para la línea de transmisión en el cálculo de los factores de recuperación de capital. Dado que las fórmulas del Precio Básico de Potencia de Punta antes descritas se establecen para el caso de un nuevo SSMM, lo establecido en el Artículo Segundo de la Resolución Exenta N° 412 de la Comisión Nacional de Energía, de fecha 05 de junio de 2018 que “Aprueba Informe Técnico Definitivo de Vidas Útiles a que se refiere el artículo 104° de la Ley General de Servicios Eléctricos y determina las vidas útiles de las instalaciones de transmisión que indica, aplicables por tres períodos tarifarios consecutivos” no aplica por referirse a la vida útil de subestaciones y líneas de transmisión del SEN.

Los valores indicados para el sistema híbrido conformado por un parque eólico con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) se obtuvieron al calcular en todas las ubicaciones y tamaños estudiados un promedio ponderado de las vidas útiles de las componentes de generación (25 años) y almacenamiento (15 años) por el costo total de cada una de ellas, para después promediar los valores obtenidos.

El costo financiero corresponde al incurrido por un adelanto de seis meses del costo de inversión, considerando una tasa anual de descuento del 10%, lo cual resulta en un costo financiero de un 4,889%. La estructura propuesta para el precio básico de la potencia de punta no considera los intereses intercalarios.

El cálculo del precio básico de la potencia de punta en las distintas subestaciones de los SSMM se encuentra implementado en la hoja “RESUMEN A MW_D”, donde A y D corresponde a la potencia y a la tecnología de la unidad de punta respectivamente, las planillas de cálculo del Anexo 2.

4

**DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN
Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD
DE PUNTA DEL SEN Y DE LOS SSMM**

**DETERMINACIÓN DE FORMULA O
POLINOMIO PARA INDEXACIÓN DEL COSTO
DE DESARROLLO DE LA UNIDAD DE PUNTA**

4 DETERMINACION DE LA FÓRMULA O POLINOMIO PARA INDEXACION DEL COSTO DE DESAROLLO DE LA UNIDAD DE PUNTA

4.1 Determinación de los indexadores del costo de desarrollo de la Unidad de Punta

Según se establece en las bases técnicas de la licitación, uno de los objetivos del presente estudio es la determinación de la fórmula o polinomio para la indexación del costo de desarrollo de la unidad de punta. A partir de lo anterior, es necesario determinar en primer lugar los índices o parámetros de indexación que se utilizarán y que permitan actualizar el costo de desarrollo de la unidad de punta con periodicidad semestral.

Los índices o parámetros de indexación a utilizar deberán cumplir con los criterios siguientes:

- Deben ser de libre acceso, sin costo para su obtención, de fuentes confiables y permanentes en el tiempo.
- Que permitan representar adecuadamente la variación en el tiempo de los costos.
- Deben tener desfases mínimos que permitan eliminar el riesgo de no poder ser reproducible debido al uso de índices preliminares.

Adicionalmente, se considera que los índices o parámetros de indexación que se proponen más adelante aplicarán sobre las componentes de costos de la central o unidad generadora, sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS), subestación eléctrica y línea de transmisión.

4.1.1 Selección de indexadores para la tecnología del tipo Turbina a Gas en ciclo simple o abierto y Grupo Motor - Generador

En base a los criterios descritos en la sección 4.1 anterior, se han seleccionado ocho (8) indexadores representativos que impactan directamente en las partidas de costos que forman parte del costo de inversión de una unidad generadora (unidad de punta) del tipo turbina a gas y grupo motor - generador, según se detalla a continuación:

- PPI⁴ : Serie WPU00000000
PPI Commodity data for All commodities
- PPI Turbina : Serie PCU333611333611
PPI industry data for Turbine & turbine generator set unit mfg⁵

⁴ Producer Price Index

⁵ Manufacturing

- PPI Switchgear : Serie PCU335313335313
PPI industry data for Switchgear & switchboard apparatus mfg
- PPI Motor : Serie PCU335312335312
PPI industry data for Motor and generator mfg
- PPI Acero : Serie PCU331110331110
PPI industry data for Iron and steel mills and ferroalloy mfg
- PPI Aluminio : Serie PCU331315331315
PPI industry data for Aluminum sheet, plate, and foil mfg
- IPC : Índice de Precios al Consumidor
- Cobre (Cu) : Precio referencia del Cobre

Los seis (6) primeros índices están disponibles en el sitio <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, correspondiente a Bureau of Labor Statistics (BLS) dependiente del U.S. Department of Labor, del gobierno de Estados Unidos de Norteamérica.

Para las unidades de punta del tipo turbinas a gas se consideran todos los indexadores antes indicados con excepción del PPI Motor. Por su parte, en el caso de las unidades de punta de tipo grupo motor - generador se consideran todos los Indexadores antes indicados con excepción del PPI Turbina. Además, para los componentes de costo de desarrollo de la subestación eléctrica y línea de transmisión de la unidad de punta del tipo turbinas a gas y grupo motor – generador se utilizarán solo los índices referidos al PPI e IPC.

El Índice de Precios al Consumidor (IPC) está disponible en forma libre a través del Instituto Nacional de Estadísticas (www.ine.cl), INE en específico en el siguiente enlace: <https://www.ine.cl/estadisticas/economia/indices-de-precio-e-inflacion/indice-de-precios-al-consumidor>.

El precio de referencia del cobre es obtenido desde el sitio web de la Comisión Chilena del Cobre (<https://www.cochilco.cl:4040/boletin-web/pages/tabla1/buscar.jsf>), COCHILCO.

En la Figura 1 se muestra un gráfico con la evolución los ocho Indexadores propuestos, para los últimos 120 meses (enero 2015 – diciembre 2024), tomando como base para cada uno de ellos el valor del índice al mes de Enero de 2015 (equivalente al 100 %). El detalle de los valores utilizados de cada índice para la elaboración de la Figura 1 se puede encontrar en Anexo 1.

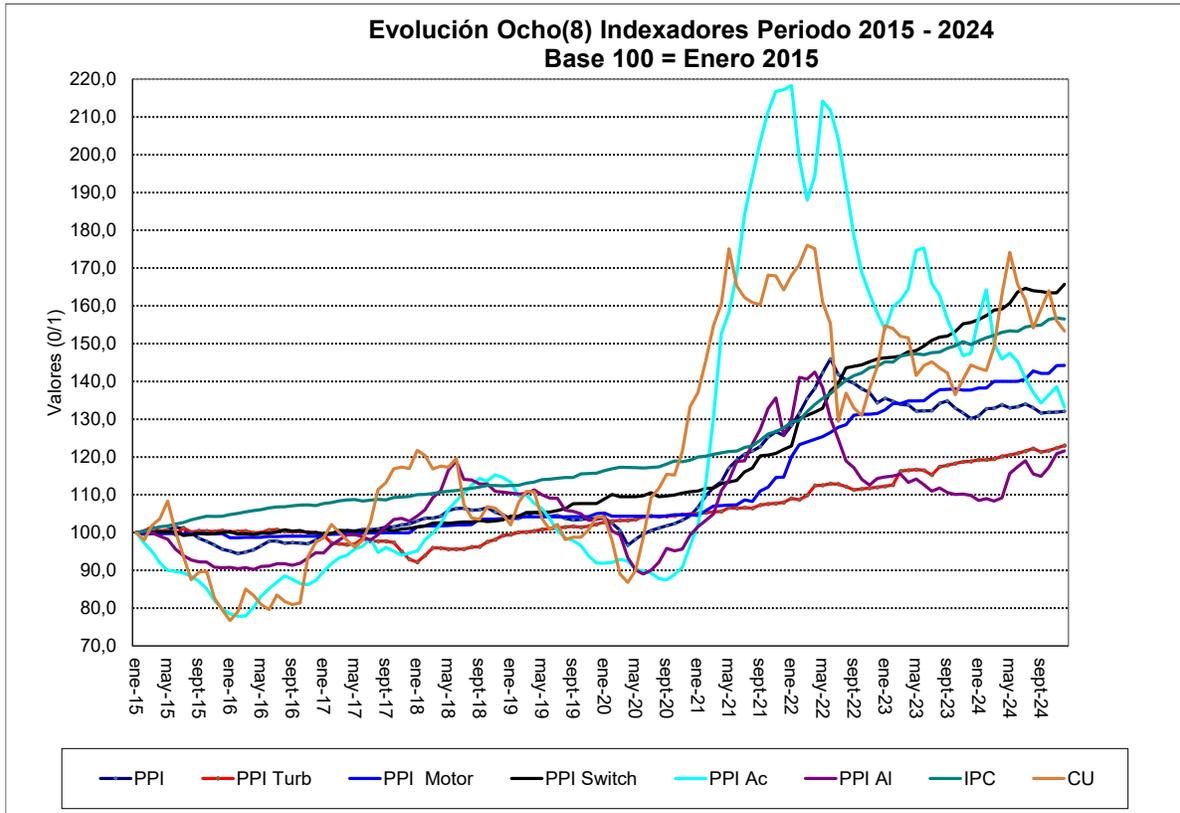


Figura 1: Evolución de Indexadores utilizado en el análisis período enero 2015 – diciembre 2024 (p.u., base Enero 2015) – Tecnología Turbinas a Gas y Grupo Motor-Generador

Se destaca que la selección de los indexadores para la tecnología del tipo turbina a gas y grupo motor - generador es independiente del tamaño de la unidad de punta y su ubicación.

Lo anterior, dado que la selección de los indexadores se define para representar las componentes o partidas de costo, las cuales no varían con el tamaño y ubicación.

4.1.2 Selección de indexadores para la tecnología del tipo Sistema híbrido Central solar fotovoltaica más Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)

En base a los criterios descritos en la sección 4.1 anterior, se han seleccionado siete (7) indexadores representativos que impactan directamente en las partidas de costos que forman parte del costo de inversión de un sistema híbrido compuesto por una unidad generadora (unidad de punta) del tipo central solar fotovoltaico con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS), según se detalla a continuación:

- PPI : Producer Price Index All Commodities
Serie WPU00000000
- PPI Switchgear : Switchgear & switchboard apparatus mfg
Serie PCU335313335313
- PPI Acero : Iron and steel mills
Serie PCU331110331110
- PPI Aluminio : Aluminum sheet, plate & foil mfg
Serie PCU331315331315
- pvXchange : Índice de precios para paneles solares
- IPC : Índice de Precios al Consumidor
- Cobre (Cu) : Precio referencia del Cobre
- NREL Battery : Índice de costos de baterías

Los cuatro (4) primeros índices están disponibles en el sitio <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, correspondiente a Bureau of Labor Statistics (BLS) dependiente del U.S. Department of Labor, del gobierno de Estados Unidos de Norteamérica.

Para los paneles solares se utilizará el índice de precios denominado pvXchange disponible en el link (<https://www.pvxchange.com/en/news/price-index>). Esta publicación entrega un índice de precios actualizado que refleja la evolución de los precios de los módulos solares de todas las regiones de origen importantes. Esta información está disponible sólo desde el mes de noviembre de 2016 a la fecha.

Respecto de la utilización de un índice de precios para los sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS), en lo referido de forma particular a las baterías, existe un índice de carbonato de litio metálico para baterías correspondiente al Mercado de Metales de Shanghai⁶, el cual sin embargo solo es posible obtener mediante una suscripción⁷ pagada.

Adicionalmente, la National Renewable Energy Laboratory (NREL) ha publicado durante el año 2023 el documento denominado “Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage” el cual está disponible en el link siguiente: <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/85332.pdf>. Esta

⁶ <https://www.metal.com/Lithium/202304250002>

⁷ <https://www.metal.com/es/membership>

publicación permite disponer de un índice mediante valores de reducción de costos normalizados de sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías y de información de costos para distintos escenarios.

Luego, a falta de un índice adecuado, es posible utilizar la información contenida en la publicación indicada para actualizar el costo de sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS). Se ha considerado la reducción de costo normalizado de dicha por lo que se utilizara el parámetro Normalized Cost Reduction Mid, considerando como base el año 2023 del estudio indicado (versión 2023). Se utilizará como nombre del índice el de “NREL Battery”. Adicionalmente, para efectos de mostrar valores de años anteriores, se ha empalmado la última versión de dicha publicación con las anteriores (Años 2019 y 2021). La periodicidad de esta publicación es cada dos años.

El Índice de Precios al Consumidor está disponible en forma libre a través del Instituto Nacional de Estadísticas (www.ine.cl), INE, en específico en el siguiente enlace: <https://www.ine.cl/estadisticas/economia/indices-de-precio-e-inflacion/indice-de-precios-al-consumidor>.

El precio de referencia del cobre es obtenido desde el sitio web de la Comisión Chilena del Cobre (www.cochilco.cl), COCHILCO.

Por su parte, para los componentes de costo de desarrollo de la subestación eléctrica y línea de transmisión de la unidad de punta de tecnología del tipo solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías, se utilizarán solo los índices referidos al PPI e IPC.

En la Figura 2 se muestra un gráfico con los siete Indexadores propuestos, para los últimos 120 meses, tomando como base para cada uno de ellos el valor del índice al mes de Enero de 20158 (equivalente al 100 %). El detalle de los valores utilizados de cada índice para la elaboración de la Figura 2 se puede encontrar en Anexo 1.

Para el caso del pvXchange solo se dispone la información de los últimos 86 meses tomando como base el mes de Noviembre de 2016 (equivalente a 100%).

⁸ A excepción del pvXchange que se encuentra disponible desde noviembre de 2016

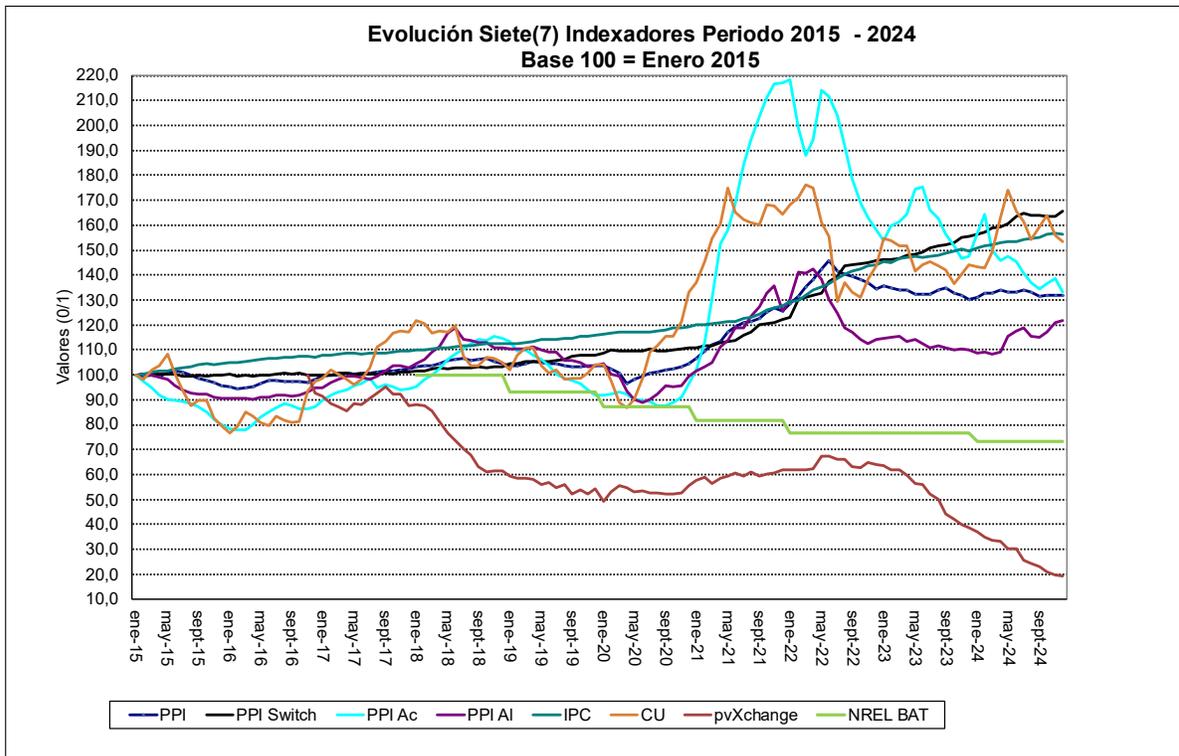


Figura 2 Evolución de Indexadores utilizado en el análisis período enero 2015 – diciembre 2024 (p.u., base Enero 2015) – Sistema híbrido central solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)

Se han obtenido los valores del índice pvXchange desde Noviembre de 2016 a diciembre 2024 desde la página web antes indicada. Para la obtención del índice para meses anteriores al mes en curso se ha revisado las notas de mercado publicadas para cada mes disponibles mediante el link (<https://www.pvxchange.com/en/news/market-analysis>). En dicho link se debe revisar la nota de mercado asociada a cada mes. Cabe considerar que se han utilizado los módulos o paneles solares del tipo “high efficiency” para efectos de la selección del índice, en atención a que según la definición estos son típicamente utilizados en proyectos fotovoltaicos a escala de red como los considerados para la unidad de punta en estudio.

Además, dado que el valor del pvXchange está en €/Wp, para efectos de expresarlo en US\$/Wp se ha considerado el tipo de cambio promedio entre dólar y euro del mes correspondiente. La información de tipo de cambio se ha obtenido según publicación disponible en la página Web del Banco Central de Chile⁹.

Se destaca que la selección de los indexadores para la tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) es independiente del tamaño de la unidad y su ubicación.

9

https://si3.bcentral.cl/Siete/ES/Siete/Cuadro/CAP_TIPO_CAMBIO/MN_TIPO_CAMBIO4/DOLAR_OBS_A_DO?cbFechaDiaria=2025&cbFrecuencia=MONTHLY&cbCalculo=NONE&cbFechaBase=

Lo anterior, dado que la selección de los indexadores se define para representar las componentes o partidas de costo, las cuales no varían con el tamaño y ubicación

4.1.3 Selección de indexadores para la tecnología del tipo Sistema híbrido Parque eólico más Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)

En base a los criterios descritos en la sección 4.1 anterior, se han seleccionado ocho (8) indexadores representativos que impactan directamente en las partidas de costos que forman parte del costo de inversión de un sistema híbrido compuesto por una unidad generadora (unidad de punta) del tipo parque eólico con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS), según se detalla a continuación:

- PPI : Producer Price Index All Commodities
Serie WPU00000000
- PPI Switchgear : Switchgear & switchboard apparatus mfg
Serie PCU335313335313
- PPI Acero : Iron and steel mills
Serie PCU331110331110
- PPI Aluminio : Aluminum sheet, plate & foil mfg
Serie PCU331315331315
- IPC : Índice de Precios al Consumidor
- Cobre (Cu) : Precio referencia del Cobre
- NREL Battery : Índice de costos de baterías
- IRENA Eólico : Índice de costos de turbinas eólicas

Los cuatro (4) primeros índices están disponibles en el sitio <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, correspondiente a Bureau of Labor Statistics (BLS) dependiente del U.S. Department of Labor, del gobierno de Estados Unidos de Norteamérica.

El Índice de Precios al Consumidor está disponible en forma libre a través del Instituto Nacional de Estadísticas (www.ine.cl), INE, en específico en el siguiente enlace: <https://www.ine.cl/estadisticas/economia/indices-de-precio-e-inflacion/indice-de-precios-al-consumidor>

El precio de referencia del cobre es obtenido desde el sitio web de la Comisión Chilena del Cobre (www.cochilco.cl), COCHILCO.

Por su parte, para los componentes de costo de desarrollo de la subestación eléctrica y línea de transmisión de la unidad de punta de tecnología del tipo parque eólico con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías, se utilizarán solo los índices referidos al PPI e IPC.

En la Figura 3 se muestra un gráfico con los ocho Indexadores propuestos, para los últimos 120 meses, tomando como base para cada uno de ellos el valor del índice al mes de Enero de 2015 (equivalente al 100 %). El detalle de los valores utilizados de cada índice para la elaboración de la Figura 3 se puede encontrar en Anexo 1.

Se destaca la inexistencia de un(os) índice(s) que cumpla(n) los requisitos de las bases técnicas directamente asociados al costo o precio de un aerogenerador onshore o turbina eólica.

Por lo anterior, y dado la relevancia de la turbina eólica (aerogenerador) en la estructura de costos, para efectos de actualizar la componente asociada al aerogenerador de una parque eólico con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS), se ha optado por actualizar el costo de la turbina eólica (aerogenerador) en base a la información de precio unitarios contenidos en la publicación de la International Renewable Energy Agency “IRENA” denominada “Renewable Power Generation Costs in yyyy”, donde “yyyy” corresponde a un año en específico, la cual se publica con frecuencia anual. El detalle de cómo obtener la información se describe en la sección 7.4. Para estos efectos se han utilizado los precios de aerogeneradores onshore promedio de un año del fabricante Vestas contenida en la edición del año 2024. Dicho índice de costos se ha denominado “IRENA Eólico”. La periodicidad de esta publicación es anual

Respecto de la utilización de un índice de precios para los sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías, dado que esta tecnología es bastante nueva en el mercado, no hay información histórica disponible que permita disponer de una serie de datos.

Sin embargo, la National Renewable Energy laboratory (NREL) ha publicado durante el año 2023 un documento denominado “Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage” el cual está disponible en el link siguiente: <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/85332>. Esta publicación permite disponer de un índice mediante valores de reducción de costos normalizados de sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías y de información de costos para distintos escenarios.

Luego, a falta de un índice adecuado, es posible utilizar la información contenida en la publicación indicada para actualizar el costo de sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS). Se ha considerado la reducción de costo normalizado de dicha por lo que se utilizara el parámetro Normalized Cost Reduction Mid, considerando como base el año 2023 del estudio indicado (versión 2023). Se utilizará como nombre del índice el de “NREL Battery”. Adicionalmente, para efectos de mostrar valores de años anteriores, se ha empalmado la última versión de dicha publicación con las anteriores (Años 2019 y 2021) La periodicidad de esta publicación es bienal (cada dos años).

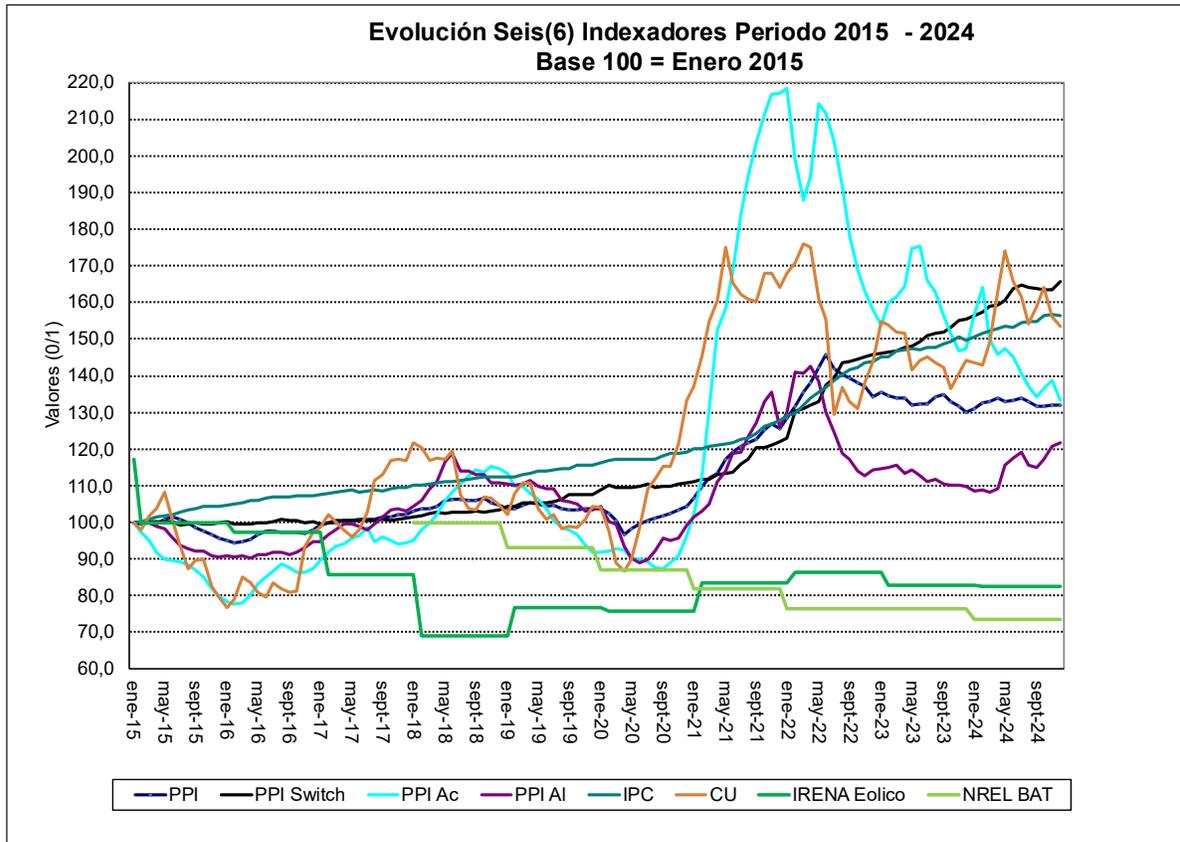


Figura 3 Evolución de Indexadores utilizado en el análisis período enero 2015 – diciembre 2024 (p.u., base Enero 2015) – Sistema híbrido Parque Eólico con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)

Se destaca que la selección de los indexadores para la tecnología del tipo aerogenerador (parque eólico) con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) es independiente del tamaño de la unidad y su ubicación.

4.1.4 Análisis comparativo de potenciales indexadores

A modo de ejemplo para mostrar la metodología aplicada en la selección de los respectivos indexadores de las distintas tecnologías utilizadas para la determinación del Precio Básico de Potencia de la Unidad de Punta, se realiza un ejercicio y aplicación de la metodología correspondiente a la tecnología del tipo Turbina a Gas en ciclo simple o abierto.

En primer lugar, se realiza la asignación de los indexadores propuestos para cada una de las partidas de costos de la central o unidad generadora, subestación eléctrica y línea de transmisión de acuerdo con la experiencia y conocimiento del Consultor. El primer indexador utilizado corresponde al PPI Turbines (PPI Turb) obtenido del U.S. Bureau Of Labor Statistics correspondiente a la Oficina de Estadísticas Laborales de U.S.A. el cual representa la variación del costo de turbinas a gas en ciclo simple o abierto en el mercado americano. Asimismo, se utiliza el indexador PPI. (Producer Price Index) Este indexador representa la variación mide la variación media en el tiempo de los precios de venta percibidos por los productores nacionales (U.S.A.) de bienes y servicios. Este indexador se utiliza en todas aquellas partidas de costos cuyo origen sea la moneda Dólar, normalmente asociadas a las partidas de costos de componente internacional.

Por último se utiliza el indexador IPC (Índice de Precios al Consumidor) el cual corresponde a un índice económico en el que se valoran los precios de un determinado conjunto de bienes y servicios para las partidas de costos principalmente en moneda nacional (pesos). En la Tabla 8 siguiente se muestra la asignación de los indexadores propuestos para cada una de las partidas de costos antes señaladas.

Una vez asignados los indexadores propuestos para cada una de las partidas de costos se realiza la agregación de valores para cada uno de los indexadores con lo cual se determina el peso de cada indexador en el valor total del costo de inversión.

Asignacion Indexadores - 3 Indicadores		Indexadores Partidas de Costos Moneda Extranjera	Indexadores Partidas de Costos Moneda Nacional
1.0	CENTRAL GENERADORA		
1.1.	SUMINISTRO DE EQUIPOS		
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION		
	Turbina a gas y Generador	PPI Turb	
	Equipos de monitoreo de emisiones de contaminantes SO2, Nox, MP (CEMS: Continuous emission monitoring system)		PPI
	SUBTOTAL SUMINISTRO EQUIPAMIENTO GENERACION		
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO		
	Estanque (680 m ³)		PPI
	Instrumentación		PPI
	Válvulas		PPI
	Bombas de Impulsión		PPI
	Bombas de recepción		PPI
	SUBTOTAL SUMINISTRO EQUIPOS PETROLEO		
1.1.3	SUMINISTRO DE GAS		
1.1.3.1	Gasoducto		
	Tuberías	PPI	
	Estaciones de Válvulas y Compresor	PPI	
	Instrumentación	PPI	
	SUBTOTAL SUMINISTRO EQUIPOS GAS		
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA		
	Planta de Agua desmineralizada		PPI
	Estanque Agua Cruda		PPI
	Bombas impulsión agua cruda		PPI
	Estanque Agua Desmineralizada		PPI
	Bombas impulsión agua desmineralizada		PPI
	Sistema Contra incendio		PPI
	Instrumentación		PPI
	Válvulas		PPI
	SUBTOTAL SUMINISTRO EQUIPOS AGUA		
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO		
	Compresores	PPI	
	Acumulador		PPI
	Instrumentación		PPI
	Válvulas		PPI
	SUBTOTAL SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO		

Asignacion Indexadores - 3 Indicadores		Indexadores Partidas de Costos Moneda Extranjera	Indexadores Partidas de Costos Moneda Nacional
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES		
	Ducto de Barras	PPI	
	Transformadores SS/AA		PPI
	Interruptor de Generador	PPI	
	Celdas Distribucion MT		PPI
	Celdas Distribucion BT y CCM		PPI
	Sistema Corriente Continua		PPI
	Generador de Emergencia		PPI
	Cables de Fuerza, Control e Instrumentación		IPC
	Sistema de Control	PPI	
	SUBTOTAL SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES		
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE		
1.2.1	INFRAESTRUCTURA CENTRAL		
	Terreno (Ejemplo: 82mt*160 mt)		IPC
	Serdumbre Gasoducto		IPC
	SUBTOTAL INFRAESTRUCTURA		
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE		
	Instalaciones De Faena		IPC
	Plataforma, Caminos y Urbanización		IPC
	Turbogenerador Y Equipos Principales		IPC
	Sistema De Agua De Circulación		IPC
	Sistema De Combustible		IPC
	Sala Eléctrica		IPC
	Sistema De Combate De Incendios		IPC
	Instrumentación E Instalaciones Eléctricas		IPC
	Chimenea		IPC
	Estación Medición Y Regulación		IPC
	Planta Tratamiento De Agua Desmineralizada		IPC
	Suministro De Agua		IPC
	Otras Instalaciones		IPC
	Montaje Gasoducto		IPC
	SUBTOTAL CONSTRUCCION Y MONTAJE		
1.3	INGENIERIA		
	Diseños de Ingeniería Central		IPC
	SUBTOTAL INGENIERIA CENTRAL		
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL		
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL		
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL		

Asignación Indexadores - 3 Indicadores		Indexadores Partidas de Costos Moneda Extranjera	Indexadores Partidas de Costos Moneda Nacional	Asignación Indexadores - 3 Indicadores		Indexadores Partidas de Costos Moneda Extranjera	Indexadores Partidas de Costos Moneda Nacional
2	SUB-ESTACIONES			3	LINEA AEREA 220 kV		
2.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV			3.1	SUMINISTRO		
	Equipamiento Principal	PPI			Estructuras de Suspension	PPI	
	Conductores, Aisladores, Ferrería y accesorios	PPI			Estructuras de Anclaje	PPI	
	Malla de Tierra		IPC		Conductores de Fase	PPI	
	Paneles	PPI	IPC		Cable de Guardia OPGW	PPI	
	Otros		IPC		Cadenas de Suspension	PPI	
	Alumbrado de patio		IPC		Cadenas de Anclaje	PPI	
	Conductores de Fuerza y Alumbrado		IPC		Aisladores	PPI	
	Sistema de Comunicaciones	PPI			Cadenas Suspension y Anclaje Cable OPGW	PPI	
	Estructuras	PPI			Accesorios Conductor de Fase	PPI	
	Transformador de poder 13,8/220 kV	PPI			Accesorios Cable de Guardia	PPI	
					Puesta a Tierra		IPC
					Accesorios Torre		IPC
	SUBTOTAL SUBESTACION DE SALIDA				SUBTOTAL SUMINISTRO		
2.2	EQUIPAMIENTOSUBESTACION ENLACE			3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION		
	Equipamiento Principal	PPI	IPC	3.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA		
	Conductores, Aisladores, Ferrería y accesorios	PPI	IPC		Instalaciones de faena		IPC
	Malla de Tierra	PPI	IPC		Caminos de Acceso		IPC
	Paneles	PPI	IPC		Serdumbre		IPC
	Otros	PPI	IPC		Roce y Despeje Franja		IPC
	Alumbrado de patio	PPI	IPC		Replanteo		IPC
	Conductores de Fuerza y Alumbrado	PPI	IPC		Estudio Suelo		IPC
	Sistema de Comunicaciones	PPI	IPC		SUBTOTAL INFRAESTRUCTURA LINEA DE TRANSMISION		
	Estructuras	PPI	IPC	3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION		
					Montaje Estructuras		IPC
	SUBTOTAL SUBESTACION				Montaje Conductor de fase		IPC
2.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE				Montaje Cable de Guardia		IPC
2.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE				Montaje Aislacion y Ferrería Torre Suspension		IPC
	Terreno SSEE (23*25 m2)		IPC		Montaje Aislacion y Ferrería Torre Anclaje		IPC
	Instalaciones de faena		IPC		Montaje Cadenas y Ferrería OPGW		IPC
	Caminos, urbanización y cierros		IPC		Excavación		IPC
	Movimientos de Tierra masivos		IPC		Hormigon H25		IPC
	Alumbrado Exterior		IPC		Hormigon H10		IPC
	SUBTOTAL INFRAESTRUCTURA SSEE				Relleno Compactado		IPC
2.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE				Moldaje		IPC
	Montaje Equipos Principales		IPC		Armadura		IPC
	Montaje Estructuras		IPC		Puesta tierra		IPC
	Montaje Conductor, Aisladores y Conexionado Primario		IPC		Terminaciones		IPC
	Fundaciones		IPC		Servicios de Ingeniería asociados a la construcción		IPC
	Canalizaciones		IPC		Servicios de carga, transporte y descarga		IPC
	Montaje Cables de Fuerza y Control		IPC		SUBTOTAL CONSTRUCCION Y MONTAJE		
	Montaje Paneles		IPC	3.3	INGENIERIA		
	Montaje		IPC		Diseños de Ingeniería Línea de Transmisión		IPC
	Montaje malla de puesta a Tierra		IPC		SUBTOTAL INGENIERIA LINEA DE TRANSMISION		
	Servicios de Ingeniería asociados a la construcción		IPC		SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION		
	Servicios de carga, transporte y descarga		IPC	4.0	GASTOS GENERALES PROPIETARIO		
	SUBTOTAL CONSTRUCCION Y MONTAJE				Servicios de ingeniería, estudios y administración del proyecto		IPC
2.4	INGENIERIA				Gestión EIA		IPC
	Diseños de Ingeniería Subestaciones		IPC		Costos de terrenos, permisos y concesiones		IPC
	SUBTOTAL INGENIERIA SUBESTACIONES				Compensaciones a la comunidad		IPC
					Gastos de puesta en marcha		IPC
	SUBTOTAL SUBESTACIONES				Varios		IPC
					Contingencias		IPC

Tabla 8: Asignación de indexadores propuestos a las partidas de costos de central o unidad generadora – subestación eléctrica y línea de transmisión de la unidad de punta

Se realiza un análisis comparativo de los diferentes indexadores que están asociados a cada una de las partidas de costos de la tecnología del tipo Turbinas a Gas, presentadas de tal manera que se permita determinar el peso específico de cada uno de ellos. Para este ejemplo y análisis se han elegido unidades generadoras (unidad de punta) de tamaño 120 MW en dos ubicaciones, lo cual permite observar la diferencia para el caso de suministro de combustible mediante gas natural a través de un gasoducto y el caso de suministro de combustible mediante petróleo diésel (estanque de combustible). Se estudian dos (2) casos representativos:

Caso 1:

- Unidad de Punta del tipo Turbina a Gas 120 MW – 220 kV en Subestación Parinas

El resumen del peso de cada indexador en las partidas de costo de este caso particular se muestra en la Tabla 9 siguiente:

Costos de inversión siete (7) Indexadores TG CA - Parinas 120 MW (US\$)

	PPI Turb	PPI Ac	PPI	PPI Sw	PPI Al	CU	IPC	Total
Central Diesel	43.946.003	477.850	2.058.136	4.572.408	69.517	698.247	20.730.276	72.552.436
Central GN	43.471.602	8.299.239	1.322.680	4.572.408	69.517	698.247	20.887.565	79.321.256
Central Dual	43.946.003	8.561.647	2.194.892	4.572.408	69.517	698.247	22.433.063	82.475.776
Central Diesel	60,57%	0,66%	2,84%	6,30%	0,10%	0,96%	28,57%	100,00%
Central GN	54,80%	10,46%	1,67%	5,76%	0,09%	0,88%	26,33%	100,00%
Central Dual	53,28%	10,38%	2,66%	5,54%	0,08%	0,85%	27,20%	100,00%

Tabla 9– Peso y Coeficientes de peso de 7 Indexadores - Caso 1

Se puede observar que para el caso de la Central en bases a Gas Natural los indexadores de mayor peso son el PPI Turbina, IPC y PPI Switchgear. En los dos casos donde se incorpora como suministro de combustible el gas natural (Central Gas y Central Dual), el PPI Ac aumenta significativamente su participación debido a la incorporación del gasoducto.

El indexador PPI Turbina sobrepasa el 50% de peso para los tres tipos de combustible (diésel, gas natural y dual) de la Central. Se mantiene el IPC pero aparece el PPI Acero (Gas Natural y Dual) y PPI Switchgear (Diésel) como tercer y cuarto indexador representativo.

Caso 2:

- Unidad de Punta del tipo Turbinas Gas 120 MW – 220 kV en Subestación Entre Ríos (suministro de combustible mediante petróleo diésel)

El resumen del peso de cada indexador en la partida de costo de este caso particular se muestra en la Tabla 10 siguiente:

Costos de inversión siete (7) Indexadores TG CA - Entre Ríos 120 MW (US\$)

	PPI Turb	PPI Ac	PPI	PPI Sw	PPI Al	CU	IPC	Total
Central Diesel	43.946.003	482.654	2.058.291	4.305.981	66.683	668.891	19.125.038	70.653.539
Central GN	43.471.602	2.161.466	1.322.834	4.305.981	66.683	668.891	18.577.807	70.575.264
Central Dual	43.946.003	2.423.874	2.195.047	4.305.981	66.683	668.891	19.975.265	73.581.742

Central Diesel	62,20%	0,68%	2,91%	6,09%	0,09%	0,95%	27,07%	100,00%
Central GN	61,60%	3,06%	1,87%	6,10%	0,09%	0,95%	26,32%	100,00%
Central Dual	59,72%	3,29%	2,98%	5,85%	0,09%	0,91%	27,15%	100,00%

Costos de inversión siete (7) Indexadores TG CA - Diesel (US\$)

	PPI Turb	PPI Ac	PPI	PPI Sw	PPI Al	CU	IPC	Total
Central Diesel	43.946.003	477.850	2.058.136	4.572.408	69.517	698.247	20.730.276	72.552.436
Central GN	43.471.602	8.299.239	1.322.680	4.572.408	69.517	698.247	20.887.565	79.321.256
Central Dual	43.946.003	8.561.647	2.194.892	4.572.408	69.517	698.247	22.433.063	82.475.776

Central Diesel	60,57%	0,66%	2,84%	6,30%	0,10%	0,96%	28,57%	100,00%
Central GN	54,80%	10,46%	1,67%	5,76%	0,09%	0,88%	26,33%	100,00%
Central Dual	53,28%	10,38%	2,66%	5,54%	0,08%	0,85%	27,20%	100,00%

Tabla 10– Peso y Coeficientes de peso de 7 Indexadores - Caso 2

En este caso el indexador PPI Turbina sobrepasa el 50% de peso para los tres tipos de combustible (diésel, gas natural y dual) de Central. Se mantiene el IPC pero aparece el PPI Switchgear (Diésel) y PPI Acero (Gas Natural y Dual) como tercer y cuarto indexador representativo.

En este caso se destaca que la participación de PPI Acero (Gas Natural y Dual) es más limitada y llega solo en torno al 3%. Esto se debe a la diferencia en longitud de gasoductos. En el caso 1 el gasoducto considerado de 58,3 km y en el caso 2 el gasoducto es de 14 km.

La planilla con los cálculos de precio de potencia y la asignación de indexadoras para el caso de 7 índices se adjunta en el Anexo 4.

De lo anterior es posible ver que según la ubicación y tecnología (Diésel, Gas Natural o Dual) existen variaciones importantes en los pesos de los indexadores, razón que hace necesario analizar los pesos resultantes en todas las ubicaciones, para las tres variantes (Diésel, Gas Natural o Dual) y para los tres tamaños en estudio (70 MW, 120 MW y 150 MW), con el fin de obtener una única fórmula de indexación representativa para todos los casos.

Para realizar lo anterior, se procedió a calcular los pesos para el caso en el cual se tiene un mayor número de indexadores (siete) utilizables.

Para la selección de los indexadores más representativos dentro de la fórmula de indexación del costo de desarrollo para cada caso, se definió un valor mínimo el cual cada coeficiente (peso del indexador en el costo inversión total de la Unidad de Punta) debe superar, para ser considerado como representativo para el caso en el cual se tiene un mayor número de indexadores (siete) a poder ser utilizados.

El valor mínimo (umbral) fue definido en un 10 %. Se definió este valor en función de la experiencia del consultor, los pesos observados para cada indexador en el ejemplo antes

desarrollado y considerando que indexadores con pesos inferiores a este valor tienen poca o nula incidencia en el valor final obtenido al aplicar la actualización, por lo cual no aportan a representar adecuadamente la evolución temporal del costo de inversión. Se destaca que en el ejemplo el índice asociado al equipamiento principal, al equipamiento general importado (PPI) y a los costos nacionales representan entre un 85% a 95% del total del costo de inversión. El cobre tiene un peso bajo el 1% y los otros indexadores asociados a elementos específicos importados tienen pesos bajo el umbral antes indicado, por lo que se concluye que es aconsejable agrupar toda la componente internacional en un solo indicador, como el PPI.

En el caso del PPI Acero, solo en el caso específico de la subestación parinas se tiene un peso asociado al indexador superior al 10%. En el caso 2 el peso solo tiene un valor en torno al 3%. Recordar que en el caso 1 el gasoducto considerado es de 58,3 km y en el caso 2 es de 14 km. Además, solo hay 8 ubicaciones con gasoducto, donde la longitud promedio es de 15,3 km y la longitud mediana es de 6,2 km.

Por lo anterior, en los casos que se tiene suministro con GN, el caso 1 corresponde a un extremo, y no al caso representativo. Por lo anterior, también se descarta el uso del PPI Acero,

Lo anterior se hace con el objeto de no agregar indexadores que aumenten la complejidad de la fórmula de indexación con indexadores cuya variación incide muy poco en el valor final obtenido, y así mantener acotada la cantidad de indexadores a un conjunto entre dos (2) a cuatro (4) indexadores.

Para validar lo anterior se realizó un ejercicio de indexación tanto considerando 7 indexadores como 3 indexadores. Se indexó los valores base a septiembre 2024 y los resultados se muestran en los siguientes cuadros.

Ubicación	PARINAS	ENTRE RIOS	PARINAS	ENTRE RIOS
Combustible	G.N.	G.N.	Diesel	Diesel
CTG[US\$/kW]	789,84	545,40	740,98	564,76
CSE[US\$/kW]	65,87	47,99	68,15	49,64
CLT[US\$/kW]	8,83	7,10	9,14	7,35
Cfijo[US\$/kW]	0,97	0,62	1,01	0,66
Pbpot[US\$/kW/mes]	9,82	6,76	9,39	7,01

Tabla 11– Indexación Precio de Potencia Sept 24 – 3 Indexadores

Ubicación	PARINAS	ENTRE RIOS	PARINAS	ENTRE RIOS
Combustible	G.N.	G.N.	Diesel	Diesel
CTG[US\$/kW]	784,91	545,01	741,78	565,34
CSE[US\$/kW]	67,82	49,43	70,17	51,13
CLT[US\$/kW]	8,76	7,04	9,06	7,28
Cfijo[US\$/kW]	0,97	0,62	1,01	0,66
Pbpot[US\$/kW/mes]	9,79	6,77	9,41	7,03

Tabla 12– Indexación Precio de Potencia Sept 24 – 3 Indexadores

Ubicación	PARINAS	ENTRE RIOS	PARINAS	ENTRE RIOS
Combustible	G.N.	G.N.	Diesel	Diesel
CTG[US\$/kW]	-0,62%	-0,07%	0,11%	0,10%
CSE[US\$/kW]	2,96%	3,00%	2,96%	3,00%
CLT[US\$/kW]	-0,84%	-0,85%	-0,84%	-0,85%
Cfijo[US\$/kW]	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Pbpot[US\$/kW/mes]	-0,33%	0,13%	0,28%	0,28%

Tabla 13– Diferencia Porcentual Caso 3 Indexadores vs Caso 7 Indexadores

De lo anterior se ve que la variación en el precio de potencia al usar 7 o 3 indexadores para los casos presentados no es significativa, siendo inferior al 0,33 % .

A nivel de componente se aprecia algo similar, donde las diferencias siguen siendo no significativa. Naturalmente a nivel de la central son menores las diferencias por estar representadas en todos los casos por el PPI Turb la componente de mayor peso, pero variaciones levemente mayores a nivel de las componentes de transmisión (línea y subestación.) donde en el caso de 3 índices no se usan indicadores específicos para estas componentes.

Por lo anterior, se concluye dada la distribución y peso específico de cada indexador, en todas las subestaciones analizadas y tamaños (70 MW, 120 MW y 150 MW) de la Unidad de Punta del tipo Turbinas gas se utilizarán los tres (3) principales indexadores que tienen el mayor peso específico para la elaboración del polinomio de indexación. Los tres indexadores son seleccionados directamente por su peso específico, corresponden a: PPI Turbina, PPI e IPC.

Luego en función del anterior ejemplo para la Unidad de Punta del tipo Turbinas a Gas y la experiencia del Consultor se puede concluir que en general la fórmula de indexación para tecnologías de generación donde el equipamiento principal es una parte relevante del costo de inversión, como todas las tecnologías en estudio, la indexación considerara un índice asociado al equipamiento principal, junto con un indicador para equipamientos varios de origen internacional, el cual en este caso corresponde al PPI y un índice para representar las componentes de costo nacional, que en este caso corresponde al IPC. Esta estructura es de amplio uso y permite una adecuada representación de la evolución temporal del costo de inversión de una unidad generadora, pero a la vez mantiene la simplicidad de la fórmula de indexación.

De esta manera, en las Tabla 14 y Tabla 15 se muestra el peso y coeficiente de peso de los 3 Indexadores seleccionados, para los dos casos analizados:

Costos de inversión tres(3) Indexadores TG CA -Parinas 120 MW (US\$)

	PPI Turb	PPI	IPC	Total
Central Diesel	43.946.003	7.608.892	20.997.541	72.552.436
Central GN	43.471.602	14.694.824	21.154.830	79.321.256
Central Dual	43.946.003	15.829.445	22.700.328	82.475.776

Central Diesel	60,57%	10,49%	28,94%	100,00%
Central GN	54,80%	18,53%	26,67%	100,00%
Central Dual	53,28%	19,19%	27,52%	100,00%

Tabla 14– Peso y Coeficientes de peso para tres (3) Indexadores - Caso 1

Costos de inversión Tres(3) Indexadores TG CA -Entre Rios 120 MW (US\$)

	PPI Turb	PPI	IPC	Total
Central Diesel	43.946.003	7.315.656	19.391.881	70.653.539
Central GN	43.471.602	8.259.011	18.844.650	70.575.264
Central Dual	43.946.003	9.393.632	20.242.107	73.581.742

Central Diesel	62,20%	10,35%	27,45%	100,00%
Central GN	61,60%	11,70%	26,70%	100,00%
Central Dual	59,72%	12,77%	27,51%	100,00%

Tabla 15– Peso y Coeficientes de peso para tres (3) Indexadores - Caso 2

Cada una de las partidas de costo de los presupuestos de inversión estará por tanto asociada a uno de los tres (3) indexadores seleccionados.

Respecto a los Costos Fijos de Operación, y debido a que sus principales componentes de costo corresponden a subcontratación de servicios y remuneración de personal, se estima que el indexador que mejor representa las variaciones por este concepto es el IPC.

4.2 Fórmula de indexación del costo de desarrollo de la Unidad de Punta

4.2.1 Selección de indexadores para fórmula de indexación del costo de desarrollo de la Unidad de Punta

Se ha realizado un análisis de los indexadores resultantes a utilizar en la fórmula de indexación del costo de desarrollo, para todas aquellas subestaciones donde es factible técnicamente y con tamaños de la Unidad de Punta (70 MW, 120 MW y 150 MW).

Para la selección de los indexadores más representativos dentro de la fórmula de indexación del costo de desarrollo, se definió un valor mínimo (umbral=10%) de tal forma que cada coeficiente (peso del indexador en el costo inversión de la Unidad de Punta) debe superar dicho umbral, para ser considerado como representativo en el caso en el cual se tiene un número de indexadores (siete) utilizables. Lo anterior fue desarrollado en el punto 4.1.4.

4.2.2 Definición de la fórmula de indexación

Para la definición de la fórmula de indexación del costo de desarrollo de la Unidad de Punta se consideran los indexadores definidos en los puntos anteriores. Adicionalmente, para los componentes de costos de moneda internacional (US\$) se ha considerado corregirlos por la variación del tipo de cambio (dólar). Asimismo, respecto de la tasa arancelaria no se ha considerado su utilización dado que gran parte de los equipos principales, materiales, etc. de procedencia importada son considerados bienes de capital con tasa arancelaria nula, según lo establecido en la Resolución Exenta N° 394 del Ministerio de Hacienda de fecha 06 de noviembre de 2023.

La información del tipo de cambio (dólar observado) corresponde a la publicada por el Banco Central en su base de datos estadística pública (https://si3.bcentral.cl/Siete/ES/Siete/Cuadro/CAP_TIPO_CAMBIO/MN_TIPO_CAMBIO4/DOLAR_OBS_ADO).

El presupuesto final o costos de inversión final de la unidad de punta está dividido en tres (3) componentes principales, donde el primer componente corresponde a la central o unidad generadora, el segundo a la subestación y el tercero a la línea de transmisión. Los Gastos Generales (GG) del proyecto se prorratan entre las tres (3) componentes antes mencionadas.

Se destaca que las componentes de costos están referenciadas a enero de 2024. Los indexadores iniciales corresponden al mes indicado (enero 2024) menos el rezago que corresponde a cada indexador.

Los rezagos se han considerado en atención a la periodicidad de publicación de cada indicador.

En el caso de indicadores obtenidos del *Bureau of Labor Statistics* estos se publican al mes siguiente, típicamente a mediados de mes. Ahora bien, además en este caso se debe considerar que los últimos cuatro meses publicados tienen un carácter de preliminar.

Por lo anterior, considerando que podría requerirse indexar a comienzo de un mes, para poder tener disponible un índice con valor definitivo se deben descartar los cinco valores previos al mes en curso. Adicionalmente se agrega un mes como margen para garantizar disponibilidad, por lo cual se considera un rezago de siete meses para todos los índices obtenidos del *Bureau of Labor Statistics*.

En el caso del indicador PVXchange, este se publica el último día del mes en curso. Ahora bien, para mantener el rezago homogéneo entre tecnologías, es que considera un rezago de siete meses en este caso.

Para índices con información en base anual, se define un rezago de 1 año, para garantizar disponibilidad.

En el caso del IPC, obtenidos del INE estos se publican al mes siguiente, típicamente a principios de mes.

Por lo anterior, considerando que podría requerirse indexar a comienzo de un mes, para poder tener disponible un índice se deben descartar el mes previo al mes en curso. Adicionalmente se agrega un mes como margen para garantizar disponibilidad, por lo cual se considera un rezago de dos meses para el IPC.

Para el caso del precio del dólar, se considera el mismo rezago del IPC con el fin de mantener alineadas las fechas de los indicadores de costos asociados al mercado nacional.

4.2.2.1 Unidad de Punta del tipo Turbina a Gas en el SEN y los Sistemas Medianos | Grupo Motor – Generador en los Sistemas Medianos

Para la componente del costo de desarrollo de la central o unidad generadora (unidad de punta) del tipo Turbina a Gas instaladas en el SEN y SSMM y tecnología del tipo Grupo Motor – Generador en los SSMM se consideran las fórmulas de actualización siguientes:

Tecnología del tipo Turbinas a Gas

$$C_{componente} = C_{componente-0} * \left[\left(Coef_1 * \frac{PPI_{turb_i}}{PPI_{turb_0}} + Coef_2 * \frac{PPI_i}{PPI_0} \right) + Coef_3 * \frac{IPC_i}{IPC_0} * \frac{Dol_0}{Dol_i} \right]$$

Tecnología del tipo Grupo Motor - Generador

$$C_{componente} = C_{componente-0} * \left[\left(Coef_1 * \frac{PPI_{Motor_i}}{PPI_{Motor_0}} + Coef_2 * \frac{PPI_i}{PPI_0} \right) + Coef_3 * \frac{IPC_i}{IPC_0} * \frac{Dol_0}{Dol_i} \right]$$

Donde:

- **$C_{componente}$:** Costo de desarrollo actualizado (US\$) de la componente Central o Unidad Generadora (Unidad de Punta).
- **$C_{componente-0}$:** Costo de desarrollo inicial (US\$) de la componente Central o Unidad Generadora (Unidad de Punta) calculado para enero de 2024
- **Dol_i :** Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente al promedio mensual para dos meses anteriores al cual se aplique la indexación.
- **Dol_0 :** Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central correspondiente a noviembre de 2023 cuyo valor es 886,61.
- **PPI_{turb_i} :** Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg (Serie PCU333611333611) publicados

por el Bureau of Labor Statistics correspondiente al séptimo mes anterior al cual se aplique la fijación.

- **PPI_{turb0} :** Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg (Serie PCU333611333611) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a junio de 2023 cuyo valor es 256,4.
- **$PPIMotor_i$:** Producer Price Index Industry Data: Motor and generator mfg (Serie PCU335312335312) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente al séptimo mes anterior al cual se aplique la fijación.
- **$PPMotor_0$:** Producer Price Index Industry Data: Motor and generator mfg (Serie PCU335312335312) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a junio de 2023 cuyo valor es 279,1.
- **PPI_i :** Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente al séptimo mes anterior al cual se aplique la fijación.
- **PPI_0 :** Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a junio de 2023 cuyo valor es 253,9.
- **IPC_i :** Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para dos meses anteriores al cual se aplique la indexación.
- **IPC_0 :** Índice de precios del consumidor publicados por el INE, al mes de noviembre de 2023 cuyo valor es 101,59.
- **$Coef_n$:** Peso de cada indexador en la componente central o unidad generadora del costo de inversión.

Luego, para los componentes de costo de desarrollo de la subestación eléctrica y línea de transmisión de la unidad de punta del tipo Turbinas a Gas y tipo Grupo Motor – Generador instaladas en SEN y los SSMM se considera la fórmula de actualización siguiente:

$$C_{componente} = C_{componente-0} * \left[\left(Coef_1 * \frac{PPI_i}{PPI_0} \right) + Coef_2 * \frac{IPC_i}{IPC_0} * \frac{Dol_0}{Dol_i} \right]$$

Donde:

- **$C_{componente}$:** Costo de desarrollo actualizado (US\$) del componente Subestación Eléctrica o Línea de Transmisión de la Unidad de Punta.
- **$C_{componente-0}$:** Costo de desarrollo inicial (US\$) del componente Subestación Eléctrica o Línea de Transmisión de la unidad de punta calculado para enero de 2024.

- **Dol_i :** Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente al promedio mensual para dos meses anteriores al cual se aplique la indexación.
- **Dol_0 :** Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente a noviembre de 2023 cuyo valor es 886,61.
- **PPI_i :** Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente al séptimo mes anterior al cual se aplique la fijación.
- **PPI_0 :** Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a junio de 2023 cuyo valor es 253,9.
- **IPC_i :** Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para dos meses anteriores al cual se aplique la indexación.
- **IPC_0 :** Índice de precios del consumidor publicados por el INE, al mes de noviembre de 2023 cuyo valor es 101,59.
- **$Coef_n$:** Peso de cada indexador en la componente subestación eléctrica o línea de transmisión del costo de inversión.

Luego, para los Costos Fijos de Operación de la Unidad de punta del tipo Turbinas a Gas y tipo Grupo Motor - Generador instaladas en SEN y SSMM se considera la fórmula de actualización siguiente:

$$C_{fijo-i} = C_{fijo-0} * \left[\frac{Dol_0}{Dol_i} * \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

Donde:

- **C_{fijo-i} :** Costo fijo de operación y mantenimiento de la Unidad de Punta.
- **C_{fijo-0} :** Costo fijo de operación y mantenimiento de la Unidad de Punta calculado enero de 2024.
- **Dol_i :** Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente al promedio mensual para dos meses anteriores al cual se aplique la indexación.
- **Dol_0 :** Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente a noviembre de 2023 cuyo valor es 886,61.
- **IPC_i :** Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para dos meses anteriores al cual se aplique la indexación.

- ***IPC₀***: Índice de precios del consumidor publicados por el INE, al mes de noviembre de 2023 cuyo valor es 101,59.

4.2.2.2 Unidad de Punta del tipo Sistema Híbrido constituido por un Central Solar Fotovoltaica más Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) en el SEN

Para la componente del costo de desarrollo de la central generadora (unidad de punta) del tipo central solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS), instaladas en el SEN se considera la siguiente fórmula de actualización.

$$C_{componente} = C_{componente-0} * \left[\left(Coef_1 * \frac{NREL\ Battery_i}{NREL\ Battery_0} + Coef_2 * \frac{pvXch_i}{pvXch_0} + Coef_3 * \frac{PPI_i}{PPI_0} \right) + Coef_4 * \frac{IPC_i}{IPC_0} * \frac{Dol_0}{Dol_i} \right]$$

Donde:

- **$C_{componente}$:** Costo de desarrollo actualizado (US\$) de la componente Central o Unidad Generadora (Unidad de Punta).
- **$C_{componente-0}$:** Costo de desarrollo inicial (US\$) de la componente Central o Unidad Generadora (Unidad de Punta) calculado para enero de 2024.
- **Dol_i :** Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente al promedio mensual para dos meses anteriores al cual se aplique la indexación.
- **Dol_0 :** Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente a noviembre de 2023 cuyo valor es 886,61.
- **$NREL\ Battery_i$:** Reducción de costo normalizada de sistema de almacenamiento de energía mediante baterías según publicación NREL “Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage”, correspondiente al año i menos 1.
- **$NREL\ Battery_0$:** Reducción de costo normalizada de sistema de almacenamiento de energía mediante baterías según publicación NREL “Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage”, correspondiente al año 2023 cuyo valor es 0.766.
- **$pvXch_i$:** pvXchange, índice de precios de módulos o paneles solares disponible en el link (<https://www.pvxchange.com/en/news/price-index>), el valor correspondiente será el del séptimo mes anterior al cual se aplique la fijación.
- **$pvXch_0$:** pvXchange índice de precios de módulos o paneles solares disponible en el link (<https://www.pvxchange.com/en/news/price-index>), el valor correspondiente a junio de 2023.

- **PPI_i :** Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente al séptimo mes anterior al cual se aplique la fijación.
- **PPI_0 :** Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a junio de 2023 cuyo valor es 253,9.
- **IPC_i :** Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para dos meses anteriores al cual se aplique la indexación.
- **IPC_0 :** Índice de precios del consumidor publicados por el INE, al mes de noviembre de 2023 cuyo valor es 101,59.
- **$Coef_n$:** Peso de cada indexador en la componente central o unidad generadora del costo de inversión.

Luego, para los componentes de costo de desarrollo de la subestación eléctrica y línea de transmisión de la unidad de punta del tipo del tipo central solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) en el SEN, se considera la fórmula de actualización siguiente:

$$C_{componente} = C_{componente-0} * \left[\left(Coef_1 * \frac{PPI_i}{PPI_0} \right) + Coef_2 * \frac{IPC_i}{IPC_0} * \frac{Dol_0}{Dol_i} \right]$$

Donde:

- **$C_{componente}$:** Costo de desarrollo actualizado (US\$) del componente Subestación Eléctrica o Línea de Transmisión de la Unidad de Punta.
- **$C_{componente-0}$:** Costo de desarrollo inicial (US\$) del componente Subestación Eléctrica o Línea de Transmisión de la unidad de punta calculado para enero de 2024.
- **Dol_i :** Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente al promedio mensual para dos meses anteriores al cual se aplique la indexación.
- **Dol_0 :** Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente a noviembre de 2023 cuyo valor es 886,61.
- **PPI_i :** Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente al septimomes anterior al cual se aplique la fijación.
- **PPI_0 :** Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a junio de 2023 cuyo valor es 253,9.

- IPC_i : Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para dos meses anteriores al cual se aplique la indexación.
- IPC_0 : Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para al mes de noviembre de 2023 cuyo valor es 101,59.
- $Coef_n$: Peso de cada indexador en la componente subestación eléctrica o línea de transmisión del costo de inversión.

Luego, para los Costos Fijos de Operación de la Unidad de punta del tipo central solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) en el SEN, se considera la fórmula de actualización siguiente:

$$C_{fijo-i} = C_{fijo-0} * \left[\frac{Dol_0}{Dol_i} * \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

Donde:

- C_{fijo-i} : Costo fijo de operación y mantenimiento actualizado de la Unidad de Punta
- C_{fijo-0} : Costo fijo de operación y mantenimiento inicial de la Unidad de Punta calculado enero de 2024.
- Dol_i : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente al promedio mensual para dos meses anteriores al cual se aplique la indexación.
- Dol_0 : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente a noviembre de 2023 cuyo valor es 886,61.
- IPC_i : Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para dos meses anteriores al cual se aplique la indexación.
- IPC_0 : Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para al mes de noviembre de 2023 cuyo valor es 101,59.

4.2.2.3 Unidad de Punta del tipo sistema híbrido constituido por el Parque Eólico más un sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) en el SEN

Para la componente del costo de desarrollo de la central o unidad generadora (unidad de punta) del tipo parque eólico con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS), instaladas en el SEN y SSMM, se considera la siguiente fórmula de actualización.

$$C_{componente} = C_{componente-0} * \left[\left(Coef_1 * \frac{NREL\ Battery_i}{NREL\ Battery_0} + Coef_2 * \frac{IRENA\ WTG_i}{IRENA\ WTG_0} + Coef_3 * \frac{PPI_i}{PPI_0} \right) + Coef_4 * \frac{IPC_i}{IPC_0} * \frac{Dol_0}{Dol_i} \right]$$

Donde:

- **$C_{componente}$:** Costo de desarrollo actualizado (US\$) de la componente Central o Unidad Generadora (Unidad de Punta).
- **$C_{componente-0}$:** Costo de desarrollo inicial (US\$) de la componente Central o Unidad Generadora (Unidad de Punta) calculado para enero de 2024.
- **Dol_i :** Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente al promedio mensual para dos meses anteriores al cual se aplique la indexación.
- **Dol_0 :** Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente a noviembre de 2023 cuyo valor es 886,61.
- **$NREL\ Battery_i$:** Reducción de costo normalizada de sistema de almacenamiento de energía mediante baterías según publicación NREL “Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage”, correspondiente al año i menos 1.
- **$NREL\ Battery_0$:** Reducción de costo normalizada estimado de sistema de almacenamiento de energía mediante baterías según publicación NREL “Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage”, correspondiente al año 2023 cuyo valor es 0,766
- **$IRENA\ WTG_i$:** Costo unitario de turbina eólica tipo Vestas indicado en la publicación IRENA “Renewable Power Generation Costs in yyyy”, donde yyyy corresponde al año de publicación, correspondiente al promedio del año i menos 1
- **$IRENA\ WTG_0$:** Costo unitario de turbina eólica tipo Vestas indicado en la publicación IRENA “Renewable Power Generation Costs in yyyy”, donde yyyy corresponde al año de publicación, correspondiente al promedio del 2023 cuyo valor es 1057,51 US\$/kW .

- **PPI_i** : Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente al séptimo mes anterior al cual se aplique la fijación.
- **PPI_0** : Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a junio de 2023 cuyo valor es 253,9.
- **IPC_i** : Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para dos meses anteriores al cual se aplique la indexación.
- **IPC_0** : Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para al mes de noviembre de 2023 cuyo valor es 101,59.
- **$Coef_n$** : Peso de cada indexador en la componente central o unidad generadora del costo de inversión.

Luego, para los componentes de costo de desarrollo de la subestación eléctrica y línea de transmisión de la unidad de punta del tipo parque eólico con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) en el SEN y SSMM se considera la fórmula de actualización siguiente:

$$C_{componente} = C_{componente-0} * \left[\left(Coef_1 * \frac{PPI_i}{PPI_0} \right) + Coef_2 * \frac{IPC_i}{IPC_0} * \frac{Dol_0}{Dol_i} \right]$$

Donde:

- **$C_{componente}$** : Costo de desarrollo actualizado (US\$) del componente Subestación Eléctrica o Línea de Transmisión de la Unidad de Punta
- **$C_{componente-0}$** : Costo de desarrollo inicial (US\$) del componente Subestación Eléctrica o Línea de Transmisión de la unidad de punta calculado para enero de 2024
- **Dol_i** : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, al promedio mensual. para dos meses anteriores al cual se aplique la indexación.
- **Dol_0** : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente a noviembre de 2023 cuyo valor es 886,61.
- **PPI_i** : Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente al séptimo mes anterior al cual se aplique la fijación.
- **PPI_0** : Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a junio de 2023 cuyo valor es 253,9.
- **IPC_i** : Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para dos meses anteriores al cual se aplique la indexación.

- **IPC₀**: Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para al mes de noviembre de 2023 cuyo valor es 101,59.
- **Coef_n**: Peso de cada indexador en la componente subestación eléctrica o línea de transmisión del costo de inversión.

Luego, para los Costos Fijos de Operación de la Unidad de punta del tipo parque eólico con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) en el SEN y SSMM, se considera la fórmula de actualización siguiente:

$$C_{fijo-i} = C_{fijo-0} * \left[\frac{Dol_0}{Dol_i} * \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

Donde:

- **C_{fijo-i}**: Costo fijo de operación y mantenimiento actualizado de la Unidad de Punta
- **C_{fijo-0}**: Costo fijo de operación y mantenimiento inicial de la Unidad de Punta calculado enero de 2024.
- **Dol_i**: Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente al promedio mensual para dos meses anteriores al cual se aplique la indexación.
- **Dol₀**: Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente a noviembre de 2023 cuyo valor es 886,61.
- **IPC_i**: Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para dos meses anteriores al cual se aplique la indexación.
- **IPC₀**: Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para al mes de noviembre de 2023 cuyo valor es 101,59.

4.2.2.4 Coeficientes

Tal como se indicó en la sección 4.1.4, se definió un conjunto de indexadores y luego a cada una de las partidas del costo de inversión de la unidad de punta se ha asignado uno de los Indexadores del conjunto analizado (PPI Turbina, PPI Motor, PPI, IPC, etc.), los cuales, según la experiencia del consultor, reflejarán en mejor forma su comportamiento en el tiempo. Luego, a partir de esta asignación se calculan los pesos relativos para cada componente ($Coef_n$), con lo que queda definida la fórmula de indexación del costo de desarrollo para cada caso estudiado.

Los pesos relativos de cada indexador para las componentes del costo de desarrollo de la Unidad de Punta en las distintas subestaciones del SEN se muestran en la hoja “R A MW_220kV_B”, donde A y B corresponde a la potencia y a la tecnología¹⁰ de la unidad de punta respectivamente, de incluidas en las planillas de cálculo del Anexo 2.

Los pesos relativos de cada indexador para las componentes del costo de desarrollo de la Unidad de Punta en las distintas subestaciones de los SSMM se muestran en la hoja “RESUMEN A MW_D”, donde A y D corresponde a la potencia y a la tecnología¹¹ de la unidad de punta respectivamente, incluidas en las planillas de cálculo del Anexo 2.

¹⁰ PSFV_BESS = Parque Solar Fotovoltaico + BESS, PE_BESS = Parque Eólico + BESS, TG = Turbinas a Gas en ciclo simple o abierto

¹¹ PE_BESS = Parque Eólico + BESS, TG = Turbinas a Gas en ciclo simple o abierto, GMGD = Grupo Motor Generador Diesel, GMGGN = Grupo Motor – Generador Gas Natural

5

**DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN
Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD
DE PUNTA, EN SISTEMAS SEN Y SSMM**

**HERRAMIENTA DE CÁLCULO PARA
DETERMINAR EL COSTO DE DESARROLLO Y
SU ACTUALIZACIÓN**

5 HERRAMIENTA DE CÁLCULO PARA DETERMINAR EL COSTO DE DESARROLLO Y SU ACTUALIZACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA

Las planillas de cálculo mediante las cuales se obtienen los costos de inversión y costo fijos de operación de la Unidad de Punta de las distintas tamaños, localizaciones y tecnologías en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y los Sistemas Medianos (SSMM) se adjuntan como Anexo N° 2.

Adicionalmente, en las mismas planillas de cálculo (formato Excel) se determinan los precios básicos de potencia de punta, mediante las fórmulas o polinomios propuestos en la sección 2 del presente Informe.

El cálculo del precio básico de la potencia de punta en las distintas subestaciones del SEN se encuentra implementado en la hoja “**RESUMEN PB POTENCIA**”, en las planillas de cálculo del Anexo 2.

El cálculo del precio básico de la potencia de punta en las distintas subestaciones de los SSMM se encuentra implementado en la hoja “**RESUMEN PB POTENCIA**”, en las planillas de cálculo del Anexo 2.

Por su parte, los indexadores propuestos y elegidos, y las correspondientes fórmulas de indexación de las componentes de costos principales de las distintas tecnologías para las unidades de punta se muestran en las mismas planillas de cálculo (formato Excel) del Anexo N° 2.

La indexación de las componentes del precio básico de la potencia de punta en las distintas subestaciones del SEN se encuentra implementado en la hoja “**R ACT A MW_220kV_B**”, donde **A** y **B** corresponde a la potencia y a la tecnología de la unidad de punta respectivamente, en las planillas de cálculo del Anexo 2.

La indexación de las componentes de la potencia de punta en las distintas subestaciones de los SSMM se encuentra implementado en la hoja “**RESUMEN ACT A MW_D**”, donde **A** y **D** corresponde a la potencia y a la tecnología de la unidad de punta respectivamente, en las planillas de cálculo del Anexo 2.

Asimismo, los instructivos para la actualización del costo de desarrollo de la Unidad de Punta para las distintas tecnologías estudiadas se adjuntan como documentos Word y PDF, en el Anexo 3.

6

**DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN
Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD
DE PUNTA, EN SISTEMAS SEN Y SSMM**

**HERRAMIENTA DE SEGUIMIENTO DE LOS
COSTOS DE INVERSIÓN DE LAS DIFERENTES
TECNOLOGÍAS ANALIZADAS**

6 HERRAMIENTA DE SEGUIMIENTO DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DISPONIBLES PARA SUMINISTRAR POTENCIA DE PUNTA

6.1 General

El seguimiento de los costos de inversión de las diferentes tecnologías analizadas se realizará utilizando publicaciones internacionales, publicaciones web u otros que permitan seguir la evolución de los montos de inversión y la selección adecuada de tecnologías en el horizonte de tiempo en que se apliquen los resultados del estudio.

Entre las publicaciones internacionales, publicaciones web u otras que pueden ser consultadas, estarían las siguientes:

- National Renewable Energy Laboratory (NREL), Electricity Annual Technology Baseline (ATB) Data Download. La Información de los últimos cuatro (4) años es la siguiente:

Año 2024: <https://atb.nrel.gov/electricity/2024/data>

Año 2023: <https://atb.nrel.gov/electricity/2023/data>

Año 2022: <https://atb.nrel.gov/electricity/2022/data>

Año 2021: <https://atb.nrel.gov/electricity/2021/data>

		LCOE		CAPEX		Capacity Factor		OCC		Fixed O&M		Variable O&M	
		Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
Land-Based Wind	R&D	30	77	1,777	2,490	0.26	0.51	1,577	2,249	30	41		
Offshore Wind	R&D	93	221	4,945	7,060	0.27	0.48	3,538	4,742	85	88		
Commercial DW	R&D	44	311	2,603	6,055	0.14	0.48	2,510	5,838	39	39		
Large DW	R&D	44	151	2,603	3,130	0.14	0.5	2,510	3,017	39	39		
Midsized DW	R&D	44	223	2,603	3,932	0.14	0.46	2,510	3,790	39	39		
Residential DW	R&D	44	318	2,603	8,065	0.14	0.42	2,510	7,775	39	39		
Utility PV	R&D	41	65	1,611	1,611	0.2	0.32	1,435	1,435	22	22		
Commercial PV	R&D	75	118	1,845	1,845	0.12	0.19	1,780	1,780	19	19		
Residential PV	R&D	114	177	2,682	2,682	0.12	0.19	2,682	2,682	30	30		
CSP	R&D	95	125	7,444	7,571	0.51	0.67	6,906	7,025	71	72	3.8	3.8
Geothermal	R&D	70	104	7,011	9,362	0.8	0.9	4,656	6,215	120	159		
Hydropower	R&D	77	425	3,241	21,498	0.33	0.66	3,045	20,043	29	204		
Utility-Scale PV-Plus-Battery	R&D	76	119	2,590	2,590	0.21	0.33	2,380	2,380	55	63		
Utility-Scale Battery Storage	R&D			1,278	4,487			1,133	4,228	28	106		
Commercial Battery Storage	R&D			1,679	4,139			1,618	3,989	40	100		
Residential Battery Storage	R&D			2,880	4,675			2,776	4,506	69	113		
Pumped Storage Hydropower	R&D			1,822	4,791			1,712	4,501	20	20	0.58	0.58
Coal	R&D			4,047	7,020			3,175	5,582	86	167	9.3	16
Natural Gas	R&D			1,339	1,751			1,102	1,472	26	40	2.1	6.9
Biopower	R&D	178	178	5,341	5,341	0.6	0.6	4,663	4,663	164	164	5.2	5.2

Nuclear technology for ATB starts in 2030. Select Year >= 2030 in the Year filter to view in the table.



ATB data for technologies on the website: <https://atb.nrel.gov/>

Technology

Metric with Units

Cost Recovery Period

Scenario

Advanced

Conservative

Moderate

Maturity

(All)

Mature

Nascent

Case

(All)

Market

R&D

MKT = Market + Policies

Year

Figura 4: Resumen de valores mínimos y máximos de CAPEX, factor de planta, O&M y LCOE -ATB NREL

En esta primera publicación se puede acceder a información de costos de inversión de tecnología del tipo eólica, solar fotovoltaica y sistema de almacenamiento de energía mediante baterías.

La información está directamente disponible en el enlace indicado. En dicha página web en la sección base está disponible un resumen de las distintas tecnologías junto con enlaces a las secciones respectivas de cada tecnología en las cuales se incluyen las metodologías utilizadas para las estimaciones, junto con enlaces a documentación de referencia.

Para efectos del seguimiento se sugiere utilizar la información del cuadro resumen “*Summary of Minimum and Maximum Values of CAPEX, Capacity Factor, O&M and LCOE*” que se muestra en la figura anterior el cual está disponible en la sección base de ATB del NREL para el año en curso y en la sección “*ATB Cost and Performance Summary*” para años anteriores.

- IRENA International Renewable Energy Agency
Renewable Power Generation Costs 2023

<https://www.irena.org/Publications/2024/Sep/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2023>

Renewable Power Generation Costs 2022

<https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>

Renewable Power Generation Costs 2021

<https://www.irena.org/Publications/2022/Jul/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2021>

<https://www.irena.org/publications/Our-Collections#Costs>



Figura 5 : Carátulas de la publicación especializada “Renewable Power Generation Costs” años 2021 a 2023

Por su parte, en esta segunda publicación se puede acceder a información de costos de inversión de tecnología del tipo eólica y solar fotovoltaica.

La información de la tecnología tipo eólica está en la sección denominada “Onshore Wind” en la página 58 en adelante de la versión 2023. En específico, en la página 63 de dicha edición, se encuentran datos respecto a costos de turbinas eólicas (figura 2.3) y en la página 66, información de costo de inversión total (tabla 2.1).

Respecto a la información de la tecnología tipo fotovoltaica, la anterior está disponible en la sección denominada “Solar Photovoltaics” en la página 80 en adelante de la versión 2023. En

específico, en la página 83 de dicha edición, se encuentran datos respecto a costos de paneles fotovoltaicos (figura 3.2) y en la página 88, información de costo de inversión total (figura 3.3).

- U.S. Energy Information Administration
 Annual Energy Outlook 2023: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>
 Previous Editions of the AEO: <https://www.eia.gov/outlooks/archive/aeo22/>
<https://www.eia.gov/outlooks/archive/aeo21/>
<https://www.eia.gov/outlooks/archive/aeo20/>

En forma general: <https://www.eia.gov/outlooks/archive/aeoyy/>

Donde:

yy corresponde a los dos últimos dígitos del año correspondiente



Annual Energy Outlook

AE02023



Figura 6 : Carátula de la publicación especializada “Annual Energy Outlook 2023”

Finalmente, en la tercera publicación propuesta se puede acceder a información de costos de inversión de tecnología del tipo eólica, solar fotovoltaica y sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías.

En esta publicación, la información resumida está contenida en el reporte completo en la página 69 para las tecnologías solar, eólica y gas natural.

Se destaca que las tres publicaciones presentadas son fuentes confiables y reconocidas.

De las anteriores se destaca a IRENA y ATB de NREL dado que permiten acceder a mayor detalle en los datos. Luego es relevante comparar estas publicaciones para las dos tecnologías de interés, que corresponden a la solar fotovoltaica y la eólica on-shore.

En el caso la tecnología fotovoltaica en el caso de ATB de NREL es relevante considerar que, para el año 2023 el valor indicado corresponde a 1601 US/kWac que considera un factor de potencia instalada DC a AC de 1,34, de lo que se obtiene el 1201,5 US/kWdc mostrado en el cuadro anterior

Es crucial comparar fuentes que correspondan al mismo mercado, ya que, aunque las tendencias de costo entre mercados pueden ser similares, hay diferencias significativas en mano de obra, construcción, permisos e impuestos según cada país. El siguiente cuadro muestra los costos unitarios para tecnología solar fotovoltaica y eólica terrestre en Estados Unidos, reportados por dos publicaciones. La publicación ATB de NREL se enfoca solo en el mercado estadounidense, mientras que IRENA incluye información de varios mercados, incluido Chile.

	IRENA	ATB
T. Eolico US\$/kW	1.116 a 2.210 VC: 1.484	1.772 a 2.354 VC: 1.786
T. Fotovoltaica US\$/KW	1.109	1.201

VC: Valor Característico

Tabla 16 – Comparación ATB NREL e IRENA – Tecnología Fotovoltaica y Eólica On Shore.

En el caso de IRENA, para la tecnología eólica el valor inferior corresponde al percentil 5 y el superior al percentil 95, mientras que el valor característico se establece mediante un promedio ponderado. En el caso del ATB NREL, los valores indicados corresponden a máximos y mínimos según la clase de viento, en la que se aplican diferentes tecnologías, y el valor característico se relaciona con la opción por defecto.

En la tecnología eólica, se observan diferencias del 20% en el valor típico, 59% en el valor inferior y 6,5% en el valor superior. El ATB de NREL corresponde a un modelo de costos, mientras que IRENA utiliza datos de mercado, lo que explica las diferencias: IRENA recoge variaciones específicas de sitios y proyectos, mientras que ATB varía solo según las tecnologías modeladas.

Para la tecnología solar fotovoltaica, la diferencia es aproximadamente del 8%. En particular, el valor promedio informado por IRENA para la tecnología solar fotovoltaica es de 954 US/kW para el año 2023, consistente con valores locales de esa fecha.

De lo anterior se observa cierta consistencia entre ambas fuentes.

Luego, se recomienda utilizar la publicación de “*NREL Annual Technology – Baseline (ATB) and Standard Scenarios*” en consideración de su periodicidad de publicación (todos los años) y de que la información en ella se presenta de forma más clara.

Respecto a las otras publicaciones, estas pueden ser utilizadas para contrastar y comparar los datos de la publicación de NREL.

7

**DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN
Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD
DE PUNTA, EN SISTEMAS SEN Y SSMM**

**HERRAMIENTA DE SEGUIMIENTO DE LOS
PRINCIPALES INSUMOS QUE INCIDEN EN EL
VALOR DEL PRECIO BÁSICO DE LA
POTENCIA DE PUNTA**

7 HERRAMIENTA DE SEGUIMIENTO DE LOS PRINCIPALES INSUMOS QUE INCIDEN EN EL VALOR DEL PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA DE PUNTA

7.1 General

El estudio contempla desarrollar una estrategia de seguimiento de los insumos que influyen en el valor del precio básico de la potencia punta. Para esto se procederá a elaborar un procedimiento de seguimiento en donde se indicarán las partidas de costos del equipamiento principal y parámetros de indexación, entre otros. Las fuentes de información a consultar corresponderán a publicaciones internacionales, publicaciones web, etc.

Se indican a continuación fuentes de información utilizadas para las distintas tecnologías de generación eléctrica en el presente estudio.

7.2 Turbinas a Gas en ciclo simple o abierto

La principal fuente o herramienta de seguimiento de los costos de inversión de turbinas a gas corresponde a la publicación denominada “Gas Turbine World” de Pequot Publishing Inc. (<https://gasturbineworld.com/product-category/annual-handbook/>). En dicha publicación anual o bianual es posible obtener las especificaciones de rendimiento para cada una de las unidades disponibles en el mercado, según el modelo y año de fabricación de las turbinas a gas publicadas.

En la Figura 7 siguiente se muestran las carátulas de la revista especializada “Gas Turbine World [Año] GTW Handbook” del período 2014 – 2024”, mediante la cual es posible disponer de forma anual o bianual los valores referenciales o nivel “budgetary prices” de los precios (US\$) del equipamiento principal de la tecnología del tipo Turbinas a Gas en Ciclo Simple o Abierto (TG CA) para el rango de potencia definido por la CNE para este tipo de tecnología.

HANDBOOK

The GTW Handbook is updated annually as a combination Reference and Buyers' Guide for major phases of gas turbine power plant development, planning, evaluation, procurement, construction, operation and maintenance.

Showing 1–16 of 18 results

Sort by latest

<p>SALE Gas Turbine World 2024 GTW Handbook</p> <p>Print & Digital Bundle</p> <p>GAS TURBINE WORLD HANDBOOK 2024 - PRINT & DIGITAL BUNDLE</p> <p>\$470.00 \$335.00</p> <p>Add to cart</p>	<p>COMING SOON Gas Turbine World 2024 GTW Handbook</p> <p>NEW! DIGITAL ONLY VERSION</p> <p>GAS TURBINE WORLD HANDBOOK 2024 - DIGITAL ONLY</p> <p>\$235.00</p> <p>Add to cart</p>	<p>Gas Turbine World 2024 GTW Handbook</p> <p>NEW</p> <p>2024 GAS TURBINE WORLD HANDBOOK, VOLUME 39</p> <p>\$235.00</p> <p>Add to cart</p>	<p>SALE Gas Turbine World 2023 GTW Handbook</p> <p>PRINT & DIGITAL OFFER</p> <p>GAS TURBINE WORLD HANDBOOK 2023 - PRINT & DIGITAL BUNDLE</p> <p>\$430.00 \$325.00</p> <p>Add to cart</p>
<p>Gas Turbine World 2023 GTW Handbook</p> <p>2023 GTW HANDBOOK, VOLUME 38</p> <p>\$225.00</p> <p>Add to cart</p>	<p>Gas Turbine World 2022 GTW Handbook</p> <p>2022 GTW HANDBOOK, VOLUME 37</p> <p>\$225.00</p> <p>Read more</p>	<p>Gas Turbine World 2021 GTW Handbook</p> <p>2021 GTW HANDBOOK, VOLUME 36</p> <p>\$225.00</p> <p>Add to cart</p>	<p>Gas Turbine World 2020 GTW Handbook</p> <p>2020 GTW HANDBOOK, VOLUME 35</p> <p>\$300.00</p> <p>Add to cart</p>
<p>Gas Turbine World 2019 GTW Handbook</p> <p>2019 HANDBOOK, VOLUME 34</p> <p>\$300.00</p> <p>Add to cart</p>	<p>Gas Turbine World 2018 GTW Handbook</p> <p>2018 HANDBOOK, VOLUME 33</p> <p>\$300.00</p> <p>Add to cart</p>	<p>Gas Turbine World 2016-17 Handbook</p> <p>2016-17 HANDBOOK, VOLUME 32</p> <p>\$300.00</p> <p>Add to cart</p>	<p>Gas Turbine World 2014-15 Handbook</p> <p>2014-15 HANDBOOK, VOLUME 31</p> <p>\$300.00</p> <p>Add to cart</p>

Figura 7 Carátulas de la publicación especializada “Gas Turbine World [Año] GTW Handbook” – Período 2014 -2024

En la Tabla 17 se muestran los valores de costos unitarios de inversión a nivel de presupuesto básico FOB para las distintas Turbinas a gas en ciclo simple o abierto (TG CA) en el rango de potencia indicado por la CNE durante los últimos 5 años (2020-2024) a excepción de los años 2022 y 2023, dado que las publicaciones del Gas Turbine World (GTW) no fueron adquiridas por parte del Consultor. Por lo anterior, se sugiere suscribirse a la publicación anual de la revista especializada GTW (<http://www.gasturbineworld.com/order-now.html>) y anualmente actualizar la planilla de datos adjunta.

Marca	Modelo	Frecuencia (Hz)		Potencia Base ISO (KW)	Budget Price 2024 (US\$)	CAPEX (US\$/kW)	Budget Price 2021 (US\$)	CAPEX (US\$/kW)	Budget Price 2020 (US\$)	CAPEX (US\$/kW)	
		50	60								
1	Capstone Turbine	C200	50	60	200	\$ 270.000	1.350	\$ 220.000	1.100	\$ 230.000	1.150
2	Capstone Turbine	C1000S	50	60	1.000	\$ 1.120.000	1.120	\$ 900.000	900	\$ 1.000.000	1.000
3	Kawasaki Heavy Industries	M1A-17D	50	60	1.810	\$ 1.860.000	1.028	\$ 1.500.000	829	\$ 1.500.000	829
4	Siemens Gas and Power (50/60 Hz)	SGT-A05 (Ind 501-KB5S)	50	60	4.000	\$ 3.750.000	938	\$ 3.300.000	825	\$ 3.300.000	825
5	Solar Turbines	Centaur 50	50	60	4.600	\$ 4.100.000	891	\$ 3.550.000	772	\$ 3.500.000	761
6	Kawasaki Heavy Industries	M5A-01D	50	60	4.960	\$ 4.370.000	881				
7	Siemens Gas and Power (50/60 Hz)	SGT-100	50	60	5.441	\$ 4.700.000	864	\$ 4.000.000	735	\$ 4.000.000	735
8	Zorya-Mashproekt	UGT 5000	50	60	5.100	\$ 4.100.000	804	\$ 3.835.000	752	\$ 3.850.000	755
9	Siemens Gas and Power (50/60 Hz)	SGT-A05 (Ind 501-KB7S)	50	60	5.800	\$ 4.800.000	828	\$ 4.300.000	741	\$ 4.250.000	733
10	Zorya-Mashproekt	UGT 6000	50	60	6.200	\$ 4.500.000	726	\$ 4.150.000	669	\$ 4.150.000	669
11	Kawasaki Heavy Industries	M7A-03D	50	60	7.800	\$ 4.990.000	640				
12	Siemens Gas and Power (50/60 Hz)	SGT-300	50	60	7.863	\$ 5.900.000	750	\$ 5.000.000	636	\$ 5.000.000	636
13	Solar Turbines	Taurus 70	50	60	8.180	\$ 5.800.000	709	\$ 4.900.000	599	\$ 4.850.000	593
14	Solar Turbines	Mars 100	50	60	11.350	\$ 7.750.000	683	\$ 6.500.000	573	\$ 6.500.000	573
15	Siemens Gas and Power (50/60 Hz)	SGT-400 (15 MW)	50	60	14.300	\$ 8.800.000	615	\$ 7.400.000	517	\$ 7.400.000	517
16	Zorya-Mashproekt	UGT 15000	50	60	16.500	\$ 8.750.000	530	\$ 8.025.000	486	\$ 7.500.000	455
17	Solar Turbines	Titan 130	50	60	16.530	\$ 9.800.000	593	\$ 8.250.000	499	\$ 8.750.000	529
18	Baker Hughes GE (Aero)	NovaLT16	50	60	16.680	\$10.300.000	618				
19	Kawasaki Heavy Industries	L20A-01D	50	60	18.420	\$10.640.000	578				
20	GE Power Aero (50 Hz)	LM2500 DEL	60	60	22.920	\$13.950.000	609	\$12.000.000	524	\$ 12.500.000	545
21	Solar Turbines	Titan 250	50	60	23.100	\$13.364.000	579	\$11.250.000	487	\$ 11.500.000	498
22	Siemens Gas and Power (50/60 Hz)	SGT-600	50	60	24.500	\$13.800.000	563	\$11.750.000	480	\$ 11.750.000	480
23	Zorya-Mashproekt	UGT 25000	50	60	25.680	\$12.000.000	467	\$11.825.000	460	\$ 11.250.000	438
24	PW Power Systems (60 Hz)	1 x FT8 SP30		60	30.892	\$17.000.000	550	\$13.000.000	421		
25	GE Power Aero (60 Hz)	LM2500+ DEL		60	32.070	\$18.250.000	569				
26	Baker Hughes GE (Frame)	MS 5002E	50	60	32.800	\$14.500.000	442	\$15.000.000	457	\$ 12.250.000	373
27	Siemens Gas and Power (50/60 Hz)	SGT-A35 DEL	50	60	33.924	\$17.500.000	516	\$14.500.000	427	\$ 14.000.000	413
28	Kawasaki Heavy Industries	L30A-01D	50	60	34.380	\$17.850.000	519				
29	Solar Turbines	Titan 350	50	60	38.000	\$18.000.000	474				
30	Siemens Gas and Power (50/60 Hz)	SGT-750	50	60	39.810	\$16.500.000	414	\$14.000.000	352	\$ 14.000.000	352
31	MHPS (50/60 Hz)	H-25	50	60	41.030	\$15.500.000	378	\$13.600.000	331	\$ 13.600.000	331
32	GE Power Frame (50/60 Hz)	6B.03	50	60	45.000	\$17.750.000	394	\$15.000.000	333	\$ 15.000.000	333
33	GE Power Aero (50/60 Hz)	LM6000PF+	50	60	53.770	\$24.900.000	463	\$23.000.000	428	\$ 20.000.000	372
34	PW Power Systems (60 Hz)	2xFT8 SP60		60	62.086	\$28.000.000	451	\$22.250.000	358		
35	Siemens Gas and Power (50/60 Hz)	SGT-800	50	60	62.500	\$24.000.000	384	\$17.500.000	280	\$ 17.000.000	272
36	PW Power Systems (60 Hz)	1xFT4000 SP70		60	71.928	\$28.500.000	396	\$25.000.000	348		
37	Ansaldo Energia	AE64.3A	50	60	80.000	\$29.500.000	369	\$26.000.000	325	\$ 25.500.000	319
38	GE Power Frame (50/60 Hz)	6F.03	50	60	88.000	\$32.000.000	364	\$27.500.000	313	\$ 27.500.000	313
39	GE Power Frame (60 Hz)	7E.03	60	60	90.000	\$29.250.000	325	\$25.000.000	278	\$ 25.000.000	278
40	Mitsubishi Power (60 Hz)	M501DA	60	60	113.950	\$36.200.000	318	\$30.000.000	263	\$ 30.000.000	263
41	MHPS (50 Hz)	H-100	50	60	116.450	\$36.700.000	315	\$27.800.000	239	\$ 27.800.000	239
42	Siemens Gas and Power (50 Hz)	SGT6-2000E		60	117.000	\$35.575.000	304	\$31.500.000	269	\$ 31.500.000	269
43	MHPS (50 Hz)	M701DA	50	60	144.090	\$44.400.000	308	\$38.600.000	268	\$ 38.600.000	268
44	Mitsubishi Power Aero (60 Hz)	2xFT4000 SP140		60	144.243	\$48.750.000	338	\$44.000.000	305		
45	GE Power Frame (50 Hz)	9E.04	50	60	147.000	\$42.700.000	290	\$37.000.000	252	\$ 37.500.000	255
46	Ansaldo Energia	AE94.2	50	60	190.000	\$47.250.000	249	\$41.000.000	216	\$ 41.500.000	218
47	Siemens Energy Gas Turbine Portfolio (50 H	SGT5-2000E	50	60	198.000	\$48.300.000	244	\$42.000.000	212	\$ 42.000.000	212
48	GE Power Frame (50 Hz)	GT13E2	50	60	210.000	\$49.500.000	236	\$42.500.000	202	\$ 43.500.000	207
49	GE Power Frame (50 Hz)	7F.05		60	239.000	\$51.500.000	215	\$45.000.000	188	\$ 50.000.000	209
50	GE Power Frame (50 Hz)	9F.04	50	60	288.000	\$60.000.000	208				
51	Siemens Gas and Power (50 Hz)	SGT6-8000H		60	310.000	\$63.500.000	205	\$54.500.000	176	\$ 57.000.000	184
52	Siemens Gas and Power (50 Hz)	SGT5-4000F	50	60	329.000	\$67.000.000	204	\$60.000.000	182	\$ 60.000.000	182
53	Ansaldo Energia	AE94.3A	50	60	340.000	\$68.000.000	200				
54	Ansaldo Energia	GT26	50	60	370.000	\$71.500.000	193	\$65.000.000	176	\$ 65.000.000	176
55	GE Vernova Frame (60 Hz)	7HA.02		60	384.000	\$73.500.000	191	\$62.500.000	163	\$ 66.000.000	172
56	MHPS (50 Hz)	M701F	50	60	385.000	\$81.000.000	210	\$68.900.000	179	\$ 68.900.000	179
57	GE Vernova Frame (60 Hz)	7HA.03		60	430.000	\$77.500.000	180	\$64.000.000	149	\$ 65.000.000	151
58	Siemens Energy Gas Turbine Portfolio (60 H	SGT6-9000HL		60	440.000	\$79.000.000	180	\$63.000.000	143	\$ 65.000.000	148
59	MHPS (50 Hz)	M701JAC	50	60	448.000	\$84.500.000	189	\$75.000.000	167	\$ 79.000.000	176
60	Siemens Gas and Power (50 Hz)	SGT5-8000H	50	60	450.000	\$82.000.000	182	\$72.500.000	161	\$ 77.500.000	172
61	Mitsubishi Power (60 Hz)	M501JAC		60	453.000	\$83.000.000	183	\$75.000.000	166	\$ 62.000.000	137
62	Ansaldo Energia	GT36	50	60	563.000	\$91.750.000	163	\$80.000.000	142	\$ 80.000.000	142
63	GE Power Frame (50 Hz)	9HA.02	50	60	571.000	\$94.000.000	165	\$81.000.000	142	\$ 84.000.000	147
64	MHPS (50 Hz)	M701JAC	50	60	574.000	\$98.000.000	171	\$82.000.000	143	\$ 86.000.000	150
65	Siemens Gas and Power (50 Hz)	SGT5-9000HL	50	60	593.000	\$95.000.000	160	\$82.500.000	139	\$ 85.000.000	143

Tabla 17 : Evolución costos unitarios de inversión a nivel de presupuesto básico FOB para las distintas Turbinas a Gas en Ciclo Simple o Abierto (TG CA)

7.3 Grupo Motor - Generador

Para el caso de los grupos motor – generador no ha sido posible obtener una fuente de información (publicaciones, sitios WEB, etc.) referencial que permita la actualización de los costos unitarios de inversión para esta tecnología. Por lo anterior, se sugiere tomar contacto con los principales representantes locales de los fabricantes de los grupos motor-generador de tal manera que estos puedan hacer entrega de los costos referenciales o precios de lista (valores CIF en US\$) de los grupos motor-generador.

Se sugiere una periodicidad semestral para solicitar la información de costos de inversión de grupo motor – generador a los principales representantes locales de esta tecnología.

Los representantes locales de esta tecnología están indicados en el Informe de Avance N° 2. Estos corresponden a los siguientes:

Representante Local (Fabricante)
Finning Chile (Caterpillar)
Distribuidora Cummins
Generadora Trasandina S.A. (Innio Jenbacher)
Detroit (MTU Onsite Energy)
Mestranza Diesel (Innio Waukesa)
Diperk (FG Wilson)

7.4 Parque Eólico – Aerogenerador Onshore

Para la tecnología del tipo Parque Eólico y en particular su equipamiento principal el cual corresponde a los Aerogeneradores Onshore, denominados con la sigla en Inglés “WTG¹²” es posible utilizar algunas fuentes de información disponible en publicaciones internacionales. La publicación de la International Renewable Energy Agency “IRENA” denominada “Renewable Power Generation Costs in yyyy”, donde “yyyy” corresponde a un año en específico es la que se ha considerado para el seguimiento de costos de esta tecnología. Es así como a la fecha están disponibles las siguientes publicaciones:

- Renewable Power Generation Costs in 2023 – September 2024
<https://www.irena.org/Publications/2024/Sep/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2023>
- Renewable Power Generation Costs in 2022 – August 2023
<https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>

¹² Wind Turbine Generators

- Renewable Power Generation Costs in 2021 – July 2022
<https://www.irena.org/Publications/2022/Jul/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2021>
- Renewable Power Generation Costs in 2020 – June 2021
<https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020>

Así es como, para la última publicación correspondiente al año 2023, se puede acceder a la información de costos de los aerogeneradores onshore mediante el link denominado “Download the chart data” en la cual se solicitarán algunos datos como se muestra en la imagen siguiente:

First Name	Last Name
<input type="text"/>	<input type="text"/>
Email	Organization Name
<input type="text"/>	<input type="text"/>
Organization Type	Country
<input type="text" value="Select Category"/> ▼	<input type="text" value="Select Country"/> ▼
<input type="submit" value="Submit"/>	

Please be advised that accessing the documents that are available through this link is subject to the provision of certain information by you, which will be used by IRENA for internal analytical purposes. IRENA will make its best efforts to protect the confidentiality of this information, although does not warrant the confidentiality or security of such information.

By providing this information, you agree that IRENA may contact you from time to time, including to provide you with surveys. Your participation in such surveys shall be subject to any applicable terms and conditions as shall be communicated to you.

Figura 8 Acceso datos publicación IRENA “Renewable Power Generation Costs”

En la hoja denominada “Fig 2.3” la cual se encuentra posterior (a la derecha) de la hoja denominada “Onshore wind” del archivo descargado según lo indicado anteriormente, es posible acceder a precios de aerogeneradores onshore de procedencia china y precios de aerogeneradores onshore promedios de venta del fabricante Vestas.

Adicionalmente, se sugiere utilizar indistintamente la información de costos, correspondientes a los precios de aerogeneradores onshore o turbinas eólicas, de las turbinas chinas o del fabricante Vestas.

7.5 Central Solar Fotovoltaica – módulos o paneles solares

Por su parte, para la tecnología del tipo Central Solar Fotovoltaica y en particular su equipamiento principal el cual corresponde a los módulos o paneles solares, denominados con la sigla en inglés “PV¹³” es posible utilizar algunas fuentes de información disponible en publicaciones internacionales.

La publicación de la International Renewable Energy Agency “IRENA” denominada “Renewable Power Generation Costs in yyyy”, donde “yyyy” corresponde a un año en específico. Es así como a la fecha están disponibles las siguientes publicaciones:

- Renewable Power Generation Costs in 2023 – September 2024
<https://www.irena.org/Publications/2024/Sep/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2023>
- Renewable Power Generation Costs in 2022 – August 2023
<https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>
- Renewable Power Generation Costs in 2021 – July 2022
<https://www.irena.org/Publications/2022/Jul/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2021>
- Renewable Power Generation Costs in 2020 – June 2021
<https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020>

Así es como, para la publicación más reciente disponible, que corresponde al año 2023, se puede acceder a la información de costos mediante el link denominado “Download the chart data” en la cual se solicitarán algunos datos del usuario o requirente como se muestra en la imagen siguiente:

¹³ Fotovoltaica

First Name	Last Name
<input type="text"/>	<input type="text"/>
Email	Organization Name
<input type="text"/>	<input type="text"/>
Organization Type	Country
<input type="text" value="Select Category"/>	<input type="text" value="Select Country"/>
<input type="submit" value="Submit"/>	

Please be advised that accessing the documents that are available through this link is subject to the provision of certain information by you, which will be used by IRENA for internal analytical purposes. IRENA will make its best efforts to protect the confidentiality of this information, although does not warrant the confidentiality or security of such information.

By providing this information, you agree that IRENA may contact you from time to time, including to provide you with surveys. Your participation in such surveys shall be subject to any applicable terms and conditions as shall be communicated to you.

Figura 9 Acceso datos publicación IRENA “Renewable Power Generation Costs”

Una vez bajada y disponible el archivo de información proporcionada por la página web de IRENA, es posible acceder a la información requerida. En la hoja denominada “Figure 3.2” de la planilla de cálculo (formato excel) bajada, la cual se encuentra a continuación de la hoja cuyo encabezado indica lo siguiente: “Average monthly solar PV module prices, 2010 to 2023 (left) and monthly solar PV module prices, 2022 to Q1 2024 (right) by technology and manufacturing country sold in Europe¹⁴” del archivo descargado según lo indicado anteriormente, es posible acceder a precios de módulos o paneles solares de cuatro (4) tipo distintos como son: Bifacial, High Efficiency, Mainstream y Low Cost.

Adicionalmente, se sugiere utilizar la información de costos de los precios de módulos o paneles solares para el tipo denominado “High efficiency” en atención a que según la definición estos son típicamente utilizados en proyectos fotovoltaicos a escala de red como los considerados para la unidad de punta en estudio. .

7.6 Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) Stand Alone

Para la tecnología de almacenamiento de energía mediante baterías está disponible la publicación denominada “Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage” de la National Renewable Energy Laboratory (NREL). Es así como a la fecha están disponibles los siguientes documentos:

¹⁴ Precios medios mensuales de los módulos fotovoltaicos solares, de 2010 a 2023 (izquierda) y precios mensuales de los módulos fotovoltaicos solares, de 2022 al primer trimestre de 2024 (derecha) por tecnología y país de fabricación vendidos en Europa.

- Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update
<https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/85332.pdf>
- Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2021 Update
<https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/79236.pdf>

Estas publicaciones, en su Anexo (Appendix), muestran valores proyectados bajo, medio y alto de costos (US\$/kWh) para baterías de ion litio de 4 horas de almacenamiento y un índice proyectado bajo, medio y alto de reducción de costos normalizados.

ANEXOS

ANEXO 1

PLANILLA DE CÁLCULO (FORMATO EXCEL) DE INDEXADORES

ANEXO 2
PLANILLAS DE CÁLCULO DEL PRECIO BASICO DE
LA POTENCIA DE PUNTA PARA EL SEN Y SSMM.
FÓRMULAS DE CALCULO PARA INDEXACIÓN DEL
COSTO DE DESARROLLO DE LA UNIDAD DE PUNTA
Y SU ACTUALIZACIÓN

ANEXO 3

INSTRUCTIVOS PARA ACTUALIZACIÓN DEL COSTO DE DESARROLLO DE LA UNIDAD DE PUNTA DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS

ANEXO 4
PLANILLA DE CÁLCULO (FORMATO EXCEL)
PRECIO POTENCIA SEN TURBINAS A GAS CICLO
SIMPLE O ABIERTO – SIETE (7) INDEXADORES