

REF.: Aprueba Informe Técnico Preliminar “Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta del SEN y de los SSMM”, de septiembre de 2025.

SANTIAGO, 16 de septiembre de 2025

RESOLUCIÓN EXENTA N° 574

VISTOS:

- a) Lo dispuesto en el artículo 9° letra h) del D.L. N° 2.224, de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante “Comisión”, modificado por Ley N° 20.402 que crea el Ministerio de Energía;
- b) Lo señalado en el D.F.L. N° 4/20.018 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N° 1 de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, y sus modificaciones posteriores, en particular aquellas introducidas por la Ley N° 20.936, en adelante e indistintamente “Ley”;
- c) Lo dispuesto en la Ley N° 19.880, que establece bases de los procedimientos administrativos que rigen los actos de los órganos de la administración del Estado, en adelante e indistintamente “Ley N° 19.880”;
- d) Lo indicado en el Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento para la fijación de precios de nudo, en adelante e indistintamente “Reglamento de Precios de Nudo” o “D.S. N° 86”;
- e) La Resolución Exenta N° 532 de la Comisión, de fecha 02 de octubre de 2024, que aprobó el Convenio de prestación de servicios con Unión Temporal de Proveedores Krea Energía Limitada y Kas Ingenieros Asociados S.A.;
- f) El Informe Final del Estudio “Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta del SEN y de los SSMM”, desarrollado por Unión Temporal de Proveedores Krea Energía Limitada y Kas Ingenieros Asociados S.A, en adelante “Informe Final”;

- g) Lo dispuesto en el Decreto Exento N° 166, de 23 de julio de 2024, del Ministerio de Energía, que establece orden de subrogancia del cargo de Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía; y
- h) Lo señalado en la Resolución N° 36, de 2024, de la Contraloría General de la República.

CONSIDERANDO:

- 1) Que, de acuerdo con el artículo 162° de la Ley, corresponde a la Comisión realizar el cálculo de los precios de nudo de energía y potencia definidos en el citado artículo;
- 2) Que, de conformidad al artículo 49° del Reglamento de Precios de Nudo, la Comisión realizará, a más tardar cada cuatro años, un Estudio de Costos de Unidad de Punta para los sistemas eléctricos respectivos, el cual podrá contratar conforme a las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas vigentes, con el objetivo de determinar los costos de inversión y costos de fijos de operación de la Unidad de Punta de los respectivos subsistemas definidos por la Comisión;
- 3) Que, conforme a lo señalado en el ya citado artículo 49° del D.S. N° 86, 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;
- 4) Que, en cumplimiento de lo dispuesto en los considerandos 2) y 3) anteriores, por medio de un proceso público de licitación, la Comisión adjudicó el desarrollo de el referido estudio a Unión Temporal de Proveedores Krea Energía Limitada y Kas Ingenieros Asociados S.A, quien hizo entrega de un Informe Final;
- 5) Que, en virtud de lo dispuesto en el artículo 50° del D.S. N° 86, la Comisión notificará a los interesados y publicará en su sitio web un Informe Técnico Preliminar basado en los resultados del Informe Final individualizado en el literal f) de vistos y referido en el considerando precedente, con el objeto de que las empresas de generación, transmisión, concesionarias de servicio público de distribución y clientes libres, actualmente

interconectados a los sistemas eléctricos correspondientes, puedan presentar sus observaciones; y

- 6) Que, en virtud de lo señalado en los considerandos anteriores y de lo dispuesto en el artículo 8° de la Ley de Bases de Procedimientos Administrativos, que consagra el principio conclusivo, en virtud del cual, todo el procedimiento administrativo está destinado a que la Administración dicte un acto decisorio que se pronuncie sobre la cuestión de fondo y en el cual exprese su voluntad, y conforme al mérito del informe ya singularizado precedentemente, la Comisión procederá a aprobarlo, según se señalará a continuación.

RESUELVO:

Artículo Primero: Apruébase el Informe Técnico Preliminar “Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta del SEN y de los SSMM”, de septiembre de 2025, cuyo contenido íntegro se señala a continuación:

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

INFORME TÉCNICO PRELIMINAR

SEPTIEMBRE 2025

ÍNDICE

	Página
INTRODUCCIÓN	35
1. ANÁLISIS ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS DE GENERACIÓN DISPONIBLES PARA SUMINISTRAR POTENCIA DE PUNTA	36
1.1 GENERAL	36
1.2 TURBINAS A GAS	39
1.2.1 Turbina de Gas Aeroderivativas	40
1.2.2 Turbina de Gas Heavy Duty (HD)	40
1.2.3 Ciclo Abierto-Simple y Variantes.....	41
1.2.4 Ciclo Cerrado (Gases).....	41
1.2.5 Disponibilidad en el Mercado	42
1.2.6 Rendimiento.....	42
1.3 MOTORES GENERADORES	44
1.3.1 Características generales Grupos Motor Generador GMG.....	44
1.3.2 Definición de Clases de Potencia para Grupos Motor-Generador (Norma ISO 8528-1)	45
1.3.2.1 Potencia Límite-Tiempo de Funcionamiento o Standby.....	45
1.3.2.2 Potencia Prime	45
1.3.2.3 Potencia Continua.....	46
1.4 CENTRALES RENOVABLES CON CAPACIDAD DE REGULACIÓN O ALMACENAMIENTO	47
1.4.1 Centrales Renovables con Capacidad de Regulación.....	47
1.4.2 Central Hidráulica de Embalse	48
1.4.3 Central de Concentración de Potencia (CSP) o Central Termosolar con acumulación de sales fundidas	50
1.4.4 Central Geotérmica con gestión del fluido geotérmico.....	53
1.4.4.1 Planta de generación a condensación o vapor flash	53
1.4.4.2 Planta de generación binaria	55

1.4.5	Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento.....	57
1.4.5.1	Central Solar Fotovoltaica + Sistema de Almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)	57
1.4.5.2	Central Eólica + Sistema de Almacenamiento de energía mediante baterías (BESS).....	61
1.4.5.3	Central Hidroeléctrica de pasada + Sistema de almacenamiento mediante baterías (BESS). 63	
1.5	SISTEMA DE ALMACENAMIENTO STAND ALONE.....	65
1.5.1	Sistema de Almacenamiento de energía mediante baterías (BESS).....	65
1.5.1.1	Topología de Sistemas BESS.....	67
1.5.1.2	Esquemas de interconexión.....	68
1.6	ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA MEDIANTE CENTRAL DE BOMBEO	74
2.	CARACTERÍSTICAS Y ATRIBUTOS DE FLEXIBILIDAD DE DISTINTAS TECNOLOGÍAS.....	75
2.1	CENTRALES TÉRMICAS	76
2.1.1	Turbinas a gas	76
2.1.2	Grupo motor - generador	76
2.2	CENTRALES RENOVABLES CON CAPACIDAD DE REGULACIÓN.....	76
2.2.1	Central Hidráulica de Embalse	76
2.2.2	Central Termosolar con acumulación en Sales Fundidas o Concentración Solar de Potencia (CSP).....	76
2.2.3	Central Geotérmica con gestión del fluido geotérmico.....	76
2.3	CENTRALES RENOVABLES CON CAPACIDAD O SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO	77
3.	CRITERIOS DE SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA SUMINISTRAR POTENCIA DE PUNTA ..	80
4.	ANÁLISIS DE LAS SUBESTACIONES DEL SEN Y DE LOS SSMM PROPUESTAS Y LAS CONDICIONES NECESARIAS PARA LA INSTALACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA.....	91
4.1	ANÁLISIS DE LAS SUBESTACIONES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL.....	91
4.1.1	Zona de la Subestación Roncacho 220 kV.....	95
4.1.1.1	Ubicación de la Central Generadora.....	95
4.1.1.2	Aspectos Territoriales	95
4.1.1.3	Aspectos Logísticos	95

4.1.1.4	Recurso Energético Primario	95
4.1.1.5	Aspectos Técnicos	97
4.1.2	Zona de la Subestación Cóndores 220 kV	100
4.1.2.1	Ubicación de la Central Generadora	100
4.1.2.2	Aspectos Territoriales	100
4.1.2.3	Aspectos Logísticos	100
4.1.2.4	Recurso Energético Primario	100
4.1.2.5	Aspectos Técnicos	102
4.1.3	Zona de la Subestación Nueva Pozo Almonte 220 kV	105
4.1.3.1	Ubicación de la Central Generadora	105
4.1.3.2	Aspectos Territoriales	105
4.1.3.3	Aspectos Logísticos	105
4.1.3.4	Recurso Energético Primario	106
4.1.3.5	Aspectos Técnicos	107
4.1.4	Zona de la Subestación Nueva Lagunas 220 kV	110
4.1.4.1	Ubicación de la Central Generadora	110
4.1.4.2	Aspectos Territoriales	110
4.1.4.3	Aspectos Logísticos	110
4.1.4.4	Recurso Energético Primario	111
4.1.4.5	Aspectos Técnicos	112
4.1.5	Zona de la Subestación Kimal 220 kV	115
4.1.5.1	Ubicación de la Central Generadora	115
4.1.5.2	Aspectos Territoriales	115
4.1.5.3	Aspectos Logísticos	115
4.1.5.4	Recurso Energético Primario	116
4.1.5.5	Aspectos Técnicos	117
4.1.6	Zona de la Subestación Miraje 220 kV	120
4.1.6.1	Ubicación de la Central Generadora	120
4.1.6.2	Aspectos Territoriales	120
4.1.6.3	Aspectos Logísticos	120
4.1.6.4	Recurso Energético Primario	121

4.1.6.5 Aspectos Técnicos	122
4.1.7 Zona de la Subestación Kapatur 220 kV.....	126
4.1.7.1 Ubicación de la Central Generadora	126
4.1.7.2 Aspectos Territoriales	126
4.1.7.3 Aspectos Logísticos	126
4.1.7.4 Recurso Energético Primario	127
4.1.7.5 Aspectos Técnicos	128
4.1.8 Zona de la Subestación Parinas 220 kV.....	131
4.1.8.1 Ubicación de la Central Generadora	131
4.1.8.2 Aspectos Territoriales	131
4.1.8.3 Aspectos Logísticos	131
4.1.8.4 Recurso Energético Primario	132
4.1.8.5 Aspectos Técnicos	133
4.1.9 Zona de la Subestación Cumbre 220 kV.....	136
4.1.9.1 Ubicación de la Central Generadora	136
4.1.9.2 Aspectos Territoriales	136
4.1.9.3 Aspectos Logísticos	136
4.1.9.4 Recurso Energético Primario	136
4.1.9.5 Aspectos Técnicos	138
4.1.10 Zona de la Subestación Illapa 220 kV.....	141
4.1.10.1 Ubicación de la Central Generadora	141
4.1.10.2 Aspectos Territoriales	141
4.1.10.3 Aspectos Logísticos	141
4.1.10.4 Recurso Energético Primario	141
4.1.10.5 Aspectos Técnicos	143
4.1.11 Zona de la Subestación Nueva Cardones 220 kV.....	146
4.1.11.1 Ubicación de la Central Generadora	146
4.1.11.2 Aspectos Territoriales	146
4.1.11.3 Aspectos Logísticos	146
4.1.11.4 Recurso Energético Primario	146
4.1.11.5 Aspectos Técnicos	148

4.1.12	Zona de la Subestación Nueva Maitencillo 220 kV	151
4.1.12.1	Ubicación de la Central Generadora	151
4.1.12.2	Aspectos Territoriales	151
4.1.12.3	Aspectos Logísticos	151
4.1.12.4	Recurso Energético Primario	151
4.1.12.5	Aspectos Técnicos	153
4.1.13	Zona de la Subestación Nueva Pan de Azúcar 220 kV	156
4.1.13.1	Ubicación de la Central Generadora	156
4.1.13.2	Aspectos Territoriales	156
4.1.13.3	Aspectos Logísticos	156
4.1.13.4	Recurso Energético Primario	156
4.1.13.5	Aspectos Técnicos	158
4.1.14	Zona de la subestación Nogales 220 kV	162
4.1.14.1	Ubicación de la Central Generadora	162
4.1.14.2	Aspectos Territoriales	162
4.1.14.3	Aspectos Logísticos	162
4.1.14.4	Recurso Energético Primario	163
4.1.14.5	Aspectos Técnicos	164
4.1.15	Zona de la Subestación Lo Aguirre 220 kV	168
4.1.15.1	Ubicación de la Central Generadora	168
4.1.15.2	Aspectos Territoriales	168
4.1.15.3	Aspectos Logísticos	168
4.1.15.4	Recurso Energético Primario	169
4.1.15.5	Aspectos Técnicos	170
4.1.16	Zona de la Subestación Candelaria 220 kV	174
4.1.16.1	Ubicación de la Central Generadora	174
4.1.16.2	Aspectos Territoriales	174
4.1.16.3	Aspectos Logísticos	174
4.1.16.4	Recurso Energético Primario	175
4.1.16.5	Aspectos Técnicos	176
4.1.17	Zona de la Subestación Entre Ríos 220 kV	181

4.1.17.1	Ubicación de la Central Generadora	181
4.1.17.2	Aspectos Territoriales	181
4.1.17.3	Aspectos Logísticos	181
4.1.17.4	Recurso Energético Primario	181
4.1.17.5	Aspectos Técnicos	183
4.1.18	Zona de la Subestación Ciruelos 220 kV	186
4.1.18.1	Ubicación de la Central Generadora	186
4.1.18.2	Aspectos Territoriales	186
4.1.18.3	Aspectos Logísticos	186
4.1.18.4	Recurso Energético Primario	186
4.1.18.5	Aspectos Técnicos	188
4.1.19	Zona de la Subestación Tineo 220 kV	191
4.1.19.1	Ubicación de la Central Generadora	191
4.1.19.2	Aspectos Territoriales	191
4.1.19.3	Aspectos Logísticos	191
4.1.19.4	Recurso Energético Primario	192
4.1.19.5	Aspectos Técnicos	193
4.1.20	Zona de la Subestación Puerto Montt 220 kV	197
4.1.20.1	Ubicación de la Central Generadora	197
4.1.20.2	Aspectos Territoriales	197
4.1.20.3	Aspectos Logísticos	197
4.1.20.4	Recurso Energético Primario	198
4.1.20.5	Aspectos Técnicos	200
4.2	UMBRALES DEL RECURSO VIENTO Y RADIACIÓN SOLAR PARA SISTEMA HÍBRIDO DEL TIPO CENTRAL RENOVABLE CON CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO	204
4.3	CRITERIOS APLICABLES EN LA ELECCIÓN DE LAS SUBESTACIONES DEL SEN PARA EL EMPLAZAMIENTO DE UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA MEDIANTE BATERÍAS (BESS) STAND ALONE	208
4.4	SUBESTACIONES DE LOS SISTEMAS MEDIANOS PUNTA ARENAS, PUERTO NATALES, PORVENIR Y PUERTO WILLIAMS	214
4.4.1	Zona de la Subestación Tres Puentes	216

4.4.1.1	Ubicación de la Central Generadora	216
4.4.1.2	Aspectos Territoriales	216
4.4.1.3	Aspectos Logísticos	216
4.4.1.4	Recurso Energético Primario	216
4.4.1.5	Ubicación Subestación Tres Puentes 11,5 kV	217
4.4.1.6	Aspectos Técnicos	217
4.4.2	Zona de la Subestación Puerto Natales	221
4.4.2.1	Ubicación de la Central Generadora	221
4.4.2.2	Aspectos Territoriales	221
4.4.2.3	Aspectos Logísticos	221
4.4.2.4	Ubicación Subestación Puerto Natales 13,2 kV	222
4.4.2.5	Aspectos Técnicos	222
4.4.3	Zona de la Subestación Porvenir.....	224
4.4.3.1	Ubicación de la Central Generadora	224
4.4.3.2	Aspectos Territoriales	224
4.4.3.3	Aspectos Logísticos	224
4.4.3.4	Ubicación Subestación Porvenir 13,2 kV	225
4.4.3.5	Aspectos Técnicos	225
4.4.4	Zona de la Subestación Puerto Williams.....	227
4.4.4.1	Ubicación de la Central Generadora	227
4.4.4.2	Aspectos Territoriales	227
4.4.4.3	Aspectos Logísticos	227
4.4.4.4	Ubicación Subestación Puerto Williams 13,2 kV	228
4.4.4.5	Aspectos Técnicos	228
4.5	SUBESTACIONES DE LOS SISTEMAS MEDIANOS DE AYSÉN, PALENA, GENERAL CARRERA, PUERTO CISNES, COCHAMÓ Y HORNOPIRÉN	230
4.5.1	Zona de la Subestación Chacabuco - Sistema Mediano Aysén.....	232
4.5.1.1	Ubicación de la Central Generadora	232
4.5.1.2	Aspectos Territoriales	232
4.5.1.3	Aspectos Logísticos	232
4.5.1.4	Ubicación Subestación Chacabuco	233

4.5.1.5	Aspectos Técnicos	233
4.5.2	Zona de la Subestación Tehuelche - Sistema Mediano Aysén	235
4.5.2.1	Ubicación de la Central Generadora	235
4.5.2.2	Aspectos Territoriales	235
4.5.2.3	Aspectos Logísticos	235
4.5.2.4	Ubicación Subestación Tehuelche	236
4.5.2.5	Aspectos Técnicos	236
4.5.3	Zona de la Subestación Palena	238
4.5.3.1	Ubicación de la Central Generadora	238
4.5.3.2	Aspectos Territoriales	238
4.5.3.3	Aspectos Logísticos	238
4.5.3.4	Ubicación Subestación Palena	239
4.5.3.5	Aspectos Técnicos	239
4.5.4	Zona de la Subestación Chile Chico - Sistema Mediano General Carrera.....	241
4.5.4.1	Ubicación de la Central Generadora	241
4.5.4.2	Aspectos Territoriales	241
4.5.4.3	Aspectos Logísticos	241
4.5.4.4	Ubicación Subestación Chile Chico	242
4.5.4.5	Aspectos Técnicos	242
4.5.5	Zona de la Subestación Nuevo Reino - Sistema Mediano Puerto Cisnes	244
4.5.5.1	Ubicación de la Central Generadora	244
4.5.5.2	Aspectos Territoriales	244
4.5.5.3	Aspectos Logísticos	244
4.5.5.4	Ubicación Subestación Nuevo Reino	245
4.5.5.5	Aspectos Técnicos	245
4.5.6	Zona de la Subestación Hornopirén.....	247
4.5.6.1	Ubicación de la Central Generadora	247
4.5.6.2	Aspectos Territoriales	247
4.5.6.3	Aspectos Logísticos	247
4.5.6.4	Ubicación Subestación Hornopirén	248
4.5.6.5	Aspectos Técnicos	248

4.5.7	Zona de la Subestación Cochamó	250
4.5.7.1	Ubicación de la Central Generadora	250
4.5.7.2	Aspectos Territoriales	250
4.5.7.3	Aspectos Logísticos	250
4.5.7.4	Ubicación Subestación Cochamó	251
4.5.7.5	Aspectos Técnicos	251
5.	DISEÑO DETALLADO DE LOS PROYECTOS A ANALIZAR, IDENTIFICANDO LOS REQUERIMIENTOS Y EQUIPOS PRINCIPALES	253
5.1	CENTRAL GENERADORA DEL TIPO TURBINA A GAS EN CICLO SIMPLE O ABIERTO (TG CA) DE 70 MW, 120 MW Y 150 MW	253
5.1.1	Requerimientos de espacio.....	253
5.1.2	Equipamiento principal.....	253
5.2	CENTRAL GENERADORA DEL TIPO HÍBRIDA – PARQUE EÓLICO MÁS UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA MEDIANTE BATERÍAS (BESS) DE TAMAÑO 70 MW, 120 MW Y 150 MW.....	259
5.2.1	Requerimientos de espacio.....	259
5.2.2	Equipamiento principal.....	259
5.3	CENTRAL GENERADORA DEL TIPO HÍBRIDA – CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA MÁS UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA MEDIANTE BATERÍAS (BESS) DE TAMAÑO 70 MW, 120 MW Y 150 MW	264
5.3.1	Requerimientos de espacio.....	264
5.3.2	Equipamiento principal.....	264
5.4	SISTEMA DE ALMACENAMIENTO STAND ALONE – SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA MEDIANTE BATERÍAS (BESS).....	270
5.4.1	Requerimientos de Espacio.....	270
5.4.2	Equipamiento principal.....	270
5.5	SUBESTACIÓN ELÉCTRICA, LÍNEA DE TRANSMISIÓN 220 KV Y PAÑO DE CONEXIÓN	274
5.5.1	Subestación Eléctrica	275
5.5.2	Línea de Transmisión	276
5.5.3	Paño de Conexión	277

5.6	CENTRAL GENERADORA DEL TIPO TURBINA A GAS EN CICLO SIMPLE O ABIERTO (TG CA) DE TAMAÑO 3 MW Y 15 MW.....	278
5.6.1	Requerimientos de Espacio.....	278
5.6.2	Equipamiento principal.....	278
5.6.3	Conexión Eléctrica.....	283
5.6.4	Paño de Conexión	283
5.7	CENTRAL GENERADORA DEL TIPO GRUPO MOTOR – GENERADOR DE TAMAÑOS 0,3 MW, 0,4 MW, 0,8 MW, 0,9 MW, 1,0 MW, 1,8 MW Y 3,0 MW.....	284
5.7.1	Requerimientos de Espacio.....	284
5.7.2	Equipamiento principal.....	285
5.7.3	Conexión Eléctrica.....	289
5.7.4	Paño de Conexión	289
6.	DETERMINACIÓN DE ÍTEMS INCLUIDOS EN LAS PARTIDAS DE COSTOS DE INVERSIÓN DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS ANALIZADAS.....	290
6.1	DETERMINACIÓN DE ÍTEMS INCLUIDOS EN LAS PARTIDAS DE COSTOS DE INVERSIÓN DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS ANALIZADAS.....	290
6.1.1	Antecedentes.....	290
6.1.2	Unidad de Generación Eléctrica y Sistema de Almacenamiento Stand Alone	290
6.1.2.1	Suministro de equipos principales - TG CA – GMG – Sistema HB CSF + BESS – Sistema HB PE + BESS y Sistema BESS Stand Alone	290
6.1.2.2	Equipamiento de la Unidad de Generación Eléctrica y Sistema de Almacenamiento Stand Alone	290
6.1.2.3	Red de Suministro de Petróleo Diésel (sólo aplica a las tecnologías TG CA y GMG).....	291
6.1.2.4	Suministro de Gas Natural (sólo aplica a las tecnologías de TG CA y GMG).....	291
6.1.2.5	Red de Suministro de Agua (sólo aplica a las tecnologías de TG CA y GMG)	291
6.1.2.6	Sistema de Aire Comprimido (sólo aplica a las tecnologías de TG CA y GMG).....	292
6.1.2.7	Plataforma y Fundaciones para Aerogeneradores Onshore.....	292
6.1.2.8	Sistema Eléctricos Auxiliares (Aplica a todas las tecnologías)	292
6.1.2.9	Obras Civiles y Montaje (aplica sólo TG CA - GMG).....	292
6.1.2.10	Obras Civiles y Montaje (sólo aplica a Sistema HB CSF + BESS, Sistema HB PE + BESS y Sistema BESS Stand Alone)	293

6.1.3	Resumen de partidas de costos incluidas en planilla de cálculo del CAPEX.....	294
6.2	DETERMINACIÓN DE LOS ÍTEMS INCLUIDOS EN LAS PARTIDAS DE COSTOS FIJOS DE LA OPERACIÓN DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS ANALIZADAS.....	295
6.2.1	Costos Fijos de Operación.....	295
6.2.2	Costos de Mantenimiento y atención de fallas	295
6.2.3	Costo de capital del petróleo diésel almacenado.....	295
6.2.4	Costos de repuestos.....	296
6.2.5	Costos fijos de operación y mantención de la Subestación.....	296
6.2.6	Costo fijo de inspección y mantenimiento de la línea de transmisión	296
6.2.7	Costo de las pérdidas del transformador de poder	296
6.2.8	Costo de seguros.....	297
6.2.9	Costos de transporte (recargos de transporte)	297
6.2.10	Costos de almacenaje y logística	297
7.	DISPOSITIVOS DE MITIGACIÓN O ELIMINACIÓN DE CONTAMINACIÓN AMBIENTAL.....	298
7.1	ANÁLISIS DE LAS REGULACIONES AMBIENTALES VIGENTES.....	298
7.1.1	Normativa aplicable	298
7.2	CÁLCULO DE EMISIONES.....	299
7.2.1	Emisiones con combustible gas natural.....	299
7.2.2	Emisiones con combustible petróleo diésel	300
7.2.3	Sistema de monitoreo continuo de emisiones - CEMS.....	300
7.2.4	Tabla de emisiones	300
7.3	CONCLUSIONES.....	302
8.	EVOLUCIÓN DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX) PERÍODO 2025-2028 DE DISTINTAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN.....	305
8.1	COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX) DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS ESTUDIADAS COMO UNIDAD DE PUNTA – PERÍODO 2025 - 2028.....	305
9.	ESTUDIOS ELÉCTRICOS PARA LA CONEXIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA AL SEN Y LOS SSMM	314

9.1	RESUMEN EJECUTIVO	314
9.2	DESARROLLO DE LOS ESTUDIOS ELÉCTRICOS (SISTÉMICOS)	316
10.	PARTIDAS DE COSTOS DE CONEXIÓN ELÉCTRICA EN EL SEN Y LOS SSMM	317
10.1	ANTECEDENTES.....	317
10.2	COSTOS SUBESTACIONES PARA CONEXIÓN ELÉCTRICA AL SEN	317
10.2.1	Equipamiento subestación de salida media tensión (MT) / 220 kV	319
10.2.2	Equipamiento subestación de conexión (Enlace)	321
10.2.3	Infraestructura	323
10.2.4	Construcción y montaje subestación.....	323
10.2.5	Ingeniería	325
10.3	COSTO LÍNEA TRANSMISIÓN EN EL SEN	326
10.3.1	Suministro.....	326
10.3.2	Infraestructura línea	328
10.3.3	Construcción y Montaje línea de transmisión	329
10.3.4	Diseño de Ingeniería línea de transmisión.....	330
10.4	COSTOS CONEXIÓN ELÉCTRICA PARA SISTEMAS MEDIANOS	331
10.4.1	Equipamiento subestación.....	332
10.4.2	Obras Civiles y montaje subestación	333
10.4.3	Construcción y montaje subestación.....	333
10.4.4	Ingeniería subestación	334
10.4.5	Línea de conexión en media tensión	334
10.4.6	Obras civiles y montaje línea de transmisión de media tensión	335
10.4.7	Construcción y montaje línea de transmisión	335
10.4.8	Ingeniería línea media tensión.....	335
11.	COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA.....	336

11.1	ANTECEDENTES.....	336
11.2	SOLICITUD DE COTIZACIONES INFORMATIVAS DE EQUIPAMIENTO PRINCIPAL DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO	337
11.3	DESCRIPCIÓN DE LAS FUENTES DE INFORMACIÓN.....	340
11.4	DETERMINACIÓN DE ÍTEMS INCLUIDOS EN LAS PARTIDAS DE COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS EN ESTUDIO.....	344
11.4.1	Costos fijos de operación.....	344
12.	DETERMINACIÓN DE LAS PARTIDAS DE COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN QUE PRESENTAN VARIACIÓN ANTE LAS DISTINTAS ALTERNATIVAS DE LOCALIZACIÓN, PARA UNIDAD DE PUNTA DE IGUAL TAMAÑO.....	355
12.1	DETERMINACIÓN DE LAS PARTIDAS DE COSTOS DE INVERSIÓN QUE PRESENTAN VARIACIÓN ANTE LAS DISTINTAS ALTERNATIVAS DE LOCALIZACIÓN PARA UNIDAD GENERADORA Y SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE IGUAL TAMAÑO	355
12.1.1	Suministro equipamiento principal.....	355
12.1.2	Equipamiento de generación y sistema almacenamiento.....	355
12.1.3	Red de suministro de petróleo diésel	355
12.1.4	Suministro de gas natural mediante gasoducto	355
12.1.5	Red de suministro de agua	356
12.1.6	Sistema aire comprimido	356
12.1.7	Sistemas eléctricos auxiliares.....	357
12.1.8	Obras civiles y montajes	357
12.1.9	Construcción y montaje	358
12.1.10	Ingeniería	358
12.2	SUBESTACIONES.....	359
12.2.1	Equipamiento de subestación de salida	359
12.2.2	Equipamiento de subestación de enlace	359
12.2.3	Obras civiles y montaje	360
12.2.4	Infraestructura de la subestación	360
12.2.5	Construcción y montaje de la subestación	361
12.2.6	Ingeniería de la subestación	361

12.3	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	362
12.3.1	Suministros	362
12.3.2	Obras civiles y montaje	363
12.3.3	Infraestructura de la línea de transmisión.....	363
12.3.4	Construcción y montaje de la línea de transmisión.....	364
12.3.5	Ingeniería de la línea de transmisión	364
12.4	GASTOS GENERALES DE LA CENTRAL GENERADORA Y SISTEMA DE ALMACENAMIENTO ...	364
12.5	DETERMINACIÓN DE LAS PARTIDAS DE COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN QUE PRESENTAN VARIACIÓN ANTE LAS DISTINTAS ALTERNATIVAS DE LOCALIZACIÓN PARA UNIDAD GENERADORA Y SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE IGUAL TAMAÑO	365
12.5.1	Costos fijos operacionales	365
12.5.2	Costo de capital de petróleo diésel almacenado.....	365
12.5.3	Costos de repuestos.....	365
12.5.4	Costo fijo de operación y mantención de la subestación	365
12.5.5	Costo fijo de operación y mantención de la línea de transmisión.....	365
12.5.6	Costo de combustible (recargo por transporte de GNL mediante camiones).....	365
13.	DESCRIPCIÓN DEL CÁLCULO Y RESUMEN DE LOS RESULTADOS DEL COSTO DE INVERSIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	367
13.1	DESCRIPCIÓN DEL CÁLCULO DEL COSTO DE INVERSIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	367
13.1.1	Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 70 MW en el SEN - Tecnología del tipo turbina a gas en ciclo simple o abierto (TG CA)	370
13.1.2	Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 120 MW en el SEN - Tecnología del tipo turbina a gas en ciclo simple o abierto (TG CA)	377
13.1.3	Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 150 MW en el SEN - Tecnología del tipo turbina a gas en ciclo simple o abierto (TG CA)	383
13.1.4	Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 70 MW, 120 MW y 150 MW en el SEN - Sistema híbrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS (SH CSF + Sistema BESS).....	389
13.1.5	Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 70 MW, 120 MW y 150 MW en el SEN - Sistema híbrido mediante tecnología aerogenerador onshore (parque eólico) con sistema de almacenamiento BESS (SH PE + Sistema BESS)	398

13.1.6	Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 70 MW, 120 MW y 150 MW en el SEN – Tecnología Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías stand alone (BESS ST).....	405
13.1.7	Resultados de los costos de inversión (CAPEX) para las tecnologías del tipo turbinas a gas, sistemas híbridos conformados por una central solar fotovoltaica o un parque eólico, ambas con sistema BESS y sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) stand alone	411
13.1.8	Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 3 MW y 15 MW en los Sistema Medianos - Tecnología del tipo turbina a gas en ciclo simple o abierto (TG CA)	414
13.1.9	Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 1,8 MW - 3,0 MW y 5,0 MW en los Sistema Medianos - Tecnología del tipo grupo motor – generador en base a gas natural (GMG - GN)	416
13.1.10	Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 0,3 MW – 0,4 MW – 0,8 MW – 0,9 MW – 1,0 MW – 1,8 MW y 3,0 MW en los Sistema Medianos - Tecnología del tipo grupo motor – generador en base a petróleo diésel (GMG - PD)	418
13.1.11	Resumen de costos de inversión y costos fijos de operación por tecnología, tamaño y ubicación de la Unidad de Punta en el SEN y los SSMM.....	425
14.	MAYORES COSTOS DE FLEXIBILIDAD DE LA UNIDAD DE PUNTA POR EFECTOS DE INCORPORAR REQUERIMIENTOS DE FLEXIBILIDAD	431
14.1	ANTECEDENTES.....	431
15.	ESTRUCTURA DEL PRECIO BÁSICO DE POTENCIA DE PUNTA	437
15.1	COMPONENTES DEL PRECIO BÁSICO DE POTENCIA DE PUNTA.....	437
15.2	POTENCIAS DE GENERACIÓN	442
15.3	FACTOR DE PÉRDIDAS.....	444
16.	PROPUESTA METODOLÓGICA PARA DETERMINAR EL PRECIO BÁSICO DE POTENCIA DE PUNTA EN NUEVOS SS.MM. QUE PUEDAN PRESENTARSE DURANTE PERIODO 2025-2028	446
16.1	ANTECEDENTES.....	446
16.2	PROPUESTA DE ESTRUCTURA DEL PRECIO BÁSICO DE POTENCIA DE PUNTA.....	447
17.	DETERMINACIÓN DE LA FÓRMULA O POLINOMIO PARA INDEXACIÓN DEL COSTO DE DESARROLLO DE LA UNIDAD DE PUNTA	450

17.1	DETERMINACIÓN DE LOS INDEXADORES DEL COSTO DE DESARROLLO DE LA UNIDAD DE PUNTA	450
17.1.1	Selección de indexadores para la tecnología del tipo Turbina a Gas en ciclo simple o abierto y Grupo Motor - Generador	450
17.1.2	Selección de indexadores para la tecnología del tipo Sistema híbrido Central solar fotovoltaica más Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)	453
17.1.3	Selección de indexadores para la tecnología del tipo Sistema híbrido Parque eólico más Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)	457
17.1.4	Análisis comparativo de potenciales indexadores.....	460
17.2	DEFINICIÓN DE LA FÓRMULA DE INDEXACIÓN.....	468
17.2.1	Unidad de Punta del tipo Turbina a Gas en el SEN y los Sistemas Medianos Grupo Motor – Generador en los Sistemas Medianos	469
17.2.2	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	472
17.2.3	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.....	475
17.2.4	Coeficientes.....	477
18.	HERRAMIENTA DE CÁLCULO PARA DETERMINAR EL COSTO DE DESARROLLO Y SU ACTUALIZACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	478

ANEXOS

- ANEXO 1 Reportes Solares Fotovoltaicos y Gráficos del Recurso Viento (mt/seg)
- ANEXO 2 Planos de Disposición General (Layout) de la Unidad de Punta
- ANEXO 3 Diagramas Unilineales de la Unidad de Punta
- ANEXO 4 Metodología utilizada para estimar fundaciones de Aerogeneradores
- ANEXO 5 Metodología utilizada para dimensionar la instalación de faenas, excavaciones/rellenos de caminos nuevos, mejoramientos de caminos existentes, fundaciones, plataformas, canalizaciones y cámaras para el trazado de cables eléctricos
- ANEXO 6 Planillas de cálculo (formato Excel) Costos de Inversión y Costos Fijos de Operación de la Unidad de Punta
- ANEXO 7 Estudio de Impacto Sistémico (flujos de potencia, cortocircuito y estabilidad)
- ANEXO 8 Costo de capital de petróleo diésel almacenado
- ANEXO 9 Planilla de Cálculo (formato Excel) de Indexadores
- ANEXO 10 Instructivos para actualización del Costo de Desarrollo de la Unidad de Punta de las distintas tecnologías
- ANEXO 11 Planilla de Cálculo (Formato Excel) Precio Potencia SEN Turbinas A Gas Ciclo Simple o Abierto – Siete Indexadores

FIGURAS Y TABLAS

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Ciclo de la Turbina a Gas	39
Figura 2. Ajuste de la Potencia Bruta de una Turbina de Gas por Efecto de la Altitud (m.s.n.m) y la Temperatura Ambiente (°C)	40
Figura 3. Heat Rate Turbinas Gas Ciclo Simple o Abierto (Btu/kWh).....	43
Figura 4. Potencia Límite – tiempo de funcionamiento o Standby.....	45
Figura 5. Potencia prime.....	46
Figura 6. Potencia continua	47
Figura 7. Diagrama central renovable con capacidad de regulación	48
Figura 8. Diagrama Central Hidráulica de Regulación (Embalse).....	50
Figura 9. Esquema Planta Termosolar	53
Figura 10. Diagrama de flujo simplificado de la central geotérmica a condensación.....	55
Figura 11. Diagrama de flujo simplificado de la central geotérmica binaria.....	56
Figura 12. Diagrama Central renovable con capacidad de almacenamiento	57
Figura 13. Esquema Central Solar Fotovoltaica más Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS).....	60
Figura 14. Sistema de Almacenamiento de energía mediante Baterías (BESS)	60
Figura 15. Esquema Central Eólica más Sistema de almacenamiento mediante baterías (BESS)	63
Figura 16. Ejemplos de estructuras de BESS según su química (según norma AS/NZS 5139). (A) Ión litio; (B) Níquel-cadmio o plomo ácido; (C) batería de flujo	66
Figura 17. Tipos de topologías de BESS conectados a la red. (a) BESS distribuido; (b) BESS concentrado.....	68
Figura 18. Esquema de “stand-alone off-grid sin función de carga a la red”	69
Figura 19. Esquema “stand-alone off-grid con función de carga a la red”	70
Figura 20. Esquema “híbrido”	71
Figura 21. Esquema “híbrido con limitación de inyección”	72

Figura 22. Esquema “conectado a la red con limitación de inyección”	73
Figura 23. Esquema de centro de bombeo hidráulico	74
Figura 24. Subestación Roncacho 220 kV	96
Figura 25. Disposición en Planta Subestación Roncacho 220 kV	97
Figura 26. Subestación Roncacho 220 kV y sector de posible emplazamiento Unidad de Punta.....	98
Figura 27. Radiación Solar en la zona de la Subestación Roncacho 220 kV	99
Figura 28. Viento en la zona de la Subestación Roncacho 220 kV	99
Figura 29. Subestación Cóndores 220 kV.....	101
Figura 30. Disposición en Planta Subestación Cóndores 220 kV.....	102
Figura 31. Subestación Cóndores 220 kV y sector de posible emplazamiento Unidad de Punta	103
Figura 32. Radiación Solar en la zona de la Subestación Cóndores 220 kV	104
Figura 33. Viento en la zona de la Subestación Cóndores 220 kV	104
Figura 34. Subestación Nueva Pozo Almonte 220 kV	106
Figura 35. Disposición en Planta Subestación Nueva Pozo Almonte 220 kV	107
Figura 36. Subestación Nueva Pozo Almonte 220 kV y sector de posible emplazamiento Unidad de Punta...	108
Figura 37. Radiación Solar en la zona de la Subestación Nueva Pozo Almonte 220 kV.....	109
Figura 38. Viento en la zona de la Subestación Nueva Pozo Almonte 220 kV	109
Figura 39. Subestación Nueva Lagunas 220 kV	111
Figura 40. Disposición en Planta Subestación Nueva Lagunas 220 kV.....	112
Figura 41. Subestación Nueva Lagunas 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta	113
Figura 42. Radiación Solar en la zona de la Subestación Nueva Lagunas 220 kV	113
Figura 43. Viento en la zona de la Subestación Nueva Lagunas 220 kV	114
Figura 44. Subestación Kimal 220 kV	116
Figura 45. Disposición en Planta Subestación Kimal 220 kV	117
Figura 46. Disposición en Planta Subestación Kimal 220 kV - Paños Transelec.....	117

Figura 47. Subestación Kimal 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta	118
Figura 48. Radiación Solar en la zona de la Subestación Kimal 220 kV.....	119
Figura 49. Viento en la zona de la Subestación Kimal 220 kV.....	119
Figura 50. Subestación Miraje 220 kV.....	122
Figura 51. Disposición en Planta Subestación Miraje 220 kV	123
Figura 52. Subestación Miraje 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta.....	124
Figura 53. Radiación Solar en la zona de la Subestación Miraje 220 kV	125
Figura 54. Viento en la zona de la Subestación Miraje 220 kV	125
Figura 55. Subestación Kapatur 220 kV	127
Figura 56. Disposición en Planta Subestación Kapatur 220 kV	128
Figura 57. Subestación Kapatur 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta	129
Figura 58. Radiación Solar en la zona de la Subestación Kapatur 220 kV.....	130
Figura 59. Viento en la zona de la Subestación Kapatur 220 kV	130
Figura 60. Subestación Parinas 220 kV	132
Figura 61. Disposición en Planta Subestación Parinas 220 kV	133
Figura 62. Subestación Parinas 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta	134
Figura 63. Radiación Solar en la zona de la Subestación Parinas 220 kV.....	135
Figura 64. Viento en la zona de la Subestación Parinas 220 kV	135
Figura 65. Subestación Cumbre 220 kV	137
Figura 66. Disposición en Planta Subestación Cumbre 220 kV	138
Figura 67. Disposición en Planta Subestación Cumbres 220 kV - Conexión PFV Almeyda	138
Figura 68. Subestación Cumbres 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta.....	139
Figura 69. Radiación Solar en la zona de la Subestación Cumbres 220 kV	140
Figura 70. Viento en la zona de la Subestación Cumbres 220 kV	140
Figura 71. Subestación Illapa 220 kV	142

Figura 72. Disposición en Planta Subestación Illapa 220 kV	143
Figura 73. Subestación Illapa 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta.....	144
Figura 74. Radiación Solar en la zona de la Subestación Illapa 220 kV	144
Figura 75. Viento en la zona de la Subestación Illapa 220 kV	145
Figura 76. Subestación Nueva Cardones 220 kV.....	147
Figura 77. Disposición en planta Subestación Nueva Cardones 220 kV	148
Figura 78. Subestación Nueva Cardones 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta.....	149
Figura 79. Radiación Solar en la zona de la Subestación Nueva Cardones 220 kV	150
Figura 80. Viento en la zona de la Subestación Nueva Cardones 220 kV	150
Figura 81. Subestación Nueva Maitencillo 220 kV.....	152
Figura 82. Disposición en planta Subestación Nueva Maitencillo 220 kV.....	153
Figura 83. Subestación Nueva Maitencillo 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta.....	154
Figura 84. Radiación Solar en la zona de la Subestación Nueva Maitencillo 220 kV	155
Figura 85. Viento en la zona de la Subestación Nueva Maitencillo 220 kV	155
Figura 86. Subestación Nueva Pan de Azúcar 220 kV	157
Figura 87. Disposición en planta Subestación Nueva Pan de Azúcar 220 kV.....	158
Figura 88. Subestación Nueva Pan de Azúcar 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta.....	160
Figura 89. Radiación Solar en la zona de la Subestación Nueva pan de Azúcar 220 kV.....	160
Figura 90. Viento en la zona de la Subestación Nueva Pan de Azúcar 220 kV.....	161
Figura 91. Subestación Nogales 220 kV	164
Figura 92. Disposición de Planta Subestación Nogales 220 kV	165
Figura 93. Subestación Nogales 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta	166
Figura 94. Radiación Solar en la zona de la Subestación Nogales 220 kV.....	167
Figura 95. Viento en la zona de la Subestación Nogales 220 kV	167
Figura 96. Subestación Lo Aguirre 220 kV.....	170

Figura 97. Disposición Planta Subestación Lo Aguirre 220 kV	171
Figura 98. Subestación Lo Aguirre 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta.....	172
Figura 99. Radiación Solar en la zona de la Subestación Lo Aguirre 220 kV	173
Figura 100. Viento en la zona de la Subestación Lo Aguirre kV	173
Figura 101. Subestación Candelaria 220 kV	176
Figura 102. Disposición de Planta Subestación Candelaria 220 kV.....	177
Figura 103 Esquema Unilineal subestación Candelaria 220 kV	178
Figura 104. Subestación Candelaria 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta	179
Figura 105. Radiación Solar en la zona de la Subestación Candelaria 220 kV	180
Figura 106. Viento en la zona de la Subestación Candelaria 220 kV.....	180
Figura 107. Subestación Entre Ríos 220 kV.....	182
Figura 108. Disposición de Planta Subestación Entre Ríos 220 kV.....	183
Figura 109. Subestación Entre Ríos 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta	184
Figura 110. Radiación Solar en la zona de la Subestación Entre Ríos 220 kV	185
Figura 111. Viento en la zona de la Subestación Entre Ríos 220 kV	185
Figura 112. Subestación Ciruelos 220 kV	187
Figura 113. Disposición de Planta y Elevación Subestación Ciruelos 220 kV	188
Figura 114. Subestación Ciruelos 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta	189
Figura 115. Radiación Solar en la zona de la Subestación Ciruelos 220 kV.....	190
Figura 116. Viento en la zona de la Subestación Ciruelos 220 kV.....	190
Figura 117. Subestación Tineo 220 kV	193
Figura 118. Disposición de Planta Subestación Tineo 220 kV.....	194
Figura 119. Subestación Tineo 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta	195
Figura 120. Radiación Solar en la zona de la Subestación Tineo 220 kV.....	196
Figura 121. Viento en la zona de la Subestación Tineo 220 kV.....	196

Figura 122. Subestación Puerto Montt 220 kV	199
Figura 123. Disposición de Planta Subestación Puerto Montt 220 kV.....	200
Figura 124. Subestación Puerto Montt 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta	201
Figura 125. Radiación Solar en la zona de la Subestación Puerto Montt	202
Figura 126. Viento en la zona de la Subestación Puerto Montt.....	202
Figura 127. Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta – Tres Puentes	217
Figura 128. Sector emplazamiento Central y Subestación - Tres Puentes.....	218
Figura 129. Viento en la zona de la Subestación Tres Puentes.....	219
Figura 130. Subestación Tres Puentes	219
Figura 131. Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta - Puerto Natales.....	222
Figura 132. Sector emplazamiento Central y Subestación - Puerto Natales.....	223
Figura 133. Subestación Puerto Natales	223
Figura 134. Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta - Porvenir	225
Figura 135. Sector emplazamiento Central y Subestación - Porvenir.....	226
Figura 136. Subestación Porvenir	226
Figura 137. Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta - Puerto Williams	228
Figura 138. Sector emplazamiento Central y Subestación - Puerto Williams.....	229
Figura 139. Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta – Chacabuco (SSMM Aysén)	233
Figura 140. Sector emplazamiento Central y Subestación – Chacabuco (SSMM Aysén).....	234
Figura 141. Subestación Chacabuco (SSMM Aysén)	234
Figura 142. Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta – Tehuelche (SSMM Aysén).....	236
Figura 143. Sector emplazamiento Central y Subestación – Tehuelche (SSMM Aysén).....	237
Figura 144. Subestación Tehuelche (SSMM Aysén)	237
Figura 145. Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta - Palena.....	239
Figura 146. Sector emplazamiento Central y Subestación - Palena.....	240

Figura 147. Sector emplazamiento Central, Subestación Chile y Unidad de Punta – Chile Chico (SSMM General Carrera).....	242
Figura 148. Sector emplazamiento Central y Subestación - Chile Chico (SSMM General Carrera)	243
Figura 149. Subestación Chile Chico (SSMM General Carrera)	243
Figura 150. Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta – Nuevo Reino (SSMM Puerto Cisnes)	245
Figura 151. Sector emplazamiento Central y Subestación – Nuevo Reino (SSMM Puerto Cisnes)	246
Figura 152. Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta - Hornopirén	248
Figura 153. Sector emplazamiento Central y Subestación – Hornopirén	249
Figura 154. Subestación Hornopirén	249
Figura 155. Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta - Cochamó.....	251
Figura 156. Sector emplazamiento Central y Subestación - Cochamó	252
Figura 157. Subestación Cochamó	252
Figura 158. Mapa Conceptual Estructura Partidas de Costos -Turbina a Gas.....	258
Figura 159. Mapa Conceptual Estructura Partidas de Costos – Sistema Híbrido Parque Eólico + Sistema BESS	263
Figura 160. Mapa Conceptual Estructura de Costos – Sistema Híbrido Central Solar Fotovoltaica + Sistema BESS	269
Figura 161. Mapa Conceptual Estructura Partida de Costos – Sistema BESS Stand -Alone.....	273
Figura 162. Mapa Conceptual Estructura Partidas de Costos Subestaciones.....	274
Figura 163. Mapa Conceptual Estructura Partidas de Costos Línea de Transmisión	275
Figura 164. Mapa Conceptual Estructura Partidas de Costos – TG SSMM	282
Figura 165. Mapa Conceptual Estructura Partidas de Costos – GMG SSMM	288
Figura 166. Evolución Costos de inversión (CAPEX) Tecnologías del tipo GMG – Solar Fotovoltaica con Sistema BESS - Eólica – TG CA Aeroderivativa - Solar Fotovoltaica con seguimientos de ejes – Sistema BESS Diurno – TG CA Industrial Frame - Energy Information Administration Periodo 2025 – 2028 .	306
Figura 167. Inserción esperada tecnología renovables en Estados Unidos	307

Figura 168. Evolución Costos de inversión (CAPEX) Solar Fotovoltaica con Sistema BESS – Sistema BESS - Eólica –Solar Fotovoltaica - TG CA Industrial Frame - National Renewable Energy Laboratory Periodo 2025 – 2028	309
Figura 169. Evolución Costos de inversión (CAPEX) Solar Fotovoltaica– Sistema BESS - Eólica – TG CA (Tamaño Grande) - TG CA (Tamaño Pequeño)- Gas Reciprocante (GMG) – H2 Reciprocante (GMG) GenCost 2024-25 Consultation Draft	311
Figura 170. Evolución Costos de inversión (CAPEX) Solar Fotovoltaica en diferentes mercados – World Energy Outlook 2024	312
Figura 171. Evolución Costos de inversión (CAPEX) Eólica Onshore en diferentes mercados – World Energy Outlook 2024.....	313
Figura 172. Evolución Costos de inversión (CAPEX) Turbinas a Gas en diferentes mercados – World Energy Outlook 2024.....	313
Figura 173. Evolución Costos de inversión (CAPEX) BESS– World Energy Outlook 2024.....	313
Figura 174. Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 70 MW - diésel.....	374
Figura 175. Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 70 MW - gas natural	374
Figura 176. Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 70 MW – sistema dual	375
Figura 177. Costo de Inversión subestación, paño de conexión y línea de transmisión.....	375
Figura 178. Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 120 MW - diésel.....	381
Figura 179. Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 120 MW - gas natural	381
Figura 180. Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 120 MW – sistema dual	382
Figura 181. Costo de Inversión subestación, paño de conexión y línea de transmisión	382
Figura 182. Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 150 MW - diésel.....	387
Figura 183. Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 150 MW - gas natural	387
Figura 184. Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 150 MW – sistema dual	388
Figura 185. Costo de Inversión subestación, paño de conexión y línea de transmisión.....	388
Figura 186. Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 70 MW	396
Figura 187. Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 120 MW	397

Figura 188. Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 150 MW	397
Figura 189. Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología aerogenerador onshore (parque eólico) con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 70 MW	402
Figura 190. Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología aerogenerador onshore (parque eólico) con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 120 MW	403
Figura 191. Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología aerogenerador onshore (parque eólico) con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 150 MW	404
Figura 192. Costo de Inversión Sistema BESS - subestaciones del SEN - 70 MW.....	409
Figura 193. Costo de Inversión Sistema BESS - subestaciones del SEN - 120 MW.....	410
Figura 194. Costo de Inversión Sistema BESS - subestaciones del SEN - 150 MW.....	410
Figura 195. Costo de Inversión Unidad de Punta 70 MW – Distintas tecnologías y subestaciones del SEN	412
Figura 196. Costo de Inversión Unidad de Punta 120 MW – Distintas tecnologías y subestaciones del SEN ..	412
Figura 197. Costo de Inversión Unidad de Punta 150 MW – Distintas tecnologías y subestaciones del SEN ..	413
Figura 198. 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.....	452
Figura 199. 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)	455
Figura 200. 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)	459

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Atributos de flexibilidad de las distintas tecnologías disponibles para suministrar potencia de punta	78
Tabla 2 Cuadro comparativo de principales características de las tecnologías disponibles para suministrar potencia de punta	83
Tabla 3 Proyectos, tamaños y costos de inversión unitarios de centrales renovables con capacidad de regulación en operación, en construcción, con evaluación ambiental aprobada y con evaluación ambiental en desarrollo.....	86
Tabla 4 Proyectos, tamaños y costos de inversión unitarios de centrales renovables con capacidad de almacenamiento con evaluación ambiental aprobada y con evaluación ambiental en desarrollo	87
Tabla 5 Proyectos, tamaños y costos de inversión unitarios de sistema de almacenamiento stand alone con evaluación ambiental aprobada	88
Tabla 6 Proyectos, tamaños y costos de inversión unitarios de sistema de almacenamiento stand alone en calificación ambiental y admisión de evaluación ambiental	89
Tabla 7 Proyectos, tamaños y costos de inversión unitarios de sistema de almacenamiento stand alone en admisión de evaluación ambiental.....	90
Tabla 8 Subestaciones de Sistemas de Transmisión Nacional del SEN factibles para la determinación del precio básico de potencia.....	91
Tabla 9 Restricciones generales asociadas a los aspectos territoriales	92
Tabla 10 Cuadro resumen aspectos logísticos, aspectos técnicos y recurso renovable Subestaciones del SEN	203
Tabla 11 Subestaciones del SEN – Recurso eólico y recurso solar – Elección Subestaciones donde aplica Sistema híbrido central Solar fotovoltaica + BESS y sistema híbrido parque eólico + BESS	206
Tabla 12 Subestaciones del SEN recomendadas para instalación de Sistema BESS estudio Coordinador Eléctrico Nacional.....	208
Tabla 13 Vertimiento (Energía MWh) Centrales Eólica y Solares Fotovoltáicas mayor 9.000 MWh/mes – Periodo Dic 2023 – May 2024	210
Tabla 14 Vertimiento (Energía MWh) Centrales Eólica y Solares Fotovoltáicas mayor 9.000 MWh/mes – Periodo Jun 2024 – Nov 2024	211

Tabla 15 Centrales solares fotovoltaicas y Zonas geográficas (Subestaciones del SEN) elegidas para determinación costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta mediante tecnología de Sistema BESS Stand Alone	212
Tabla 16 Subestaciones del SEN, tamaños y tecnologías del tipo solar fotovoltaica + BESS, parque eólico + BESS y BESS stand alone candidatas para determinar costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta	213
Tabla 17 Subestación, tecnología y tamaño de sistema híbrido mediante parque eólico + BESS - Sistema Mediano Punta Arenas.....	220
Tabla 18 Tamaño (MW), nivel de tensión, área requerida (terreno) Unidad de Punta – Tecnología del tipo TG CA	253
Tabla 19 Tamaño (MW) Unidad de Punta, Nivel de Tensión, Área requerida (terreno) y Referencia de Plano – Sistema híbrido del tipo parque eólico con sistema BESS en el SEN	259
Tabla 20 Tamaño (MW) Unidad de Punta, Nivel de Tensión, Área requerida (terreno) y Referencia de Plano – Sistema híbrido del tipo central solar fotovoltaica con sistema BESS en el SEN.....	264
Tabla 21 Potencia (MW), energía (MWh), área requerida (terreno) y referencia de plano de disposición (layout) - Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) stand alone.....	270
Tabla 22 Tamaño (MW), Área requerida (terreno) y Referencia de Plano Unidad de Punta del tipo Turbinas gas en Ciclo Simple o Abierto en los SSMM.....	278
Tabla 23 Tamaño (MW), Área requerida (terreno) y Referencia de Plano Unidad de Punta del tipo Grupo Motor - Generador en los SSMM.....	284
Tabla 24 D.S. 13 Límites de emisión para fuentes emisoras nuevas (mg/Nm ³).....	299
Tabla 25 Emisiones estimadas Turbinas a Gas – Límite de Emisión PPDA RM – Límite de Emisión D.S. 13	301
Tabla 26 Resumen de los resultados de flujos de potencia para las distintas subestaciones del SEN propuestas para la instalación de la Unidad de Punta	315
Tabla 27 Resumen de los resultados de flujos de potencia para las distintas subestaciones de los SSMM propuestas para la instalación de la Unidad de Punta	316
Tabla 28 Equipamiento Subestación SEN - Unidad de Punta.....	319
Tabla 29 Equipamiento Subestación Enlace SEN	321
Tabla 30 Sistema eléctrico, tecnologías y tamaño Unidad de Punta en el SEN y los SSMM.....	338
Tabla 31 Fabricantes / Proveedores tecnología turbina a gas en ciclo simple o abierto (TG CA).....	339
Tabla 32 Fabricantes / Proveedores tecnología turbina a gas en ciclo simple o abierto (TG CA).....	339

Tabla 33 Fabricantes / Proveedores tecnología grupo motor – generador (GMG)	339
Tabla 34 Fabricantes / Proveedores tecnología aerogeneradores onshore (PE).....	340
Tabla 35 Fabricantes / Proveedores tecnología solar fotovoltaica (SFV).....	340
Tabla 36 Fabricantes / Proveedores tecnología sistema almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)	340
Tabla 37 Costos Fijos de Operación en TG de 70 MW, 120 MW y 150 MW	345
Tabla 38 Costos Fijos de Operación en TG de 3 MW y 15 MW	345
Tabla 39 Costos Fijos de Operación en Grupos Motor – Generador	346
Tabla 40 Costos Fijos de Operación en Central Renovable con Almacenamiento BESS – SEN 70 MW, 120 MW y 150 MW	346
Tabla 41 Costos Fijos de Operación de sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)....	347
Tabla 42 Costo capital petróleo diésel TG 70 MW, 120 MW y 150 MW	347
Tabla 43 Costo capital petróleo diésel TG 3 MW y 15 MW	348
Tabla 44 Costo capital petróleo diésel Grupo Motor – Generador distintos tamaños.....	348
Tabla 45 Costo repuestos TG 70 MW, 120 MW y 150 MW	348
Tabla 46 Costo repuestos TG 3 MW y 15 MW	348
Tabla 47 Costo repuestos Grupo motor – generador distintos tamaños	349
Tabla 48 Costos contratos central solar fotovoltaica con BESS	349
Tabla 49 Costos contratos parque eólico con BESS	349
Tabla 50 Costo fijo mantención subestación alta tensión	350
Tabla 51 Costo Fijo mantención subestación media tensión.....	351
Tabla 52 Costo fijo mantención línea de transmisión AT.....	352
Tabla 53 Costo Fijo mantención línea de transmisión MT	352
Tabla 54 Resumen costos fijos TG 70 MW, 120 MW y 150 MW	353
Tabla 55 Resumen costos fijos TG 3 MW y 15 MW	353
Tabla 56 Resumen costos fijos GMG distintos tamaños	354

Tabla 57 Resumen costos fijos Sistema híbrido Parque Eólico + BESS	354
Tabla 58 Resumen costos fijos Sistema híbrido Central Solar Fotovoltaica + BESS	354
Tabla 59 Resumen costos fijos BESS Stand Alone	354
Tabla 60 Distancias a Gasoductos desde Subestaciones en el SEN	356
Tabla 61 Costos Terrenos y Servidumbre Gasoducto de Unidades de Punta en el SEN	357
Tabla 62 Distancias a Puerto	358
Tabla 63 Cantidad de Equipos Principales en Subestaciones de Enlace 220 kV	359
Tabla 64 Configuración Subestaciones de Enlace en el SEN	360
Tabla 65 Características Líneas de Transmisión en el SEN	362
Tabla 66 Infraestructura Líneas SEN	363
Tabla 67 Listado de las Subestaciones del SEN en las cuales se utiliza para el suministro de gas natural a través de gasoducto.	368
Tabla 68 Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 70 MW	371
Tabla 69 Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 70 MW	372
Tabla 70 Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 70 MW	373
Tabla 71 Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 120 MW	378
Tabla 72 Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 120 MW	379
Tabla 73 Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 120 MW	380
Tabla 74 Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 150 MW	384
Tabla 75 Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 150 MW	385
Tabla 76 Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 150 MW	386
Tabla 77 Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 70 MW	390
Tabla 78 Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 70 MW	391
Tabla 79 Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 120 MW	392

Tabla 80 Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 120 MW	393
Tabla 81 Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 150 MW	394
Tabla 82 Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 150 MW	395
Tabla 83 Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología aerogenerador onshore (parque eólico) con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 70 MW	399
Tabla 84 Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología aerogenerador onshore (parque eólico) con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 120 MW	400
Tabla 85 Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología aerogenerador onshore (parque eólico) con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 150 MW	401
Tabla 86 Costo de Inversión Sistema BESS - Subestaciones del SEN - 70 MW.....	406
Tabla 87 Costo de Inversión Sistema BESS - Subestaciones del SEN - 120 MW.....	407
Tabla 88 Costo de Inversión Sistema BESS - Subestaciones del SEN - 150 MW.....	408
Tabla 89 Costo de Inversión turbinas a gas - Sistema Mediano Puerto Natales – 3 MW	414
Tabla 90 Costo de Inversión turbinas a gas - Sistema Mediano Punta Arenas – 15 MW	415
Tabla 91 Costo de Inversión grupo motor – generador en base a gas natural - Sistema Mediano Porvenir – 1,8 MW	416
Tabla 92 Costo de Inversión grupo motor – generador en base a gas natural- Sistema Mediano Puerto Natales – 3,0 MW	417
Tabla 93 Costo de Inversión grupo motor – generador en base a petróleo diésel - Sistema Mediano Puerto Cisnes – 0,3 MW	418
Tabla 94 Costo de Inversión grupo motor – generador en base a petróleo diésel - Sistema Mediano Puerto Williams – 0,4 MW	419
Tabla 95 Costo de Inversión grupo motor – generador en base a petróleo diésel - Sistema Mediano Puerto Aysén – 0,8 MW	420
Tabla 96 Costo de Inversión grupo motor – generador en base a petróleo diésel - Sistema Mediano Hornopirén – 0,9 MW	421
Tabla 97 Costo de Inversión grupo motor – generador en base a petróleo diésel - Sistemas Medianos de Cochamó, Chile Chico y Palena – 1,0 MW	422

Tabla 98 Costo de Inversión grupo motor – generador en base a petróleo diésel - Sistema Mediano Porvenir – 1,8 MW	423
Tabla 99 Costo de Inversión grupo motor – generador en base a petróleo diésel - Sistema Mediano Puerto Natales – 3,0 MW	424
Tabla 100 Resumen costos unitarios de inversión (US\$/kW) y costos fijos unitarios de operación (US\$/kW) por tecnología, tamaño y ubicación en el SEN.....	426
Tabla 101 Resumen costos unitarios de inversión (US\$/kW) y costos fijos unitarios de operación (US\$/kW) por tecnología, tamaño y ubicación en el SEN.....	427
Tabla 102 Resumen costos unitarios de inversión (US\$/kW) y costos fijos unitarios de operación (US\$/kW) por tecnología, tamaño y ubicación en el SEN.....	428
Tabla 103 Resumen costos unitarios de inversión (US\$/kW) y costos fijos unitarios de operación (US\$/kW) por tecnología, tamaño y ubicación en los Sistemas Medianos	429
Tabla 104 Resumen costos unitarios de inversión (US\$/kW) y costos fijos unitarios de operación (US\$/kW) por tecnología, tamaño y ubicación en los Sistemas Medianos	430
Tabla 105 Curva de degradación de baterías en función de ciclos diarios de operación	435
Tabla 106 Mayores costos de flexibilidad de los SAE mediante baterías (BESS) Stand Alone.....	436
Tabla 107 Vidas útiles de los distintos elementos de instalaciones de transmisión.....	439
Tabla 108 Potencia Neta en Sitio Turbinas a Gas de 70 MW, 120 MW y 150 MW – Gas Natural-SEN	442
Tabla 109 Potencia Neta en Sitio Turbinas a Gas de 70 MW, 120 MW y 150 MW – Petróleo Diésel -SEN	443
Tabla 110 Potencia Neta en Sitio Turbinas a Gas de 3,0 MW y 15 MW – Gas Natural y Diésel-SSMM.....	443
Tabla 111 Potencia Neta en Sitio Grupos Motor – Generador de distintos tamaños – SSMM	444
Tabla 112 Pérdidas de Transmisión de Unidades de Punta – SEN - TG	445
Tabla 113 Pérdidas de Transmisión de Unidades de Punta – SSMM.....	445
Tabla 114 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.....	461
Tabla 115 Peso y Coeficientes de peso de 7 Indexadores - Caso 1.....	463
Tabla 116 Peso y Coeficientes de peso de 7 Indexadores - Caso 2.....	463
Tabla 117 Indexación Precio de Potencia Sept 24 – 3 Indexadores.....	465
Tabla 118 Indexación Precio de Potencia Sept 24 – 3 Indexadores.....	465

Tabla 119 Diferencia Porcentual Caso 3 Indexadores vs Caso 7 Indexadores	465
Tabla 120 Peso y Coeficientes de peso para tres (3) Indexadores - Caso 1	466
Tabla 121 Peso y Coeficientes de peso para tres (3) Indexadores - Caso 2	467

INTRODUCCIÓN

De acuerdo a lo establecido en el Decreto con Fuerza de Ley N° 4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, modificado por la Ley N° 20.936, en adelante e indistintamente “Ley General de Servicios Eléctricos” o la “Ley”, corresponde a la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente “Comisión” o “CNE”, entre otras tareas, el cálculo de los precios de nudo de energía y potencia definidos en el artículo 162° de la Ley.

De conformidad a lo establecido en el artículo 49° del Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba el Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo, modificado por el Decreto Supremo N° 68, de 26 de junio de 2015, del mismo Ministerio, en adelante “Reglamento de Precios de Nudo”, la Comisión realizará, a más tardar cada cuatro años, un Estudio de Costos de Unidad de Punta para los sistemas eléctricos respectivos, el que podrá contratar conforme a las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas vigentes, con el objetivo de determinar los costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta de los respectivos subsistemas definidos por la Comisión.

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.

Con el objeto de elaborar el Estudio de Costos de Unidad de Punta, la Comisión mediante la dictación de la Resolución Exenta N° 360, de 12 de julio de 2024, realizó un llamado a licitación pública y aprobó las Bases Administrativas, Técnicas y Anexos, para la contratación del estudio denominado “Determinación de los Costos de Inversión y Costos Fijos de Operación de la Unidad de Punta del SEN y de los SSMM”, en adelante “Estudio de Costos de Unidad de Punta”. Luego, mediante la dictación de la Resolución Exenta N° 532, de 2 de octubre de 2024, la Comisión aprobó el Convenio de prestación de servicios con Unión Temporal de Proveedores Krea Energía Limitada y KAS Ingenieros Asociados S.A., con el objeto de que dicho consorcio lleve a cabo el Estudio de Costos de Unidad de Punta, que servirá de base para la determinación, por parte de la Comisión, de los costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta en los respectivos subsistemas.

En consideración a los antecedentes señalados, y en cumplimiento de lo señalado en el artículo 50° del Reglamento de Precios de Nudo, a continuación, se expone el informe técnico para la determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta del SEN (en adelante, “SEN”) y de los Sistemas Medianos (en adelante, “SSMM”).

1. ANÁLISIS ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS DE GENERACIÓN DISPONIBLES PARA SUMINISTRAR POTENCIA DE PUNTA

1.1 General

El análisis que se desarrolla a continuación considera las alternativas tecnológicas de unidades generadoras que puedan proveer potencia de punta (en adelante, “Unidad de Punta”), en los sistemas eléctricos del SEN y los SSMM.

Dentro de este contexto, las alternativas tecnológicas factibles de implementar para suministrar potencia de punta y que están presentes en el mercado básicamente son los grupos generadores accionados por turbinas a gas y los motores generadores. Adicionalmente, según lo establecido en las bases técnicas de licitación se deben considerar además otras alternativas tecnológicas como son las centrales renovables con capacidad de regulación y centrales renovables con capacidad de almacenamiento y sistemas de almacenamiento de energía del tipo stand alone.

Algunos ejemplos de centrales del tipo renovable con capacidad de regulación, que podrían considerarse, entre otras, son las siguientes: Central hidroeléctrica con capacidad de regulación, central termosolar con acumulación de sales fundidas y central geotérmica con gestión de fluido geotérmico.

Por su parte, las centrales del tipo renovable con sistema de almacenamiento que podrían considerarse, entre otras, son las siguientes: Central solar fotovoltaica más banco de baterías, Central eólica más banco de baterías y Central hidráulica de pasada más banco de baterías (BESS, por sus siglas en inglés).

Se consideran las tecnologías antes indicadas dada su madurez y disponibilidad de recurso en el territorio nacional.

Por su parte, tecnologías tales como biomasa, eólica, solar fotovoltaico, mareomotriz, undimotriz y minihidráulica, no son consideradas en este análisis, básicamente por la génesis del análisis de instalar potencia de punta en las subestaciones eléctricas indicadas y por el bajo factor de planta característico de la mayoría de ellas y la imposibilidad de gestionar temporalmente su inyección en períodos de máxima exigencia para el sistema eléctrico, con excepción de la tecnología del tipo turbina a vapor en base a biomasa.

Por otra parte, las tecnologías de cogeneración y la eficiencia energética asociada con las mejoras en rendimiento energético de las instalaciones, por tener ambas el carácter de carga de base y asociadas a instalaciones industriales, tampoco se consideran en el análisis.

Asimismo, las tecnologías convencionales de vapor (*Rankine*), ciclos combinados o con gasificación de carbón, no son considerados económicamente rentables para suministrar sólo potencia de punta.

Respecto de los combustibles disponibles en el país requeridos para el accionamiento de los grupos generadores de punta, estos corresponden a combustibles fósiles: Petróleo Destilado o diésel; Petróleo Residual; Gas Natural y Gas Licuado derivado de Petróleo o GLP. El carbón y el petcoke no son considerados en el análisis por no tener aplicación para su uso en grupos generadores de potencia de punta.

En relación con los sistemas de almacenamiento, solo se consideran BESS dado su relativa madurez y potencial de disminución de costos. Esto se fundamenta por el hecho de que es el único sistema de almacenamiento que está siendo considerado a la fecha dentro del mercado y a la fecha existen varios proyectos en Chile en desarrollo que contemplan esta tecnología de almacenamiento. Adicionalmente, las centrales renovables con capacidad de regulación o almacenamiento mediante BESS presentan facilidad de implementación en cualquier parte de país.

Desde el punto de vista de la disponibilidad para los fines de potencia de punta, el petróleo diésel y el gas licuado de petróleo (LPG) tienen la ventaja de poder ser transportados prácticamente a cualquier emplazamiento; no así el gas natural no licuado, el cual requiere de infraestructura consistente de gasoducto y redes de distribución. El Gas Natural Licuado (GNL) es posible transportarlo criogénicamente por vehículo y requiere de almacenamiento y gasificación. Está además la posibilidad tecnológica de utilizar gas natural comprimido (GNC) el cual puede ser transportado por camiones y no requiere de infraestructura de gasificación como el requerido por el gas natural licuado.

Los combustibles del tipo biogás derivados de procesos orgánicos de biodigestión o gasificación y combustibles líquidos derivados de procesos de esterificación y transesterificación de lípidos naturales vegetal o animal (Biodiésel), pueden ser utilizables en grupos generadores. Sin embargo, éstos aún no se encuentran en etapa de producción y comercialización en el país, salvo casos especiales que eventualmente se podrían presentar, como por ejemplo la obtención de biogás de vertederos de basuras.

Por su parte, las fuentes de energía primaria como son la energía solar, obtenida de la radiación solar, energía eólica obtenida de la energía cinética del viento, y la energía hidráulica son las que permiten el desarrollo de las centrales renovables con capacidad de regulación y las centrales renovables con capacidad de almacenamiento, que serán analizadas como posibles alternativas tecnológicas de generación eléctrica disponible para suministrar potencia de punta.

Para definir el tipo de equipo para suministrar la potencia de punta, se deben tener presentes aspectos fundamentales como la disponibilidad y costo del combustible requerido en el sitio del proyecto, cantidad de potencia de punta requerida, disponibilidad eléctrica anual requerida, las exigencias de carácter ambiental en general (niveles de emisiones, ruidos, control de contaminantes, etc.), además de los impactos en centros poblados próximos (atenuación de ruido, altura de chimeneas, etc.), entre otros.

Para la selección del equipo será también fundamental la caracterización del sitio donde éste se instalará, según las condiciones climáticas (presión, temperatura, humedad, vientos, polvo, etc.) imperantes en la zona, así como también la radiación solar y el nivel de vientos en la zona.

Todos los aspectos anteriores se verán reflejados en los costos que serán parte de la evaluación económica requerida para la selección.

Además, se considera en el presente estudio que los equipos generadores sólo tendrán por objeto satisfacer las demandas de punta. No se consideran con capacidad para energizar líneas de transmisión después de un “*blackout*” del sistema asociado, como podría ser un sistema de “*black start*”.

En relación con la partida de estas unidades se tiene en consideración que la energía auxiliar requerida para turbinas a gas de tamaño superior a 40 MW se obtendrá de la red. Las turbinas de tamaño menor por lo general son autosuficientes y pueden partir con petróleo diésel utilizando su propio motor diésel y banco de baterías propios. Para gas, se requerirá la presión de gas en la red que sea suficiente para estos efectos, o bien la utilización de un compresor de gas adicional.

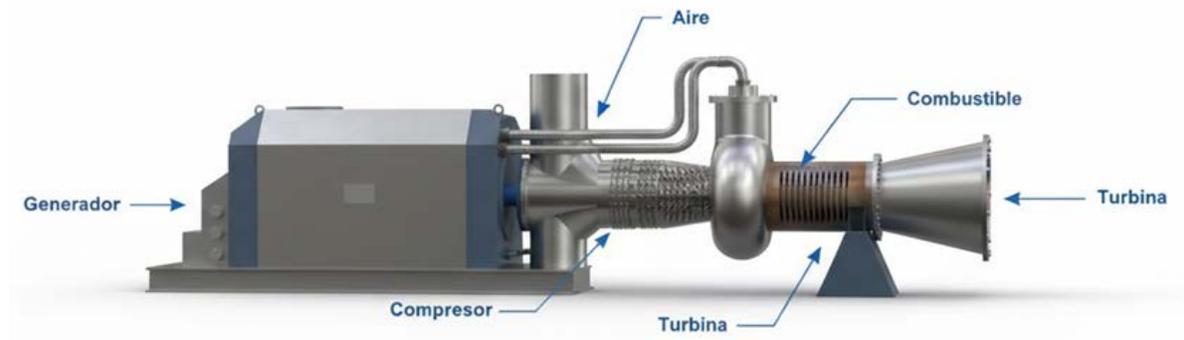
Respecto a la normativa ambiental existente en el país, las unidades de generación de punta, consideradas en el presente estudio, deberán cumplir con la nueva norma de emisiones para plantas termoeléctricas D.S. Nº 13 del Ministerio del Medio Ambiente. Esta norma exceptúa de su cumplimiento a turbinas a gas de potencia inferior a 50 MWt (MW térmicos), equivalente a una potencia eléctrica de aproximadamente 14/15 MWe para turbinas HD y de 16/17 MWe para turbinas AD. La norma de emisiones excluye a los motores de combustión interna.

Por otra parte, la operación eléctrica de estas unidades deberá cumplir además con la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) vigente, tanto para el SEN como para los SSMM, según corresponda.

1.2 Turbinas a Gas

La generación de energía eléctrica en unidades generadoras del tipo turbinas a gas se logra aprovechando directamente, en los álabes de la turbina de gas, la energía cinética que resulta de la expansión de aire y gases de la combustión, comprimidos como se aprecia en la figura siguiente.

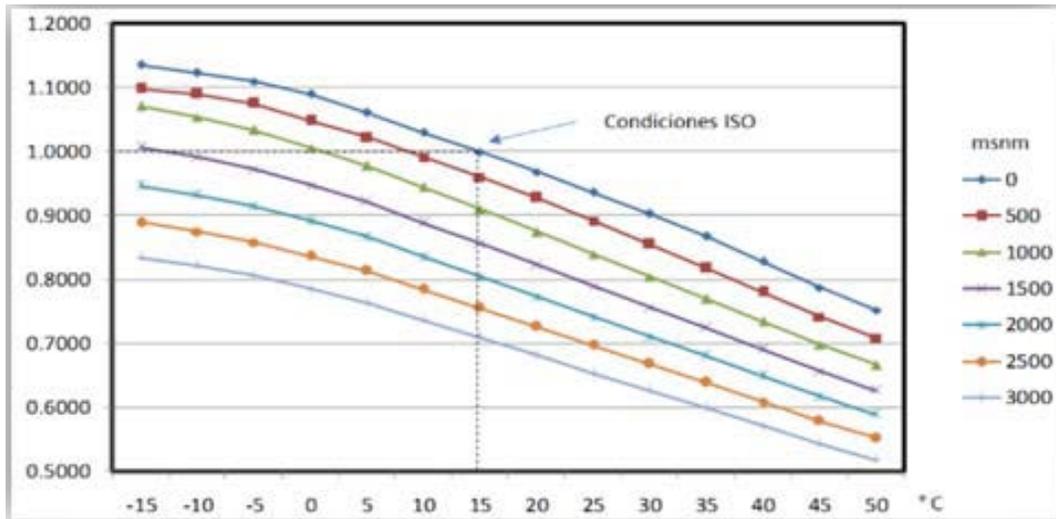
Figura 1. Ciclo de la Turbina a Gas



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Debido a los efectos de las condiciones atmosféricas, se ha establecido que el desempeño de las turbinas de gas sea evaluado bajo determinadas normas o estándares. Una de estas normas corresponde a la *International Standards Organization* (ISO), la cual indica una temperatura ambiente de 15°C, y presión atmosférica a nivel del mar. Cada turbina de gas tiene un comportamiento diferente al cambiar las condiciones atmosféricas, pero pueden esperarse los valores indicados en la figura siguiente.

Figura 2. Ajuste de la Potencia Bruta de una Turbina de Gas por Efecto de la Altitud (m.s.n.m) y la Temperatura Ambiente (°C)



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Las turbinas a gas son equipos de combustión interna rotatorios que transforman la energía química contenida en un combustible en energía mecánica, la cual permite a su vez generar energía eléctrica. Existen diferentes tipos de turbinas dependiendo de su origen, disposición de la cámara de combustión y ejes con los que cuenta. En los siguientes puntos descritos a continuación, se presentan los tipos de turbinas.

1.2.1 Turbina de Gas Aeroderivativas

Proviene del diseño de turbinas para fines aeronáuticos, pero adaptadas a la producción de energía eléctrica en plantas industriales o como microturbinas. Sus principales características son su gran fiabilidad y su alta relación potencia/peso, además cuentan con una gran versatilidad de operación y su arranque no es una operación tan crítica como en otros tipos de turbinas a gas.

En ciclo abierto o simple, pueden alcanzar comúnmente potencias hasta 150 MW, moviendo los gases a una gran velocidad, pero bajo caudal. Su compacto diseño facilita las operaciones de sustitución y mantenimiento, lo que hace viable que se lleven a cabo revisiones completas en menores intervalos de tiempo.

1.2.2 Turbina de Gas Heavy Duty (HD)

Son turbinas de diseño robusto, "Heavy Duty" orientado siempre a la producción de electricidad, buscándose grandes potencias y largos periodos de operación a máxima carga, sin paradas, ni arranques continuos. Su potencia de diseño puede llegar a valores cercanos de 600 MW, moviendo grandes cantidades de aire a bajas velocidades, que pueden aprovecharse en posteriores aplicaciones de cogeneración.

Su mantenimiento debe realizarse *in-situ* debido a su gran tamaño y peso, buscándose alargar lo más posible en el tiempo las revisiones completas del equipo.

Una de las ventajas de las turbinas a gas se encuentra en el poco tiempo que requiere para entrar en funcionamiento, abasteciendo rápidamente la demanda eléctrica en horas de punta, aunque no solamente son fuentes de generación de energía auxiliar, también existen modelos de tecnología avanzada diseñados para abastecer la demanda de carga eléctrica en forma permanente. En los siguientes puntos se presentan las turbinas según el ciclo termodinámico de funcionamiento.

1.2.3 Ciclo Abierto-Simple y Variantes

El fluido que se comprime es aire tomado del ambiente. Los gases de escape son vertidos directamente a la atmósfera. Corresponde al *Ciclo Brayton Clásico*.

Este ciclo presenta variantes en su concepción termodinámica que teóricamente permiten mejorar su rendimiento por medio del uso de regeneradores, para el calentamiento regenerativo del aire de combustión post compresor, enfriadores intermedios en el compresor ("*Intercooler*") y recalentamiento de los gases en la turbina de combustión ("*reheat*").

El rendimiento y la potencia de salida de la turbina tienen una alta dependencia de la relación de presión, de la temperatura de entrada del aire y de la temperatura de gases de entrada a la turbina de combustión.

Las turbinas de gas pueden ser de eje único o bien de eje partido. En el primer caso tanto el compresor como la turbina misma se encuentran sólidamente conectados con el eje común. En el caso de eje partido, el compresor está unido con el generador de gas o turbina de alta presión. Este eje se encuentra separado de la o las turbinas de potencia con eje separado que acciona al generador eléctrico.

Por lo general las turbinas de eje común corresponden a las del tipo *Heavy Duty* y las de eje partido a las *aeroderivativas*.

Las turbinas de menores tamaños, por razones de eficiencia deben mantener una elevada velocidad en el eje, lo cual obliga a la instalación de grupos reductores de velocidad entre la turbina y el generador eléctrico.

1.2.4 Ciclo Cerrado (Gases)

El fluido de trabajo opera en un ciclo cerrado, existiendo dos circuitos secundarios, uno que hará de foco caliente y otro de foco frío. En teoría estas turbinas operan recirculando los gases y utilizando regeneradores de calor y enfriadores del fluido de trabajo.

1.2.5 Disponibilidad en el Mercado

Comercialmente predominan las turbinas a gas tanto aeroderivadas como *Heavy Duty*, pero de diseño abierto. Las turbinas de diseño cerrado, no se encuentran disponibles en el mercado. Se encuentran en el mercado turbinas de diseño abierto con regenerador e interenfriador, con potencias de hasta 100 MW y con altos rendimientos.

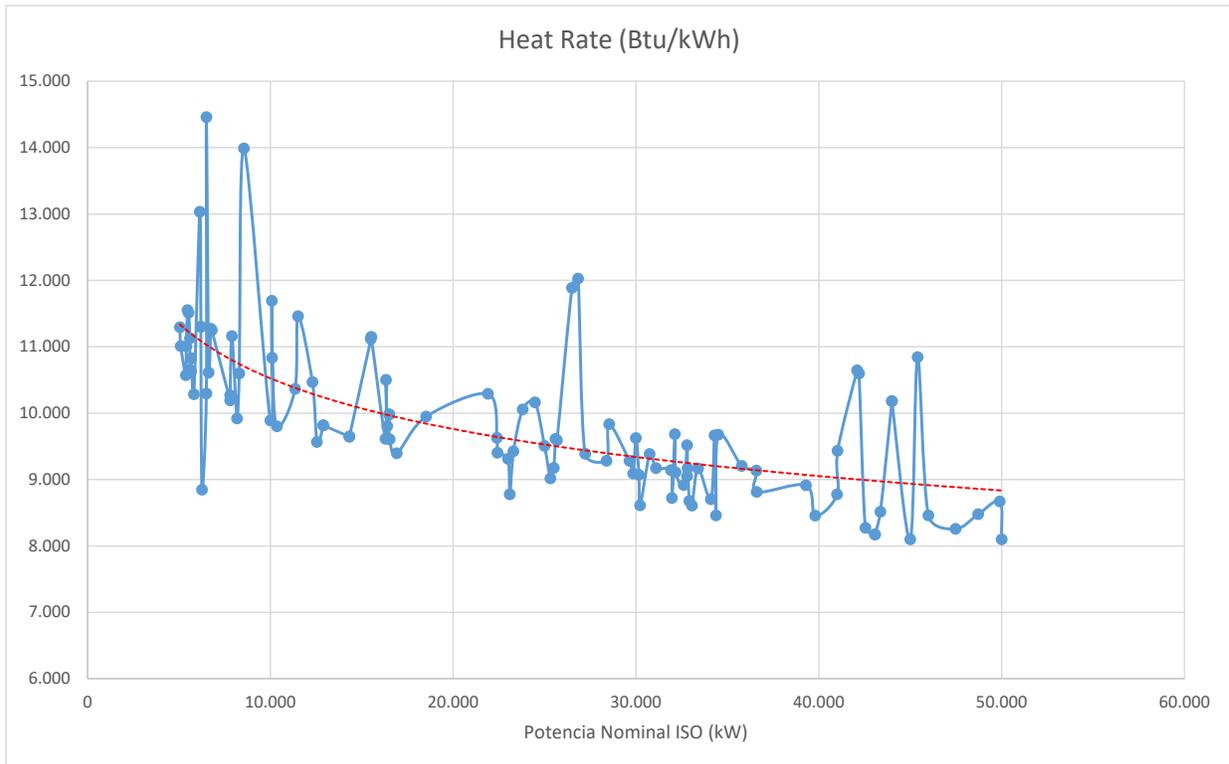
1.2.6 Rendimiento

Una turbina de gas simple está compuesta de tres secciones principales: un compresor, un quemador y una turbina de potencia. Las turbinas de gas operan en base en el principio del ciclo Brayton, en donde aire comprimido es mezclado con combustible y quemado bajo condiciones de presión constante. El gas caliente producido por la combustión se le permite expandirse a través de la turbina y hacerla girar para llevar a cabo trabajo. En una turbina de gas con una eficiencia del 33%, aproximadamente dos tercios del trabajo producido se usa comprimiendo el aire. El tercio restante está disponible para generar electricidad, impulsar un dispositivo mecánico u otros fines.

A mayor tamaño de la turbina de gas, la eficiencia aumenta. En la medida que la eficiencia eléctrica aumenta, la cantidad total de energía térmica disponible disminuye por unidad de potencia y la relación potencia/calor (*Heat Rate*¹) aumenta, como se muestra en la figura siguiente.

¹ Poder calorífico inferior del gas natural

Figura 3. Heat Rate Turbinas Gas Ciclo Simple o Abierto (Btu/kWh)



1.3 Motores Generadores

1.3.1 Características generales Grupos Motor Generador GMG

Los Grupos Motor – Generador, en adelante “GMG”, son los más utilizados entre los motores térmicos para la transformación de la energía química de los combustibles en trabajo mecánico, pues tienen una gran versatilidad, ya que con un diseño adecuado pueden utilizar todo tipo de combustibles líquidos y gaseosos.

Los GMG son especialmente adecuados para su implementación en centros de generación distribuida, particularmente en el rango de potencia entre 1 MW y 5 MW. En este segmento, las unidades suelen ser prefabricadas y *paquetizadas*, lo que permite reducir los requerimientos de ingeniería para su instalación y puesta en marcha.

Históricamente dichas tecnologías han sido utilizadas como respaldo y aplicaciones de emergencia, y en aplicaciones de potencia de punta. También se utilizan para operación intermedia (potencia prime según se verá en el siguiente numeral) y en carga base (potencia continua) y en aplicaciones de cogeneración.

Se caracterizan por un rango de aplicación, en cuanto a potencia eléctrica, desde potencias de unos 5 kWe hasta unos 15.000 kWe, aunque para aplicaciones entre los 8.000 kWe - 10.000 kWe se prefiere el uso de otros sistemas, principalmente turbinas a gas. Existen algunas aplicaciones de hasta 30.000 kWe.

Los GMG tienen a su favor el elevado rendimiento eléctrico, un buen comportamiento a carga parcial y operación intermitente. Su mayor inconveniente para centrales de operación a carga base, es la dificultad del aprovechamiento de su energía residual, muy repartida, en agua de refrigeración, aceite, gases de escape y energía de nivel térmico bajo. Este inconveniente no es considerado de importancia para las centrales de potencia de punta, como las del presente estudio.

Esta tecnología presenta una serie de ventajas que la hace competitiva con respecto a otros sistemas, siendo las principales las siguientes:

- Es una tecnología muy probada y fiable
- Tiene una eficiencia eléctrica alta
- Los costos de inversión son relativamente bajos

Los GMG también se clasifican por su velocidad como de alta velocidad (1.000 – 3.600 rpm), de media velocidad (275 – 1.000 rpm) con el mayor costo de capital, pero también con más eficiencia y de baja velocidad (58 - 275 rpm). En los GMG se utiliza todo tipo de combustible líquido y gaseoso, en los motores alternativos se han utilizado los siguientes tipos de gas: biogás, diésel, gas natural, gas de coque, etc. De todos, el más utilizado por su disponibilidad es el diésel.

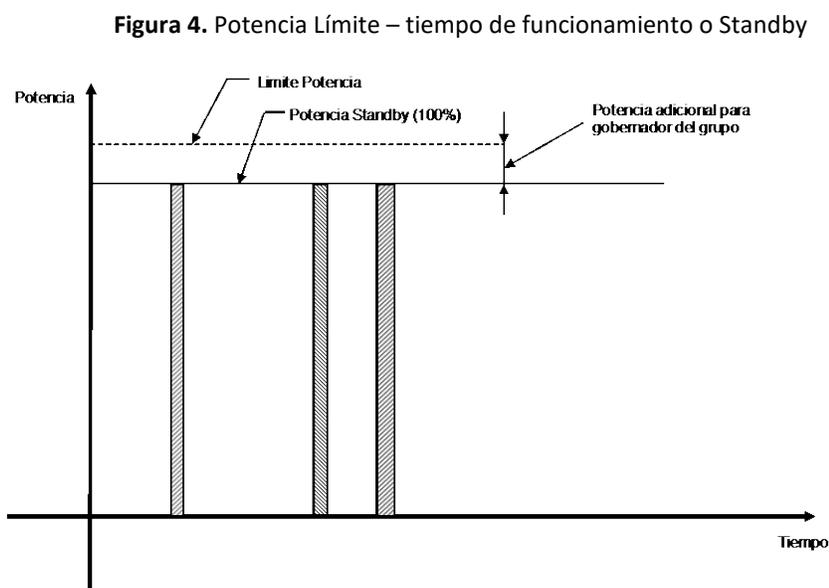
Por otra parte, dichas tecnologías presentan eficiencias en el rango de 25 a 45 % (basados en PCI²). En general, los motores diésel son más eficientes que los motores de encendidos por chispa (MEP) debido a la alta relación de compresión. Sin embargo, la eficiencia de los grandes MEP casi iguala la de los motores diésel para tamaños equivalentes.

1.3.2 Definición de Clases de Potencia para Grupos Motor-Generador (Norma ISO 8528-1)

Según la Norma ISO 8528-1, existen categorías de grupos GMG, dependiendo de la utilización esperada de estos grupos generadores.

1.3.2.1 Potencia Límite-Tiempo de Funcionamiento o Standby

La potencia límite – tiempo de funcionamiento o *standby* es la máxima potencia del sistema de generación que es capaz de entregar durante un período de 500 horas por año o para un máximo de 300 horas en forma continua, entre intervalos de mantención indicados y sobre las condiciones ambientales establecidas.



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

1.3.2.2 Potencia Prime

Potencia prime es la potencia máxima disponible durante una secuencia de potencias variables, la cual puede estar funcionando por un número ilimitado de horas al año, entre intervalos de mantención y sobre las condiciones ambientales establecidas.

² Poder Calorífico Inferior

La potencia promedio permitida (P_{pp}) (ver Figura 5) durante un período de 24 horas, no puede exceder un porcentaje de la potencia prime indicado por el fabricante del motor de combustión interna recíproca (RIC). Al determinar la potencia promedio real (P_{pa}), potencias de menos del 30% de la potencia prime serán consideradas como 30% y los tiempos de parada no serán contabilizados.

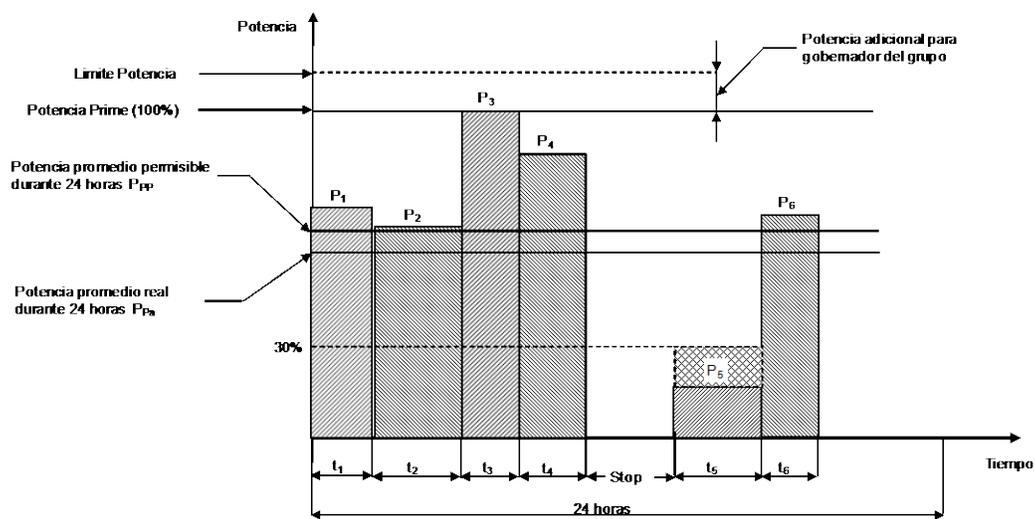
La potencia promedio real, P_{pa} será calculada como sigue:

$$P_{pa} = \frac{P_1 t_1 + P_2 t_2 + P_3 t_3 + \dots + P_n t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}$$

$$P_{pa} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i t_i}{\sum_{i=1}^n t_i}$$

Donde P_1, P_2, \dots, P_i es la potencia variable y t_1, t_2, \dots, t_i es cada uno de los períodos dentro de las 24 horas.

Figura 5. Potencia prime

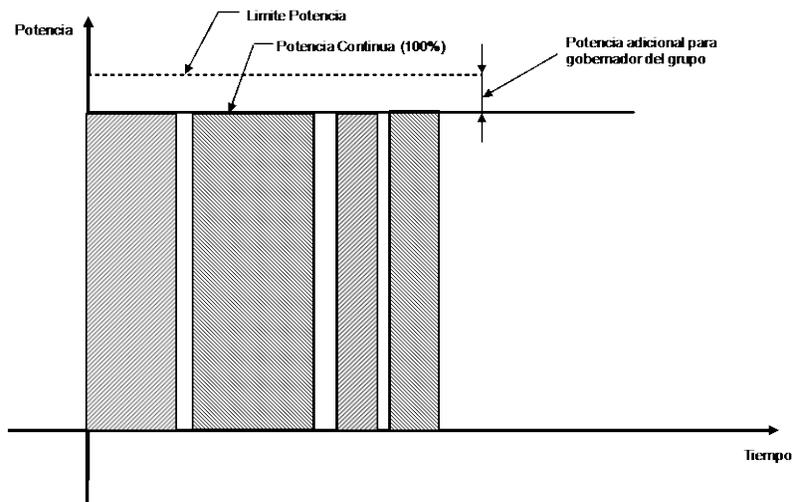


Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

1.3.2.3 Potencia Continua

Potencia continua es la que un sistema de generación puede entregar continuamente, para un número ilimitado de horas por año entre los intervalos de mantenimiento indicados y bajo condiciones de ambiente establecidas. El mantenimiento es realizado según lo indicado por el fabricante.

Figura 6. Potencia continua



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

1.4 Centrales Renovables con Capacidad de Regulación o Almacenamiento

Los aspectos generales que permiten clasificar a las centrales renovables con capacidad de regulación o almacenamiento son los siguientes:

- Central cuyo insumo primario de generación esté comprendido entre los definidos para los medios de generación no convencionales en los términos establecidos en el literal a) del Artículo 225° de la LGSE³.
- El insumo primario de generación debe tener costo variable combustible igual a cero.
- Deben disponer de alguna tecnología⁴ que les permita gestionar temporalmente su energético primario, o la energía eléctrica que producen, para su posterior uso en la generación de energía eléctrica.

Las siguientes subsecciones presenta una descripción de las centrales con capacidad de regulación o almacenamiento y los diferentes tipos.

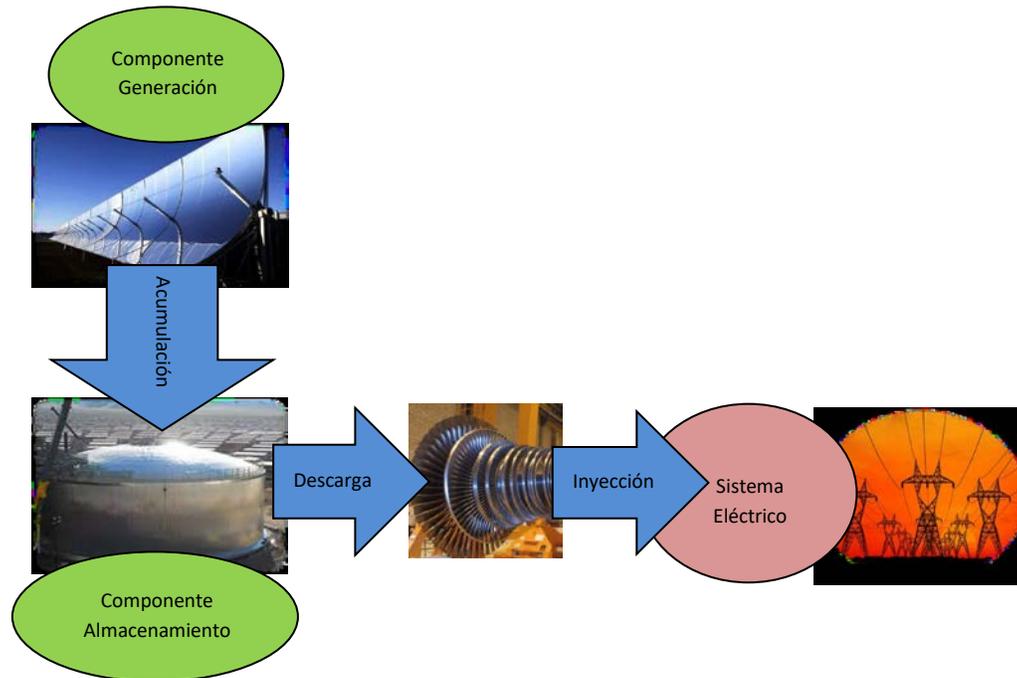
1.4.1 Centrales Renovables con Capacidad de Regulación

Almacenan energía mediante la acumulación de su recurso energético primario, en forma de energía mecánica, térmica, etc. previo a su transformación en energía eléctrica, para su posterior inyección al sistema eléctrico.

³ Ley General de Servicios Eléctricos

⁴ Embalse de agua, sistema almacenamiento térmico, gestión fluido geotérmico, sistema de almacenamiento mediante baterías.

Figura 7. Diagrama central renovable con capacidad de regulación



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Para el desarrollo del presente Informe se analizarán los siguientes tipos de centrales:

- a. Central Hidráulica con capacidad de regulación (Embalse).
- b. Central de Concentración de Potencia (CSP) o Central Termosolar con acumulación de sales fundidas.
- c. Central Geotérmica con gestión del fluido geotérmico.

Una breve descripción técnica de cada uno de los tipos de centrales renovables con capacidad de regulación se realiza a continuación:

1.4.2 Central Hidráulica de Embalse

La hidroelectricidad con regulación (centrales de embalse o de bombeo) es de respuesta rápida y flexible, por lo que son un complemento ideal para energías variables como la solar fotovoltaica o eólica, permitiendo una mayor incorporación de estas fuentes a la red y otorgando seguridad al suministro.

Las centrales hidroeléctricas de embalse tradicionalmente han sido consideradas fuentes de energía renovable que permiten otorgar firmeza al sistema mediante la acumulación de agua que puede ser utilizada en escala de semanas, meses y años de manera costo efectivo. Desafíos sociales, ambientales y económicos han dificultado su desarrollo durante los últimos años. En Chile, se ha tenido la intención de desarrollar embalses multipropósito cuya función primaria es aumentar la capacidad de riego de una determinada zona y, adicionalmente, cuentan con la capacidad de generar electricidad.

Las centrales hidroeléctricas de embalse son aquellas que consideran el aprovechamiento del recurso hídrico mediante su embalsamiento por medio de una presa, almacenando el recurso con un cierto nivel de energía potencial, el cual luego es utilizado para hacer girar una turbina hidráulica acoplada a un generador y así producir energía eléctrica.

Los proyectos hidroeléctricos de embalse son muy disímiles entre sí, y dependen fundamentalmente de las condiciones hidrológicas, geológicas y constructivas de cada sitio. Es así como, para el desarrollo de centrales hidroeléctricas de embalse son necesarios estudios técnicos detallados que implican un levantamiento de información relevante, simulación de potencial y medidas en terreno.

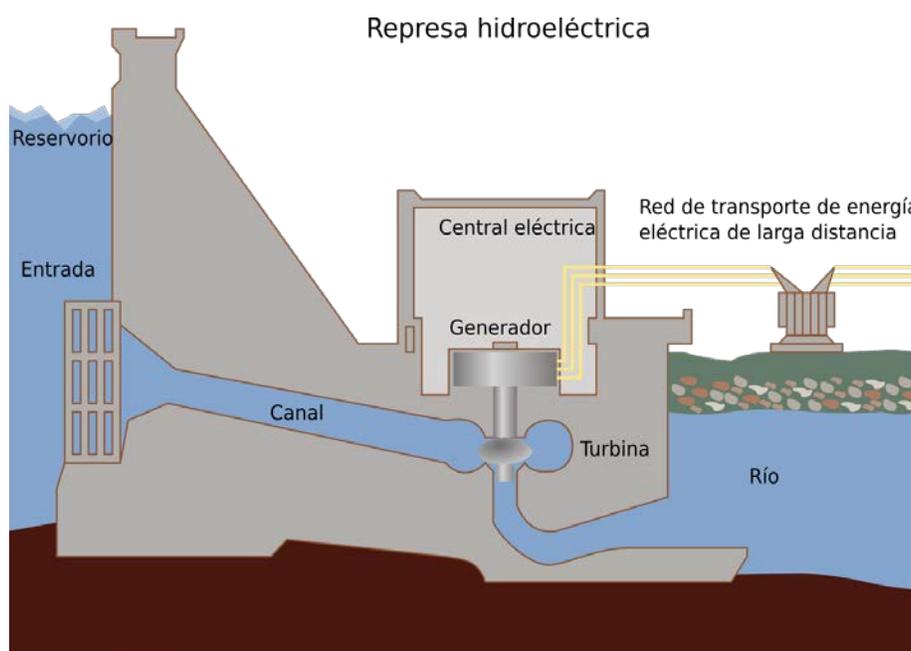
Se considera entonces que la totalidad de las obras civil-hidráulicas deben tener características adecuadas a las condiciones geotécnicas del emplazamiento de la respectiva obra, en especial la presa, los túneles y la caverna o casa de máquinas. Además, los criterios de diseño deben considerar exigencias ambientales, tales como el caudal ecológico del recurso hídrico.

Dentro de las partidas de costos definidas para esta tecnología se encuentran las componentes que forman parte de la casa o caverna de máquinas hidráulicas, esto es: turbina hidroeléctrica con sistema de regulación de velocidad, puente grúa y equipos de *izaje*, sistema de lubricación, sistema de ventilación y refrigeración, sistema contra incendio, válvulas (protección, descarga, aislación), compuerta de evacuación descarga, sistema de vaciado y drenaje, entre otros. Tienen particular relevancia también los costos de obras civiles asociados a la casa de máquinas y el montaje del equipamiento hidromecánico.

Se considera, en general, un embalse y posterior aprovechamiento del recurso hídrico por medio de una presa, bocatoma, conducción en túnel, chimenea de equilibrio, túnel de presión, casa de máquinas en caverna, cavernas de válvulas y compuertas, obras de descarga en túnel y canal final. La presa puede ser de hormigón o estructura gravitacional. Las obras de la zona de caída incluyen la chimenea de equilibrio, el pique en presión, la caverna de válvulas, las tuberías de presión y finalmente la caverna o casa de máquinas.

Las aguas que fluyen por las tuberías de presión a la caverna de máquinas mueven las turbinas hidráulicas acopladas a los generadores eléctricos, para ser conducidas posteriormente hacia el túnel de evacuación, el que conecta con el canal de evacuación que devuelve finalmente el agua al río. La descarga de las turbinas en su sección inicial depende del tipo de turbina hidráulica (Francis, Pelton, Kaplan, etc.), la cual se conecta con el túnel de evacuación.

Figura 8. Diagrama Central Hidráulica de Regulación (Embalse)



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

1.4.3 Central de Concentración de Potencia (CSP) o Central Termosolar con acumulación de sales fundidas

Se realiza una breve descripción técnica de una central termosolar, la cual está constituida principalmente por las siguientes instalaciones:

a. Campo de heliostatos:

El campo solar está formado por heliostatos distribuidos alrededor de una torre central, formando un campo circular. El elemento reflector del heliostato es un espejo de vidrio delgado de bajo contenido en hierro, compuesto por varias facetas, las cuales, a su vez, contienen celosías, espejo, soportes y tornillería.

La estructura sobre la que descansan los espejos esta soportada por un pedestal, el cual está provisto de un mecanismo que permite el seguimiento en dos ejes, *azimut* y elevación. El movimiento es realizado mediante un motor hidráulico que recibe la señal de control desde el ordenador central el cual provee de un preciso apunte a la superficie reflectora.

b. Torre Solar

Al centro del campo solar, se ubicará la torre, la cual tiene como función principal apoyar al receptor solar y albergar sus tuberías de interconexiones e instrumentación asociada. La torre, se encuentra dividida en dos partes: la parte inferior es de hormigón, mientras que en la parte superior se ubica el receptor. La torre tiene forma cilíndrica.

c. Receptor solar

El receptor solar, ubicado en la parte superior de la torre, es un cilindro intercambiador consistente en paneles tubulares que convierten la energía solar en energía térmica mediante el calentamiento de sal fundida desde los 300°C a 550°C aproximadamente.

El receptor solar, es el elemento donde se produce la absorción de la radiación solar concentrada por el campo heliostatos. Este equipo, ubicado en la parte superior de la torre solar, es capaz de aprovechar la radiación solar concentrada, acumulando la energía necesaria para producir el vapor de agua a través de un intercambiador.

d. Sistema de generación de vapor

El generador de vapor convierte la energía térmica de la sal en vapor recalentado, adecuado para uso en la turbina-generator. El generador de vapor también produce vapor para el sellado de eje de la turbina durante períodos de no funcionamiento y durante la noche. Los componentes del sistema primario incluyen lo siguiente:

- Sobrecalentador.
- Recalentador.
- Evaporador.
- Precalentador.
- Bomba de circulación del generador de vapor.
- Bomba de atemperación del generador de vapor.
- Bomba de recirculación del evaporador.
- Tambor de vapor.
- Bomba de recirculación del precalentador.
- Bomba de agua de alimentación inicial.
- Calentador eléctrico de agua de alimentación.

e. Turbina de vapor/generador

La turbina de vapor es de doble cuerpo. El cuerpo de alta presión es de contrapresión y el cuerpo de baja presión es de condensación. Es apto para trabajar con vapor sobrecalentado y recalentado en las distintas condiciones de operación previstas.

El tren de generación está formado además por las turbinas de alta y baja presión por un generador eléctrico y demás auxiliares para su correcto funcionamiento. La turbina cuenta con distintas extracciones, así como la entrada de recalentado en el cuerpo de alta presión.

f. Sistema de almacenamiento térmico:

Consiste en unos tanques cilíndricos de acero, que contienen sales fundidas de alto calor específico al que se transfiere la energía calorífica excedente del receptor solar, que no va directamente a la generación de vapor para la turbina, se completa con equipos de intercambio de energía, tuberías y

bombas, necesarias para la circulación y uso en los momentos, caudales y condiciones de presión y temperaturas requeridas.

Estos tanques almacenan sales a alta temperatura para ser usadas en el generador de vapor, y almacenan sales a baja temperatura provenientes desde el generador de vapor, para ser llevadas nuevamente hacia el receptor, teniendo capacidad de almacenar energía para disponer de vapor en la turbina, generando energía eléctrica durante 24 horas a plena carga.

Los componentes del sistema de almacenamiento térmico incluyen los siguientes:

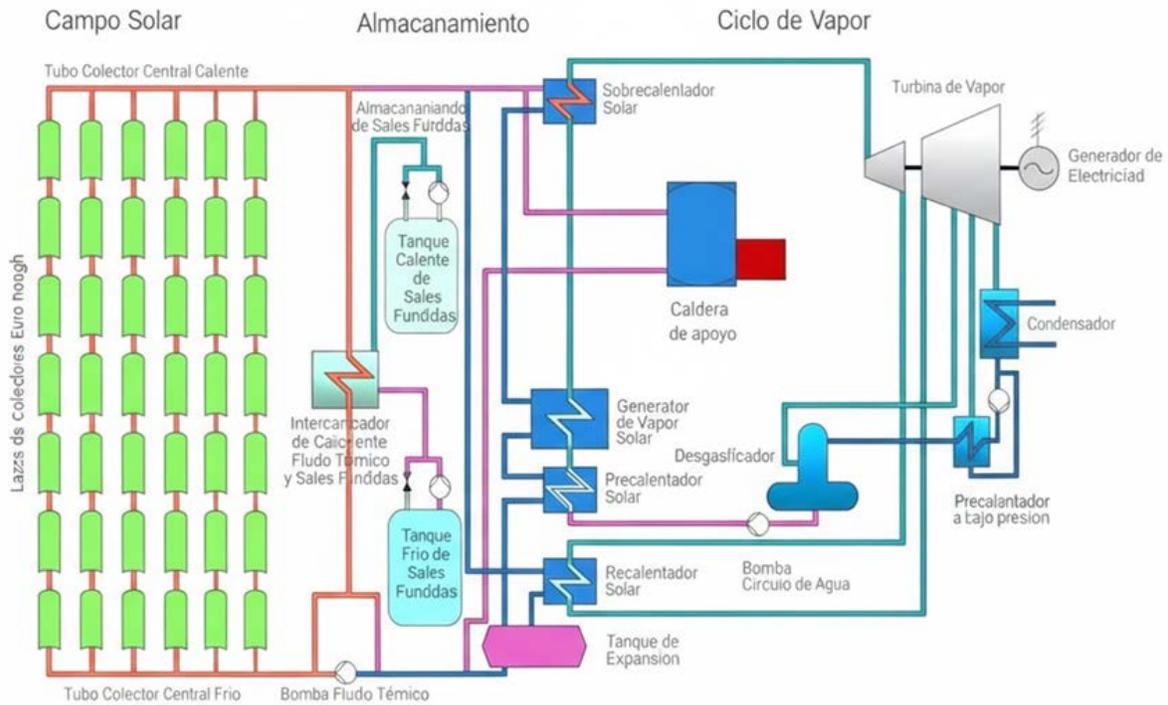
- Tanque de almacenamiento de sales frías. El tanque almacena sales frías desde el generador de vapor, y suministra sales frías al receptor.
- Tanque de almacenamiento de sales calientes. El tanque almacena sales calientes desde el receptor, y suministra sales calientes al generador de vapor.
- Calentador eléctrico del tanque frío.
- Calentador eléctrico y bomba de recirculación del tanque caliente.

Los depósitos tienen bombas en la parte superior para mover la sal fundida de una a otra. Algunos calentadores tienen aislamiento para mantener las sales fundidas y una cimentación especial para evitar las pérdidas de calor.

g. Aerocondensador

El aerocondensador se diseña para condensar el flujo total de escape de la turbina de vapor en todos los modos de operación (carga parcial, total y *bypass*). Este equipo permite la doble función de mantener el vacío en la salida de la turbina de vapor y condensar el vapor de escape de la salida. Se diseña para admitir el vapor de salida de la turbina de vapor en todas las condiciones posibles de presión y temperatura, además de los márgenes de diseño indicados en los códigos de diseño aplicables. El caudal de aire necesario para condensar el vapor de salida de la turbina se garantiza mediante la circulación forzada con ventiladores accionados eléctricamente. El aerocondensador incluye un sistema de evacuación del vapor, el cual está compuesto por las bombas de vacío, bombas en operación durante el arranque de la planta y durante la operación normal de la planta. El aerocondensador de tiro natural está diseñado para una operación continua a una presión baja de descarga de la turbina de vapor (mbar). Esta presión de operación tan baja se alcanza durante la operación a carga parcial y a una temperatura ambiente baja.

Figura 9. Esquema Planta Termosolar



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

1.4.4 Central Geotérmica con gestión del fluido geotérmico

La energía geotérmica es una fuente de energía renovable que utiliza el calor de las profundidades de la tierra para generar energía. Las plantas geotérmicas requieren altas temperaturas (150°C a 370°C) proveniente de recursos hidrotérmicos (vapor y agua). Las centrales geotérmicas, al no ser afectadas por variaciones climáticas, producen energía constante con un factor de planta entre el 60% y 90%.

Las centrales geotérmicas se clasifican en dos tipos, los que se describen a continuación:

1.4.4.1 Planta de generación a condensación o vapor flash

El fluido geotérmico que alimenta la planta a condensación se compone esencialmente por vapor con un contenido mínimo de gases incondensables.

El vapor que llega a la central a través de vapoductos, es inyectado en un separador primario de tipo ciclón e inmediatamente en un separador secundario (separador de humedad), equipado con demister, que permiten eliminar una eventual condensación de agua antes que el vapor sea conducido a la turbina. La posible condensación es separada del vapor y luego enviada al proceso de reinyección.

La expansión que se efectúa en la turbina permite transformar en una primera fase en energía mecánica, y en una segunda fase en energía eléctrica una parte del contenido energético del vapor de entrada. La energía eléctrica producida, será sucesivamente transformada según las condiciones de tensión pronosticadas para luego poder ser inyectada en la red de transmisión eléctrica.

El vapor que sale de la turbina se envía al condensador, donde se coloca en contacto directo con un caudal de agua fría mucho mayor (aproximadamente 12.800 t/h) para permitir la condensación rápida de gran parte del vapor residual. Sólo una parte despreciable de este fluido (correspondiente a las condiciones de equilibrio líquido-vapor según las condiciones de presión y temperatura del condensador) sobresale de la cima del condensador junto con los gases incondensables. En tanto, la mayor parte del vapor, ya condensado, se envía a la torre de enfriamiento junto con el gran caudal de agua de condensación circulante.

El condensador tiene una presión absoluta operativa de aproximadamente 70 mbar, por ende, opera en condiciones de vacío perceptibles.

Para poder enviar el fluido saliente desde el condensador hasta la torre de enfriamiento, se utilizan dos bombas centrífugas que funcionan en paralelo (de extracción del condensado).

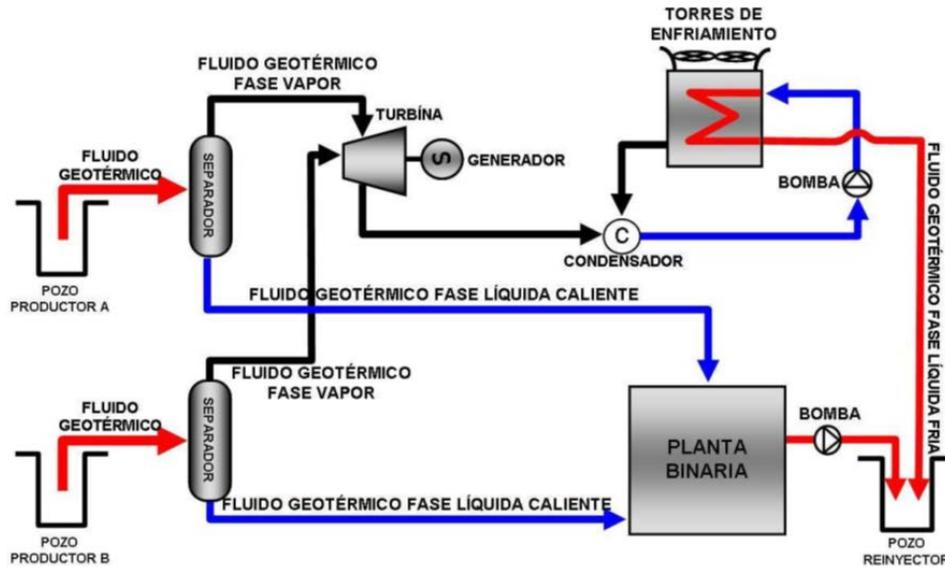
El fluido penetra en la parte superior de la torre a una temperatura de aproximadamente 35 °C y se pone en contacto con la corriente de aire que circula desde la cima hasta el fondo de la torre. El contacto entre los dos fluidos en contracorriente permite que el vapor pase de su fase líquida a la fase gaseosa, con un consecuente enfriamiento del agua, que es acumulada en una piscina ubicada en la base de la torre refrigeradora, quedando con una temperatura de aproximadamente 25 °C. El fluido en su fase fría que sale de esta piscina se envía nuevamente al condensador.

El fluido originado de la condensación del vapor geotérmico, una vez aprovechado en las turbinas de la planta, se evapora en aproximadamente un 80% en las torres de enfriamiento, lo que corresponde a 280 t/h. El 20 % restante, equivalente a 70 t/h, es enviado a los pozos de reinyección.

Por su parte, la fase líquida del fluido geotérmico desde los separadores ciclónicos a presión es enviada a la planta de generación binaria mediante un bifaseducto.

En la Figura 10 se presenta un diagrama de flujo simplificado de la planta a condensación.

Figura 10. Diagrama de flujo simplificado de la central geotérmica a condensación



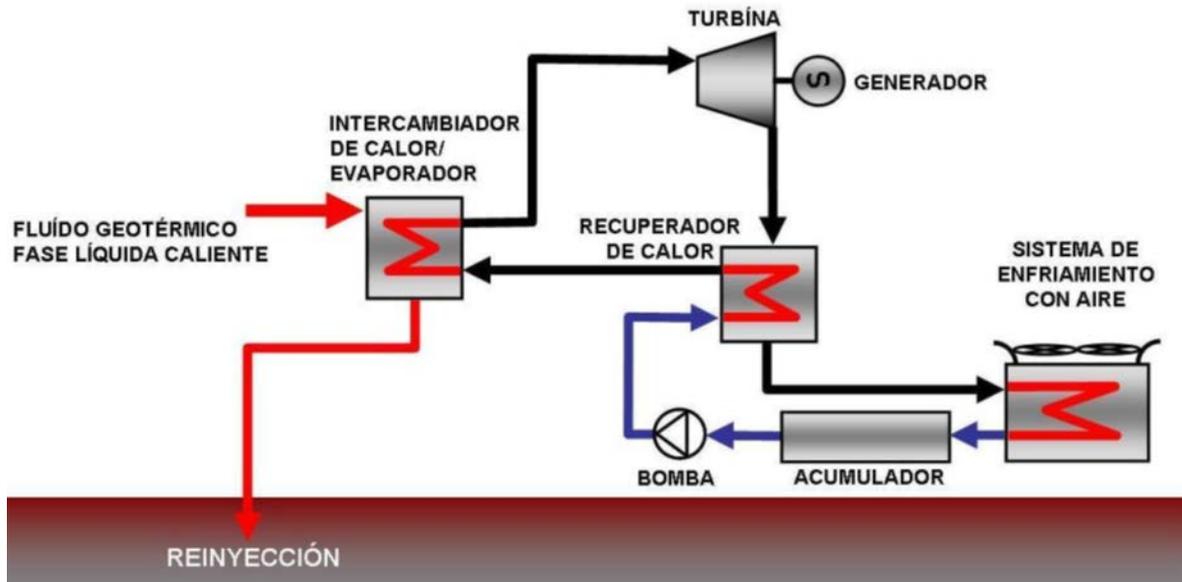
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

1.4.4.2 Planta de generación binaria

Constituye un sistema independiente de generación, cuya función es optimizar el uso de la energía térmica presente en los fluidos geotérmicos.

Esta planta está conformada principalmente por un intercambiador de calor para transferir la energía térmica de la parte líquida del fluido geotérmico a un fluido orgánico de baja temperatura de ebullición, como el *isobutano* o *isopentano*, de manera que este hierve y se evapora. El vapor fluye a la turbina donde se expande y ocurre la transformación de la energía térmica en energía mecánica. Finalmente se transmite el movimiento mecánico a un generador, que transforma la energía mecánica en electricidad. El vapor que sale de la turbina es recuperado y enviado a un condensador donde es enfriado mediante un sistema de enfriamiento con aire hasta condensarlo. El líquido de trabajo condensado fluye de nuevo a la bomba completando el ciclo termodinámico. El fluido geotérmico que sale del intercambiador se envía a los pozos para su reinyección total. A continuación en la Figura 11 se presenta un diagrama de flujo simplificado de la planta binaria.

Figura 11. Diagrama de flujo simplificado de la central geotérmica binaria



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

A continuación, se describen los principales componentes de la planta binaria:

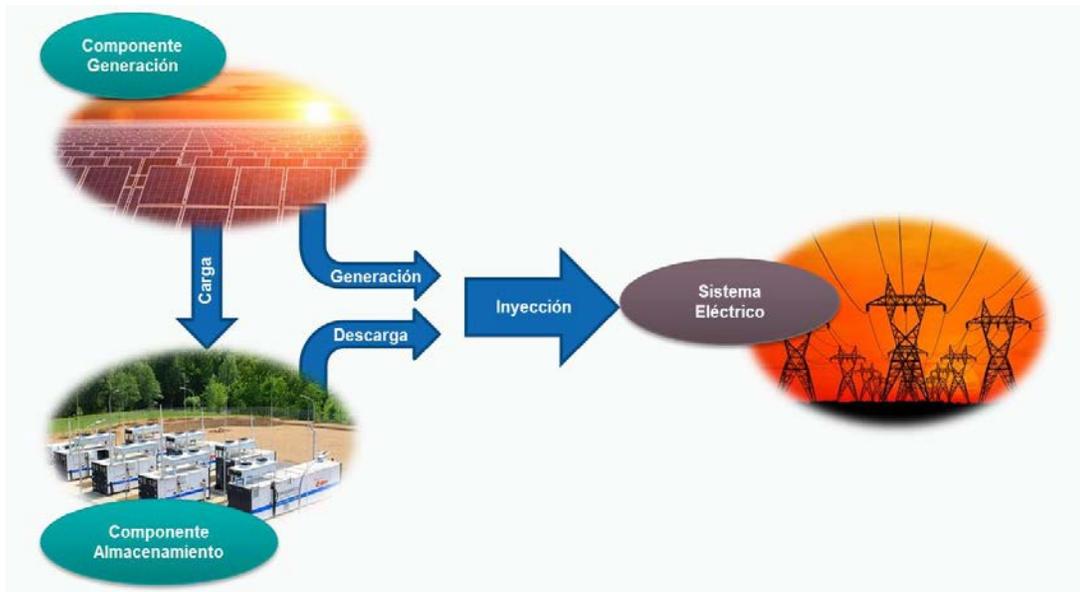
- a. **Intercambiador de calor y evaporador:** Es un equipo de acero en donde el fluido geotérmico transfiere, sin contacto alguno, su energía térmica al fluido orgánico, que se calienta y evapora.
- b. **Casa de máquinas.** Incluyen el sistema de generación (turbina y generador), el sistema de control y el de seguridad.
- c. **Recuperadores:** Son intercambiadores de calor de acero, en donde el fluido orgánico, en fase de vapor, que sale de la turbina transfiere su energía térmica al fluido orgánico en fase líquida y frío que sale de las torres de enfriamiento.
- d. **Sistema de enfriamiento con aire.** El fluido orgánico se condensa y se enfría a través de un sistema a aire donde un número adecuado de ventiladores garantizan el suficiente flujo de aire hacia los tubos en los cuales se transporta el fluido orgánico. Esta estructura es principalmente de acero.
- e. **Acumulador:** Es un estanque de almacenamiento de fluido orgánico, que es una parte integrante del circuito. El volumen total de fluido orgánico es aproximadamente de 300 m³ en fase líquida.

1.4.5 Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento

Su principal característica es el almacenamiento de energía mediante la transformación de la energía eléctrica que producen en energía mecánica, térmica, química, entre otras.

De acuerdo con el Reglamento de Coordinación y operación, el punto de conexión al sistema eléctrico de la central y su componente de almacenamiento debe ser el mismo.

Figura 12. Diagrama Central renovable con capacidad de almacenamiento



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Para el desarrollo del presente Informe se analizarán los siguientes tipos de centrales renovables con capacidad de almacenamiento:

1.4.5.1 Central Solar Fotovoltaica + Sistema de Almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)

Una central solar fotovoltaica con capacidad de almacenamiento mediante sistema de almacenamiento de energía mediante baterías resulta adecuada para permitir entregar energía y potencia eléctrica al sistema eléctrico correspondiente, durante algunas horas del día como puede ser las horas de demanda máxima de tal manera de proveer potencia de punta, flexibilidad o servicios complementarios.

Una breve descripción técnica de una central fotovoltaica más un sistema de baterías se realiza a continuación:

a. Central Solar Fotovoltaica

La energía solar es una energía renovable que utiliza la radiación electromagnética proveniente del sol. La cantidad de energía solar que incide por unidad de área y tiempo (kWh/m^2 al día) corresponde al principal criterio para seleccionar el lugar de ubicación de una planta solar.

Los módulos fotovoltaicos tienen como objetivo absorber la energía proveniente del sol y transformarla en energía eléctrica; proceso realizado a través de las celdas o células fotovoltaicas, las que se disponen en serie o paralelo, a lo largo de éste. Estos módulos están formados por un cristal o lámina transparente superior que les protege de la intemperie y bajo ésta, se encuentran encapsulados el sustrato conversor de material semiconductor y sus conexiones eléctricas.

Si bien existen diversos tipos de módulos fotovoltaicos, en aplicaciones de centrales fotovoltaicas de potencia lo usual es utilizar módulos fotovoltaicos de silicio ya sea policristalinos o monocristalinos. Las potencias de los módulos fotovoltaicos. También cabe destacar la aparición de módulos bifaciales.

Actualmente los módulos fotovoltaicos considerados en los proyectos en desarrollo tienen una potencia sobre los 340 [Wp] de potencia siendo usual encontrar módulos de alta eficiencia, con potencias sobre los 400 [Wp].

Un parque fotovoltaico típico está compuesto por los siguientes componentes:

- d. Módulos fotovoltaicos
- e. Inversores de potencia
- f. Transformadores de media tensión
- g. Sistema de soporte y/o seguimiento
- h. Cajas de conexión
- i. Sistema monitorización
- j. Obras civiles
- k. Sistema Colector
- l. Subestación Eléctrica

Respecto a las estructuras de soporte lo más utilizado en las centrales en servicios y los proyectos en desarrollo dos corresponden a soportes fijos y a sistemas de seguimientos en un solo eje (HSAT).

b. Sistema Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS)

El sistema de almacenamiento de energía mediante baterías o BESS es uno de los sistemas que posee la mayor flexibilidad en cuanto a la respuesta de carga y descarga, además de tener altos niveles de eficiencia. Estos corresponden a un conjunto de celdas conectadas en serie, paralelo, o ambas configuraciones a la vez. Las cuales tienen la capacidad de almacenar la energía en forma electroquímica.

Un sistema BESS, consiste en sistemas de baterías modulares normalmente del tipo ión-litio, los cuales se almacenan en arreglos de cubos junto a cada inversor. El sistema de baterías se diseña

para almacenar la totalidad de la energía generada por el parque fotovoltaico, por un período de horas según el tamaño del propio sistema de baterías, y cuenta además con equipos de ventilación y aire acondicionado, sistema contra incendios y equipos para comunicación y control.

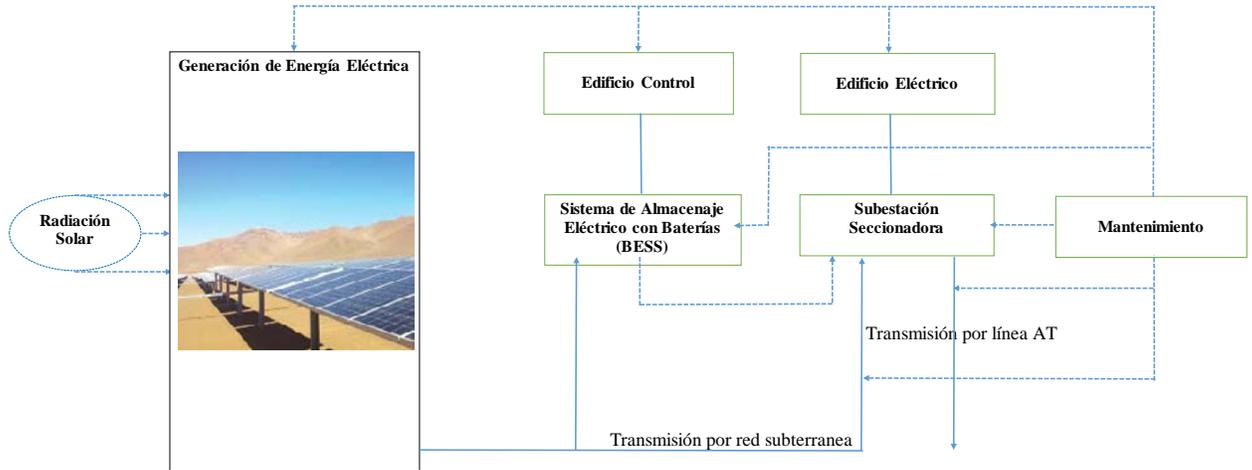
El sistema BESS tiene por objeto permitir capacidad de regulación de la central fotovoltaica mediante el almacenamiento de energía a través de esta tecnología, entregando mayor estabilidad y confiabilidad a los sistemas de generación en base a energías renovables, para inyectarla al Sistema Eléctrico correspondiente cuando sea requerida. La conexión eléctrica de los cubos se realizará en serie y posteriormente se conectan a través de las alternativas siguientes:

- i) Un desconector a las barras de corriente continua antes de cada inversor de la central fotovoltaica; o,
- ii) A través de un inversor a las barras de corriente alterna a una subestación de media tensión de la central fotovoltaica.

En los casos donde se considera un sistema BESS en conjunto con una planta fotovoltaica de generación típicamente se considera la configuración ii) dado que por la escala es más simple y económicamente conveniente centralizar la conexión en corriente alterna directamente a las celdas de media tensión del sistema colector.

Los sistemas BESS por lo general están compuestos por módulos contenerizados de distinta tipo en los cuales van alojadas las bate, los controladores, convertidores de electrónica de potencia, transformadores de potencia y celdas de media tensión. Estos contenedores van instalados sobre fundaciones de concreto y losas rectangulares.

Figura 13. Esquema Central Solar Fotovoltaica más Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 14. Sistema de Almacenamiento de energía mediante Baterías (BESS)



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

1.4.5.2 Central Eólica + Sistema de Almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)

Una central eólica con capacidad de almacenamiento mediante sistema BESS resulta adecuada para permitir entregar energía y potencia eléctrica al sistema eléctrico correspondiente, durante algunas horas del día como puede ser las horas de demanda máxima de tal manera de proveer potencia de punta, flexibilidad o servicios complementarios.

Una breve descripción técnica de una central eólica más un sistema de baterías se realiza a continuación:

a. Central Eólica

La energía eólica es una energía renovable que utiliza la fuerza del viento para generar electricidad. El principal medio para obtenerla son los aerogeneradores, correspondientes a “molinos de viento” de tamaño variable que transforman con sus aspas la energía cinética del viento en energía mecánica. La energía del viento puede obtenerse instalando los aerogeneradores tanto en suelo firme como en el suelo marino.

En la tierra el movimiento de las masas de aire se debe principalmente a la diferencia de presiones existentes en distintas ubicaciones geográficas moviéndose de lugares con alta a baja presión, los efectos locales pueden deberse además a brisas marinas que son debido a la diferencia de temperatura entre el mar y la tierra, o también debido a los vientos de montaña que se producen por el calentamiento de las montañas y esto afecta en la densidad del aire y hace que el viento suba por la ladera de la montaña o baje por esta dependiendo si es de noche o de día.

Para producir electricidad con una central eólica es necesario que el viento sople a una velocidad de entre 3 y 25 m/s. El viento hace girar las palas de un aerogenerador al incidir sobre ellas, convirtiendo así la energía cinética del viento en energía mecánica que se transmite al rotor. Es entonces cuando se puede transmitir al eje del generador eléctrico para producir energía eléctrica.

Los aerogeneradores están constituidos por rotor conformado por las aspas y el buje motriz y la góndola o nacela, la cual contiene típicamente el eje principal desde el buje, la caja multiplicadora de velocidad rotatoria la que conecta con el generador eléctrico, sincrónico o asincrónico.

En aerogeneradores actuales lo usual es que consideran un convertidor de electrónica de potencia el cual permite el funcionamiento a velocidad variable. El tren de potencia contiene además un freno mecánico ubicado en el lado del generador de la caja multiplicadora.

Además, dentro del aerogenerador, ya sea en la góndola o en la base de las torres típicamente está el transformador elevador a media tensión y elementos de protección asociados.

Las aspas y góndolas están construidas de fibra de vidrio y resina reforzada, mientras que la torre típicamente es de acero tubular, aunque existe la opción de torres de hormigón o híbridas.

El rotor está constituido por tres aspas aerodinámicas, las que transforman la energía cinética del viento y transmite su potencia al buje y al eje principal.

El buje soporta a las tres aspas y contiene los descansos y cilindros hidráulicos o motores eléctricos del control del paso de las aspas.

Hoy en día es frecuente encontrar en Chile parques de aerogeneradores de tamaño sobre 4 MW hasta 5,6 MW en proyectos desarrollo o en construcción, existiendo algunos proyectos que consideran turbinas cercanas a los 6 MW.

La altura de buje en los proyectos en desarrollo hoy en día en Chile es sobre los 140 metros.

Un parque eólico este compuesto por los siguientes elementos:

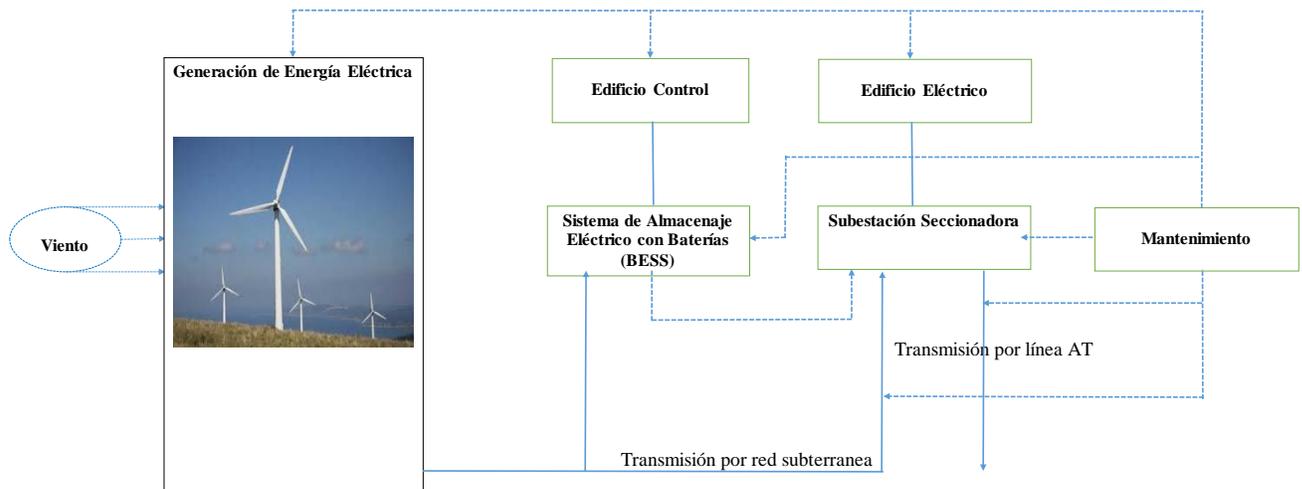
- a. Aerogeneradores
- b. Obras Civiles
 - Caminos Interiores
 - Plataformas de Montaje
 - Fundaciones Aerogeneradores.
- c. Sistema Colector
- d. Subestación Eléctrica
- e. Estación Meteorológica

b. Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS)

La descripción técnica de un sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) es similar al descrito en el numeral anterior, referido a la central solar fotovoltaica con almacenamiento mediante un sistema de baterías.

El sistema BESS inyecta a la o las barras de media tensión del parque (sistema colector) en media tensión del parque eólico. La siguiente figura muestra el esquema del sistema del almacenamiento en conjunto con un parque eólico.

Figura 15. Esquema Central Eólica más Sistema de almacenamiento mediante baterías (BESS)



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

1.4.5.3 Central Hidroeléctrica de pasada + Sistema de almacenamiento mediante baterías (BESS)

Las centrales hidroeléctricas de pasada la energía se obtiene a partir de la transformación de la energía potencial y cinética del agua en energía eléctrica mediante el movimiento proporcionado a turbinas hidráulicas acopadas a generadores eléctricos.

Al igual que en los embalses, su instalación debe considerar factores como la disponibilidad de derechos de aprovechamiento de agua, impactos medioambientales, y condiciones geotécnicas e hidrológicas de la localización en particular. Lo anterior vuelve muy disímiles unos proyectos de otros.

Las centrales hidráulicas de pasada sólo desvían una porción del agua de los ríos o cauces naturales para accionar turbinas hidráulicas y generar energía eléctrica, devolviendo luego el caudal al río aguas abajo del punto de toma.

Dentro de las centrales hidráulicas de pasada existen algunas con capacidad de regulación, dado que poseen estanques capaces de acumular agua para el proceso de generación eléctrica, aunque en menor medida que los embalses (típicamente regulación de tipo intra-diario).

La casa de máquinas está compuesta por: turbina hidroeléctrica con sistema de regulación de velocidad, puente grúa y equipos de *izaje*, sistema de lubricación, sistema de ventilación y refrigeración, sistema contra incendio, válvulas (protección, descarga, aislación), compuerta de evacuación descarga, sistema de vaciado y drenaje, entre otros.

Lo anterior implica también particular relevancia de los costos de obras civiles asociados a la casa de máquinas y los del montaje del equipamiento hidromecánico. Cabe señalar que la casa de máquinas de las centrales hidráulicas de pasada es típicamente exterior y no en caverna.

En general, el aprovechamiento del recurso hídrico es mediante captación por medio de bocatomas y conducción por medio de una aducción con canales o mixta (con canales, túneles gravitacionales y túneles en presión) e incluyen una chimenea de equilibrio o cámara de carga conectada con las tuberías o el pique en presión hasta los elementos de regulación hidráulica de las turbinas, las que están acopladas a los correspondientes generadores eléctricos.

En tanto, dependiendo del arrastre de materiales, sedimentación o turbiedad presente en el agua, el proyecto puede contemplar rejas y desvíos, *desripadores*, desarenadores o lagunas de sedimentación, mientras que la descarga de las turbinas en su sección inicial dependerá del tipo de turbina hidráulica, la cual se conectará con un canal de descarga hasta el punto de devolución del recurso hídrico al cauce del río.

Finalmente, el sistema BESS para este tipo de instalaciones posee las mismas características que las indicadas en la sección anterior.

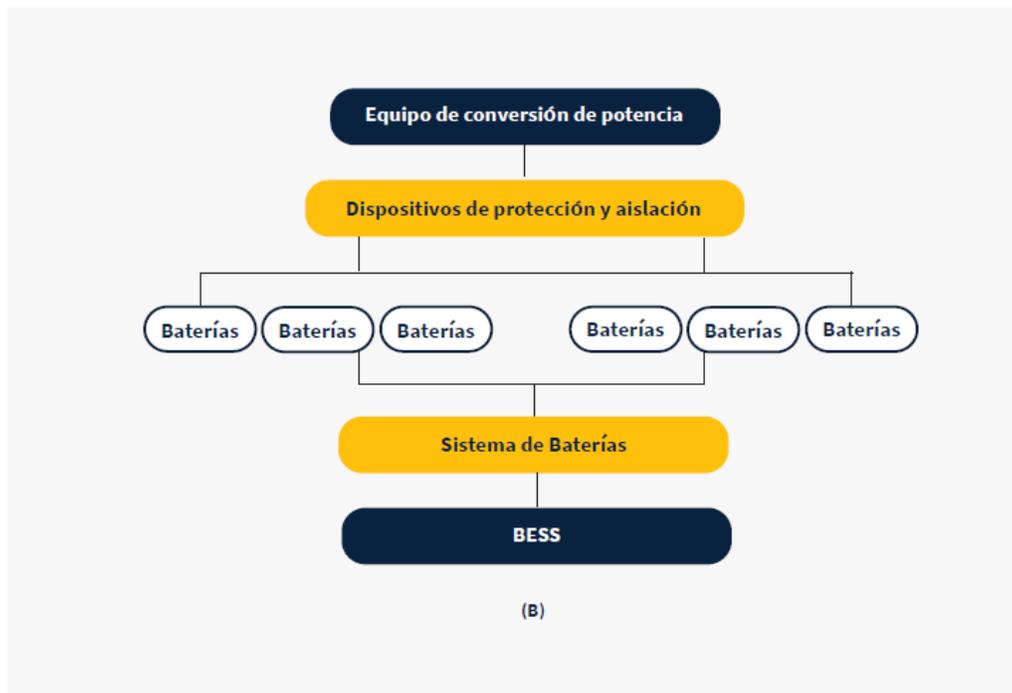
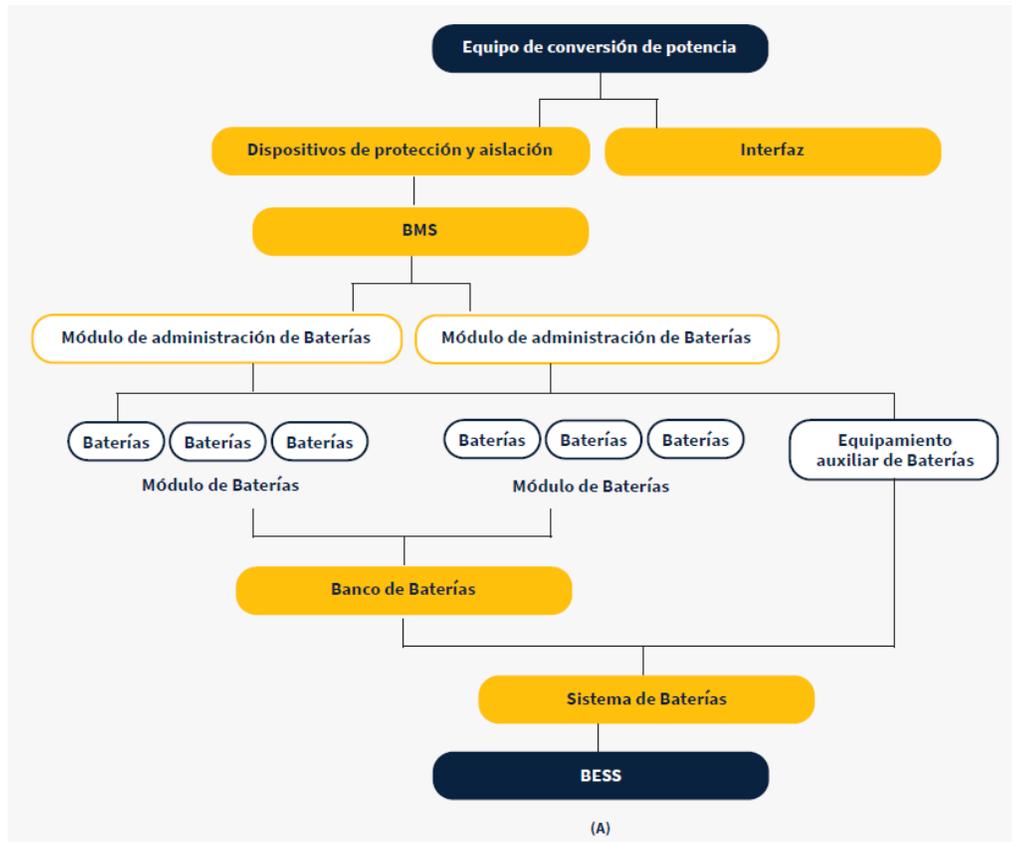
1.5 Sistema de Almacenamiento *Stand Alone*

1.5.1 Sistema de Almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)

Una generalización de los componentes presentes en un BESS se muestra en la Figura 16, de acuerdo con la tecnología de las baterías, donde se destacan los siguientes elementos:

- a. Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías, formado por:
 - Arreglos de baterías en configuración serie/paralelo, que forman el sistema de almacenamiento de energía mediante baterías.
 - Equipamiento auxiliar de baterías, que conforma elementos de protección e interconexión de éstas.
 - BMS, que es un equipo de gestión de baterías para mantener el banco de baterías dentro del rango de operación seguro.
- b. El sistema de almacenamiento de energía en baterías incluye el armario de baterías, el controlador de rack inteligente, el sistema de aire acondicionado, el sistema de extinción de incendios, el sistema de puesta a tierra contra rayos, etc.
- c. El sistema de conversión de energía bidireccional, comúnmente denominado inversor, acopla el sistema de baterías (alimentación de CC) con la red eléctrica (alimentación de CA). El PCS puede constar de una o varias unidades en función del tamaño del sistema.
- d. La estación transformadora inteligente es un contenedor compacto de 20' HC que contiene un transformador de intermedia, *aparamenta* de conexión de media tensión (MT) y panel de Baja Tensión (BT). Permite una conexión rápida y fiable del inversor fotovoltaico a la conexión de media tensión (MT).
- e. Dispositivos de protecciones y aislación, que consideran componentes tanto eléctricas como mecánicas, como fusibles, relés, borneras, sistemas de ventilación, entre otros.
- f. Interfaz de usuario, para visualización de estado interno de BESS.
- g. *Power Converter Equipment* (PCE) o equipos de conversión de potencia, que consiste en un equipo eléctrico que permite interactuar entre la red eléctrica a alimentar Corriente Continua (CC) y/o Corriente Alterna (CA) y las baterías. Este equipo debe ser dimensionado para que la operación del banco de baterías con la red correspondiente sea segura en todo punto de operación.

Figura 16. Ejemplos de estructuras de BESS según su química (según norma AS/NZS 5139). (A) Ión litio; (B) Níquel-cadmio o plomo ácido; (C) batería de flujo





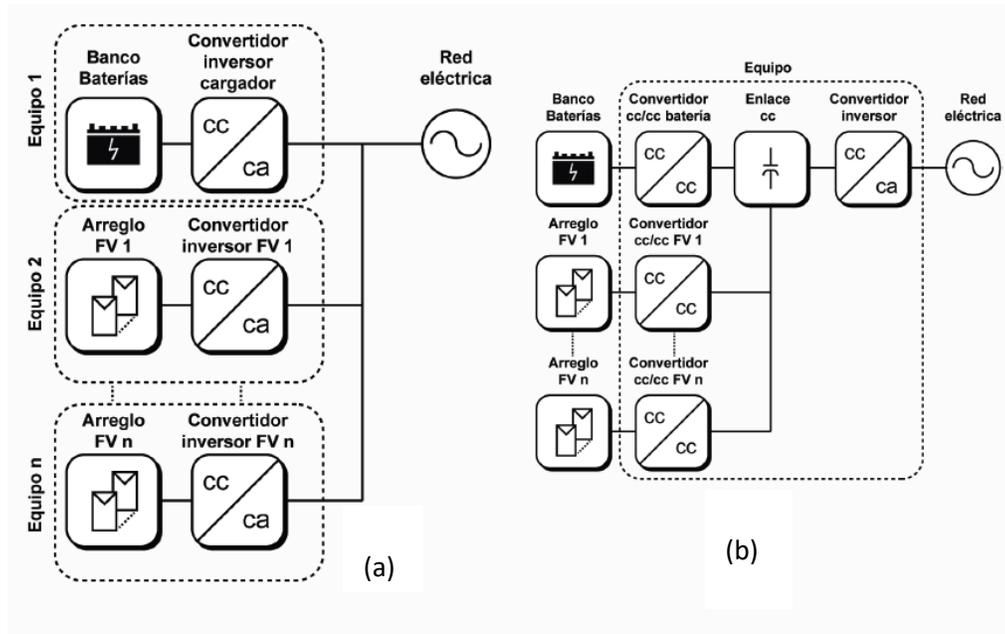
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

1.5.1.1 Topología de Sistemas BESS

En la literatura es posible identificar dos tipos de sistemas BESS, acorde a lo mostrado en la Figura 17.

- Distribuido, donde las unidades de generación y almacenamiento de energía no están integradas en un mismo equipo.
- Concentrado, donde un mismo equipo interconecta un sistema de almacenamiento de energía con unidades de generación (por ejemplo, arreglo de paneles FV). En el mercado es posible encontrar estos equipos con el nombre de convertidores o equipos “híbridos”.

Figura 17. Tipos de topologías de BESS conectados a la red. (a) BESS distribuido; (b) BESS concentrado



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

1.5.1.2 Esquemas de interconexión

Se identifican cinco esquemas de interconexión, tanto para redes aisladas (off-grid) como de distribución (on-grid). En este sentido, la energía solar puede ir hacia las baterías por distintos caminos. Los paneles fotovoltaicos (FV) generan energía en Corriente Continua (CC), las baterías almacenan en CC y las cargas mayoritariamente suelen estar en Corriente Alterna (CA). Así, se establecen dos definiciones respecto a la forma de carga de las baterías mediante el uso de la energía solar:

- Acoplamiento CC: la energía solar va desde los paneles FV en CC a la batería, mediante un regulador de carga o equipo afín.
- Acoplamiento CA: la energía solar va desde los paneles FV en CC a una red CA mediante un inversor, para luego alimentar la batería en CC mediante un convertidor CC-CA que se conecta a dicha red.

Considerando que el núcleo de la instalación es el convertidor CC-CA conectado a baterías, se presentan a continuación cinco esquemas de interconexión entre equipos de almacenamiento, generación FV, red eléctrica (aislada o de distribución) y cargas:

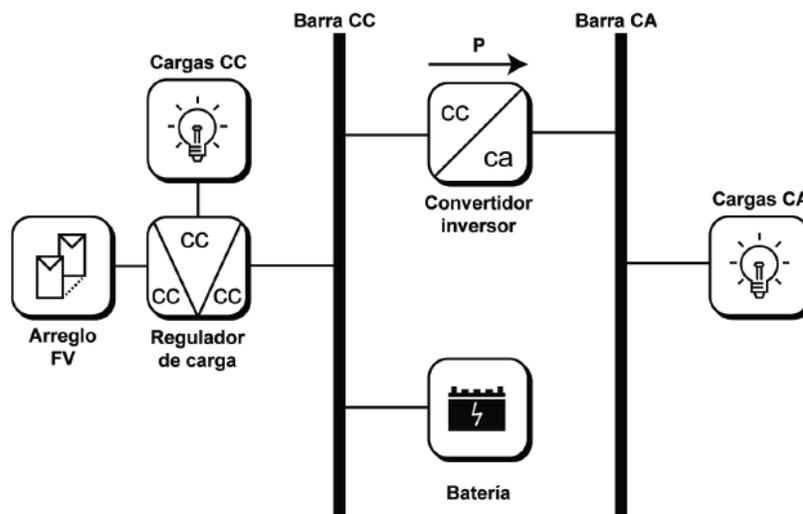
a. Esquema 1: Stand-alone off-grid sin función de carga a la red.

- Este esquema se utiliza en sistemas aislados, pues las cargas no son alimentadas por la red de distribución. En la Figura 18 se muestra el esquema de conexión a considerar:

- El esquema se compone de un banco de baterías alimentado por un regulador de carga capaz de extraer energía de un arreglo de paneles fotovoltaicos. En este esquema, las cargas CA son alimentadas por el inversor.
- Tanto el regulador de carga y el inversor suelen ser de baja potencia (del orden de 5 kW).
- El equipo de conversión de potencia (convertidor inversor) genera la red eléctrica (grid forming). Además, este equipo no carga la batería, solo extrae energía de ésta, de forma que opera como “inversor”.
- Existen algunos reguladores de carga que permiten alimentar cargas en CC.
- Es posible agregar a estos esquemas equipos de generación de respaldo.
- El presente esquema opera con acoplamiento en CC.

Existen equipos de conversión de potencia CC-CA comerciales que permiten implementar este esquema. Estos cuentan con puerto CC y CA unidireccional (potencia hacia un sentido solamente) que permiten utilizar la energía de las baterías para alimentar a las cargas en CA en la red (barra CA) y no viceversa.

Figura 18. Esquema de “stand-alone off-grid sin función de carga a la red”



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

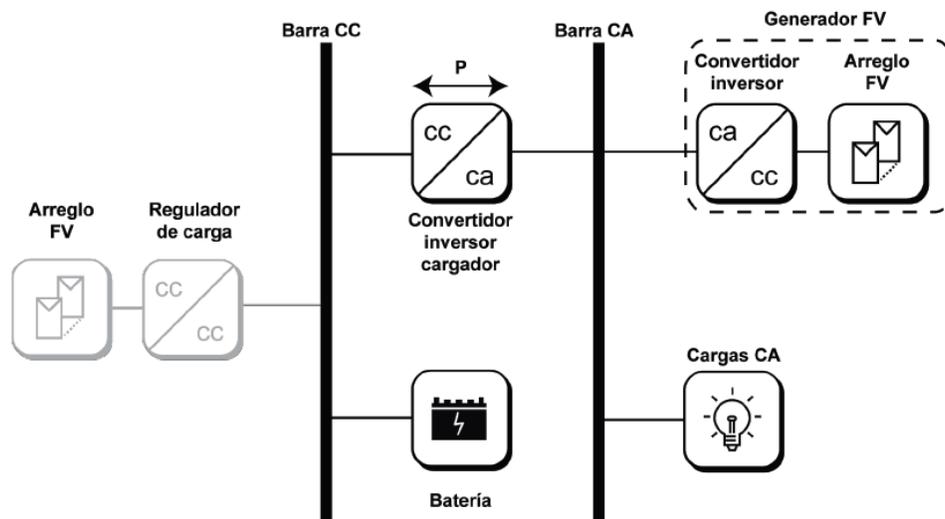
b. Esquema 2: Stand-alone off-grid con función de carga a la red

En una red eléctrica en CA, solo debe haber un equipo que imponga la tensión en la red (es decir, amplitud, frecuencia y secuencia de las fases) y uno o más equipos que se sincronicen a esta, inyectando o absorbiendo energía. Similar al caso anterior, el presente esquema es utilizado en redes aisladas. Es posible que la red ya disponga de un generador, o no lo haga. Así, en la literatura se observa que es viable utilizar este esquema creando una red (grid forming), así como también acoplándose a una red aislada ya formada anteriormente (grid following), donde ya hay un generador que impone tensión.

En la Figura 19 se muestra el esquema de conexión. De esta manera:

- El esquema se compone de un banco de baterías en conjunto con un convertidor CC – CA conectado a la red eléctrica aislada (barra CA), capaz de tanto entregar o absorber energía de esta. En la literatura comercial a este equipo suele llamarse “inversor-cargador”.
- La principal fuente de energía para cargar las baterías proviene del lado de la red eléctrica aislada, donde se conectan generadores (por ejemplo, generador FV). De esta forma, este esquema corresponde a un acoplamiento en CA. Así, la generación conectada al lado de la red es capaz de tanto alimentar las cargas como las baterías.
- En este esquema no es necesario utilizar un regulador de carga o cargador de baterías. Lo anterior es posible si el convertidor CC – CA (inversor-cargador) lo permite (corriente de carga de ambos equipos no sobrecargue la batería en operación nominal).
- Es posible agregar a estos esquemas equipos de generación de respaldo.

Figura 19. Esquema “stand-alone off-grid con función de carga a la red”



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Existen equipos comerciales que permiten implementar este esquema, los cuales cuentan con puerto de CC y CA bidireccional. Estos equipos tienen la capacidad de funcionar tanto en Esquema 1 como Esquema 2 ya que cuenta con la característica de formar una red a partir de la energía de las baterías, además de cargar las baterías utilizando la energía extraída desde el puerto CA.

c. Esquema 3: Híbrido

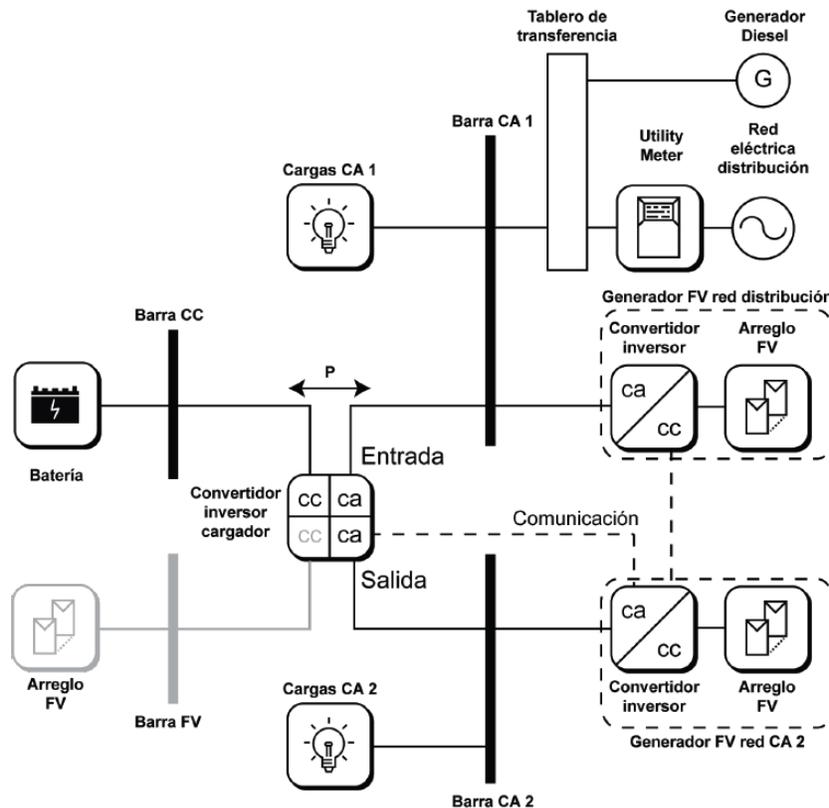
En la Figura 20 se muestra el esquema de conexión para tanto sistemas aislados como conectados a una red de distribución, donde el convertidor de potencia conectado a la red es capaz tanto de entregar como absorber energía de esta. Este equipo tiene 2 puertos en CA: uno de “entrada”

conectada a la red (de distribución o aislada, por ejemplo, con generador Diésel) y otra de “salida” conectada a las cargas (representadas como “Cargas CA 2”). En consecuencia:

- En operación normal, es posible cargar o descargar la batería con la energía disponible en la red (por ejemplo, de distribución) desde el puerto de entrada en CA. Este puerto del equipo opera como grid following.
- En caso de corte de suministro, el equipo es capaz de identificar este evento y alimentar las cargas desde el banco de baterías conectadas al puerto CA de salida. De esta forma, en este puerto el equipo opera como grid forming. También es posible alimentar las baterías desde la red generada (en barra C A 2) si hay equipos de generación conectados a esta. Esto puede ser una buena práctica ya que, en caso de corte de suministro, mientras la batería esté cargada, será posible extraer energía del “inversor FV red CA 2” al imponer tensión el equipo de almacenamiento (convertidor inversor-cargador).

Además, en algunos de estos equipos (convertidor inversor-cargador) es posible encontrar una entrada física a un arreglo FV para cargar la batería o inyectar energía a la red, según se requiera. Conjuntamente, es posible conectar cargas en CA (representando como “Cargas CA 1” en la Figura 20) en el lado de la red de distribución, las cuales durante un corte de suministro no podrán ser alimentadas debido al modo anti-isla del equipo.

Figura 20. Esquema “híbrido”

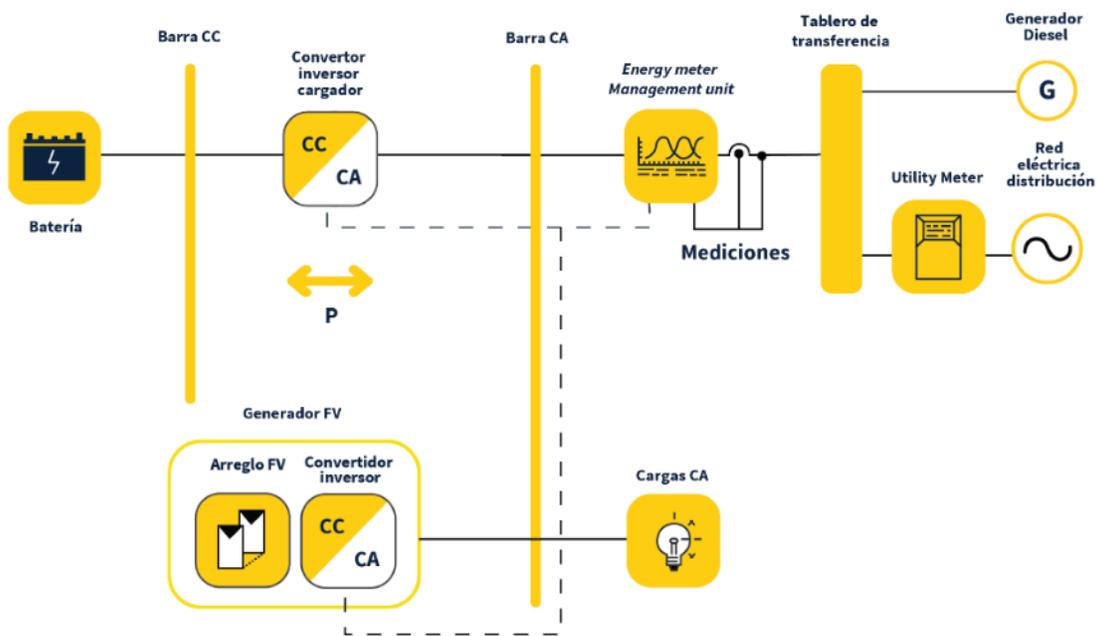


Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

e. Esquema 5: Conectado a la red con limitación de inyección

En la Figura 22 se muestra el esquema de conexión donde solo hay una red eléctrica CA. En el ejemplo se ilustra que esta red puede ser tanto aislada como de distribución, donde es posible utilizar además equipos electrógenos. El inversor-cargador es capaz tanto de entregar como absorber energía por su único puerto en CA. Así, en función de cómo se configure el sistema, el equipo puede ser comandado por un energy meter, el cual dirige la inyección de potencia y con ello energía al lado de la red para alimentar las cargas. En base a lo anterior, el equipo opera como grid following.

Figura 22. Esquema “conectado a la red con limitación de inyección”



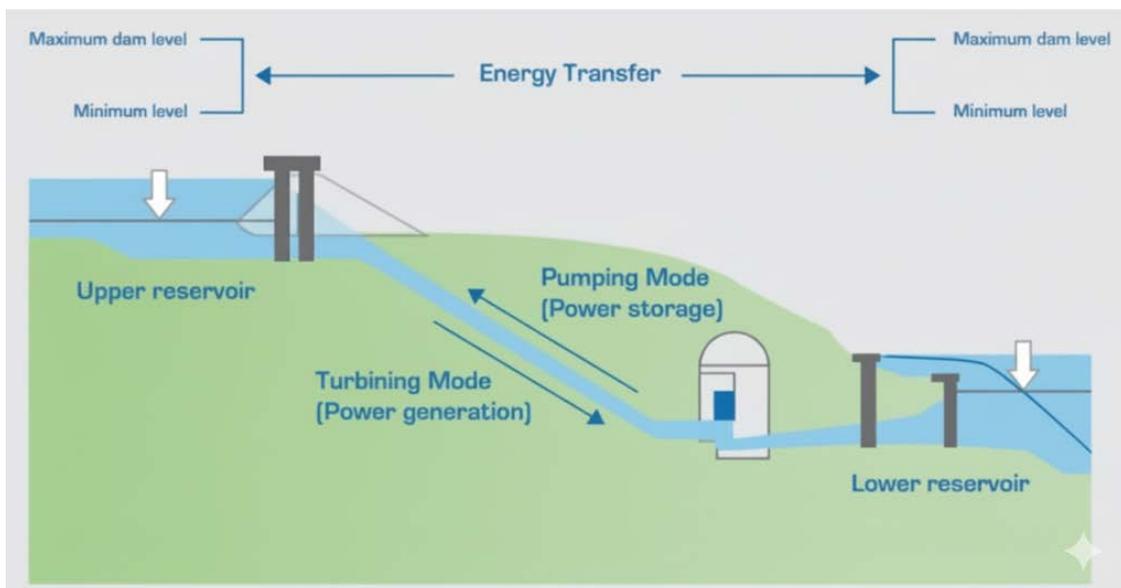
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Cabe destacar que en todos los esquemas la batería puede conectarse a la barra CC directamente o mediante un regulador CC – CC bidireccional. Esta es una tendencia en aplicaciones de vehículos eléctricos, para mejorar la eficiencia de los convertidores al operar esta barra para un voltaje fijado por este convertidor. No obstante, esto no es ampliamente utilizado en aplicaciones de sistemas estaciones de autoconsumo y/o inyección de energía a la red eléctrica en base a baterías y generadores fotovoltaicos. Por ello, este caso no será esquematizado en este libro. De requerirse, debe revisarse la compatibilidad de este equipo respecto a los equipos que se conectan a la barra CC y a la batería, de forma que toda la operación en todo rango de operación sea segura.

1.6 Almacenamiento de energía mediante Central de Bombeo

La tecnología de almacenamiento por bombeo hidroeléctrico (PHS, Pumped Hydroelectric Storage) se basa en el manejo de la energía potencial del agua, a través de la diferencia de alturas entre dos depósitos o embalses. En periodos de alta disponibilidad de energía eléctrica y bajo precio, el agua es bombeada y almacenada en el embalse superior (proceso de carga). Ante escenarios de alta demanda de electricidad y precios elevados, el agua es liberada del depósito superior al inferior y se hace pasar a través de unas turbinas para generar la energía necesaria (proceso de descarga). La cantidad de energía almacenada es proporcional a la diferencia de altura entre los dos embalses y el volumen de agua almacenada. La potencia de las plantas de bombeo oscila entre los 20 MW y 500 MW, siendo muy típicos valores entre 200 MW y 350 MW.

Figura 23. Esquema de centro de bombeo hidráulico



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

2. CARACTERÍSTICAS Y ATRIBUTOS DE FLEXIBILIDAD DE DISTINTAS TECNOLOGÍAS

Las plantas generadoras convencionales son las que hoy en día proveen casi toda la flexibilidad necesaria en los sistemas eléctricos. Los atributos de flexibilidad de un generador convencional pueden incluir su tasa de toma de carga (rampa), mínimo tiempo con carga estable y tiempos mínimos de partida, parada, encendido, apagado. Tradicionalmente las turbinas a gas y centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación (embalses) han sido consideradas más flexibles que las centrales a carbón. Por otro lado, las centrales hidroeléctricas de pasada se consideran más bien inflexibles, mientras que para centrales de embalses sus características de flexibilidad pueden variar dependiendo del diseño y el tamaño del embalse, entre otros.

Respecto de cómo medir la flexibilidad, no hay una única perspectiva respecto de cómo hacerlo, sin embargo, actualmente es común emplear como indicadores la tasa de toma de carga (rampa), tiempo mínimo encendido/apagado, y tiempo de partida, todos ellos medidos en MW disponibles para subir o bajar la carga a través del tiempo.

En el presente capítulo, se analizan las capacidades técnicas de las distintas tecnologías que podrán proveer la potencia de punta en el Sistema Eléctrico Nacional, en particular para proveer flexibilidad a la operación del sistema.

Respecto de la flexibilidad operacional se realiza una breve descripción de los siguientes atributos:

a. mínimos técnicos

De acuerdo con la normativa vigente, el mínimo técnico corresponde a la potencia activa bruta mínima, con la cual una unidad puede operar en forma permanente, segura y estable inyectando energía a la red de forma continua.

b. tiempos mínimos de encendido y apagado

El tiempo mínimo de encendido de partida corresponde al tiempo requerido para realizar el proceso de encendido de una unidad generadora desde que se la de la instrucción de partida. Por su parte, el tiempo de apagado corresponde al tiempo requerido para realizar el proceso de detención de la unidad generadora y en el caso particular de centrales térmicas la unidad generadora además de encontrarse completamente detenida debe estar sin ningún proceso térmico en funcionamiento.

c. capacidad de toma de carga de subida y bajada

La capacidad de toma de carga de subida y bajada corresponde a la tasa o gradiente con la cual una unidad de generación es capaz de aumentar o disminuir la potencia activa generada.

d. tiempos mínimos de operación

Corresponde al tiempo mínimo de operación de la unidad generador antes de poder detenerse, una vez concluido un proceso de partida.

2.1 Centrales térmicas

2.1.1 Turbinas a gas

Turbinas a gas de ciclo abierto tienen un tiempo de partida de hasta 30 minutos aproximadamente; presentan por una parte una capacidad de toma de carga de entre 16% a 30% por minuto (en promedio 14%); un mínimo técnico en promedio equivalente a 10% de la potencia máxima para tamaños sobre 100 MW e inferior a 150 MW y un mínimo técnico en promedio equivalente a 25% de la potencia máxima para tamaños sobre 20 MW e igual o inferior a 50 MW.

2.1.2 Grupo motor - generador

Los grupos motor generador en ciclo abierto tienen un tiempo de partida típicamente del orden de los 10 minutos aproximadamente; una capacidad de toma de carga de entre 40 % a 100 % por minuto y un mínimo técnico en promedio equivalente a 10% de la potencia máxima.

2.2 Centrales Renovables con Capacidad de Regulación

2.2.1 Central Hidráulica de Embalse

Central Hidráulica con capacidad de Regulación (embalses) tienen un tiempo de partida de hasta 10 minutos aproximadamente hasta alcanzar el mínimo técnico; una capacidad de toma de carga mayor a 16% por minuto (turbinas Francis) y mayor a 22% por minuto turbinas Pelton; y un mínimo técnico de 0% para turbinas del tipo Pelton y del orden del 20% para turbinas Francis. También un tiempo mínimo de operación de 0 minutos.

2.2.2 Central Termosolar con acumulación en Sales Fundidas o Concentración Solar de Potencia (CSP)

La Central Termosolar con acumulación en Sales Fundidas o Concentración Solar de Potencia (CSP) tienen un tiempo de partida típicamente del orden de los 40 minutos aproximadamente; una capacidad de toma de carga del orden del 10% y un mínimo técnico en promedio equivalente a 10% a 20% de la potencia máxima.

2.2.3 Central Geotérmica con gestión del fluido geotérmico

Para la Central Geotérmica con gestión del fluido geotérmico se ha tomado como modelo a la Central Cerro Pabellón. En este caso se tienen un tiempo de partida de 60 minutos, una capacidad de toma de carga del orden del 2 % y un mínimo técnico en promedio equivalente a al 20%.

2.3 Centrales Renovables con Capacidad o Sistemas de Almacenamiento

Para efectos de las centrales renovables con capacidad de almacenamiento (solar, eólica e hidráulica de pasada), para efectos de proveer potencia de punta se consideran principalmente los atributos de flexibilidad del sistema BESS dado que este elemento permite entregar mayor certeza respecto de la presencia de la central en la hora de punta.

Al ser un sistema de almacenamiento electroquímico no tiene mínimo técnico y su tiempo de respuesta es inferior a 1 segundo, porque la toma de carga puede ser casi instantánea o bien controlable.

La Tabla 1 siguiente se presenta una síntesis de algunos atributos que caracterizan la flexibilidad de cada una de las opciones tecnológicas evaluadas.

Tabla 1 Atributos de flexibilidad de las distintas tecnologías disponibles para suministrar potencia de punta

Tipo de Tecnología	Tiempos mínimos de operación [mm]	Mínimo Técnico [% de Potencia Nominal]	Tiempo de Partida/Detención [hh:mm:ss]	Capacidad de Toma de Carga Subida/Bajada
Térmicas				
– Turbina a Gas en Ciclo Simple o Abierto ⁵ (OCGT ⁶) <ul style="list-style-type: none"> • Tamaño > 100 MW • Tamaño > 20 ≤ 50 MW • Partida – Sincronización • Sincronización – Mínimo Técnico • Mínimo Técnico - Desconexión 	[00]	10% 25%	[00:15:00] [00:05:00] [00:01:30]	16% a 30% MW/min
– Grupo Motor – Generador (GMG) ¹⁰ <ul style="list-style-type: none"> • Partida – Sincronización • Sincronización – Mínimo Técnico • Mínimo Técnico - Desconexión 	[00]	10%	[00:05:00] [00:02:00] [00:02:00]	40% a 100% MW/min
Renovable con Capacidad de Regulación				
– Central Hidroeléctrica de Embalse ¹⁰ <ul style="list-style-type: none"> • Partida – Sincronización • Sincronización – Mínimo Técnico • Mínimo Técnico - Desconexión 	[00]	25% - 60%	[00:04:43] [00:03:00]	Mayor a 16% MW/min
– Concentración Solar de Potencia (CSP) ⁷	[10 – 15]	10% - 20%	[00:35:00] - [00:50:00]	10 % MW/min

⁵ Información disponible en sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional. Parámetros Operacionales de Unidades Generadoras (<https://www.coordinador.cl/parametros-operacionales/documentos/>)

⁶ Open Cycle Gas Turbine

⁷ Información disponible en sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional. Parámetros Operacionales de Unidades Generadoras (<https://www.coordinador.cl/parametros-operacionales/documentos/>)

Tipo de Tecnología	Tiempos mínimos de operación [mm]	Mínimo Técnico [% de Potencia Nominal]	Tiempo de Partida/Detención [hh:mm:ss]	Capacidad de Toma de Carga Subida/Bajada
– Central Geotérmica ¹² <ul style="list-style-type: none"> • Partida desde estado frío⁸ • Partida desde estado caliente • Detención 	[00]	20%	[01:02:00] ⁹ [00:42:00] ⁷ [00:15:00]	Subida: 2% MW/min Bajada: 4% MW/min
Renovable con Capacidad de Almacenamiento				
– Central Híbrida Solar Fotovoltaica + Sistema BESS	N/A	N/A	Menor a [00:01:00]	N/A
– Central Híbrida Eólica + Sistema BESS	N/A	N/A	Menor a [00:01:00]	N/A
– Central Híbrida Hidráulica de Pasada + Sistema BESS	N/A	N/A	Menor a [00:01:00]	N/A

⁸ Información referida a la Central Cerro Pabellón

⁹ Valor hasta alcanzar el mínimo técnico

3. CRITERIOS DE SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA SUMINISTRAR POTENCIA DE PUNTA

En este capítulo se resumen las características técnicas principales de las distintas alternativas tecnológicas del presente informe, desde el punto de vista de su habilidad para suministrar la potencia de punta.

Estas alternativas tecnológicas analizadas corresponden a las centrales térmicas que para este caso corresponden a las turbinas a gas en ciclo simple o abierto y los grupos motor – generador en base a gas natural, petróleo diésel o mediante un sistema dual que puedan utilizar alternativamente uno u otro combustible.

Además, se analizaron las centrales renovables con capacidad de regulación que para este caso particular serían las centrales hidráulicas con capacidad de regulación (embalses), centrales geotérmicas con gestión del flujo geotérmico y las centrales termosolares con acumulación de sales fundidas o concentración solar de potencia (CSP).

Por último, se analizaron las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, particularmente, centrales fotovoltaicas con sistema de baterías y centrales eólicas con sistemas de baterías.

De la Tabla 2 que se muestra más adelante es posible destacar lo siguiente:

- Las centrales compatibles con los tamaños de potencia requeridos de la Unidad de Punta para el SEN (70 MW, 120 MW y 150 MW) es posible establecer que tanto las turbinas a gas, centrales renovables con capacidad de regulación y centrales renovables con capacidad de Almacenamiento cumplen con el criterio antes indicado.
- Respecto de los tamaños propuestos de la Unidad de Punta en el SEN antes indicados, el tamaño de 70 MW se establece en las especificaciones técnicas de las bases de la licitación pública ID 610-24-IQ24 de la CNE. Por su parte, los tamaños de 120 MW y 150 MW resultan como propuesta de tamaños eficientes de la Unidad de Punta, por parte del Consultor según lo establecido en la Actividad f) del Objetivo Especifico N° 3 especificaciones técnicas de las bases de la licitación pública ID 610-24-LQ24 de la CNE. Los valores antes indicados se desarrollan y forman parte del Informe de Avance N° 1.
- Para el caso de los SSMM, se debió ajustar el tamaño de la Unidad de Punta en función de dos criterios principales, por una parte un porcentaje (25%) de las demandas máximas esperadas del periodo 2025 – 2028 en los distintos SSMM a partir de la proyección establecida en el Estudio Tarifario 2022 - 2026 y además el valor que resulta (en MW) de la diferencia entre la demanda máxima del periodo 2025 – 2028 de cada SSMM menos el promedio de las demandas máximas del período 2025 – 2028 del SSMM correspondiente.
- Por su parte, para los Sistemas Medianos (SSMM) donde los tamaños de la potencia requerida están en el rango de 0,3 MW a 15 MW, tanto las turbinas a gas y los grupos motor – generador pueden ser utilizados como Unidad de Punta. Adicionalmente, se podría analizar

la tecnología de centrales renovables con capacidad de almacenamiento, como es el caso de un parque eólico con almacenamiento mediante un sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) o almacenamiento stand-alone.

- Respecto del tipo de combustible, en el SEN para el caso de las unidades generadoras térmicas resulta más adecuado el uso/disponibilidad de petróleo diésel en comparación del gas natural, dado que para este último tipo de combustible se debe disponer de la infraestructura de transporte como sería gasoductos o gasoducto virtual (GNL). Por su parte, en los SSMM de Magallanes resulta más adecuado el uso de gas natural para las localidades de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir dado por la disponibilidad e infraestructura existente para este tipo de combustible. En el caso de los demás SSMM de Aysén y Puerto Williams en la Región de Magallanes solo es posible utilizar como combustible el petróleo diésel utilizando la infraestructura existente.
- Respecto del recurso primario para las centrales renovables con capacidad de regulación/almacenamiento como es el recurso solar, eólico, geotérmico es posible su disponibilidad con mayor abundancia (por ejemplo, mayor radiación solar o mejor calidad del viento) en algunas zonas del país, lo cual por lo tanto limita el emplazamiento de estas tecnologías en algunas zonas del país.
- Respecto de los costos unitarios de inversión referenciales, de la tabla anterior es posible determinar que las tecnologías que representa a las unidades generadoras térmicas presentan valores menores respecto de las tecnologías de centrales renovables con capacidad de regulación/almacenamiento.
- Por su parte, los costos unitarios de inversión referenciales de las centrales renovables con capacidad de regulación/almacenamiento presentan altos valores como es el caso de las centrales termosolares y las centrales geotérmicas. Para el caso de las centrales fotovoltaicas y eólicas ambas con sistemas de almacenamiento (baterías) muestran valores en el entorno de los 1.000 US\$/kW a 1.600 US\$/kW estos resultan aún inciertos dado el grado de menor madurez y menor desarrollo de estas tecnologías en el país.
- En relación con los sistemas de almacenamiento del tipo stand alone, respecto a sistemas de almacenamiento mediante central de bombeo no existen instalaciones en Chile de este tipo y no se tiene antecedentes de proyectos de este tipo en desarrollo. Por su parte, en el caso de sistemas de almacenamiento mediante baterías (BESS) existen diversas centrales de este tipos en servicio, junto con gran número de proyectos en desarrollo, tal como se ve en Tabla 5, Tabla 6 y Tabla 7, donde se muestran proyectos BESS en distintas etapas de su proceso de evaluación ambiental.
- En base a lo anterior, el estudio consideró solo sistemas de almacenamiento stand alone del tipo BESS. Respecto al tamaño de estos sistemas, su potencia será la misma que para las unidades generadoras, lo que en el caso de SEN corresponde a 70 MW, 120 MW y 150 MW. La capacidad de almacenamiento será de 5 horas en concordancia con el periodo de control de punta.
- Dado que las bases técnicas de licitación establecen que la determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta debe realizarse para las distintas subestaciones básicas determinadas por la CNE de los distintos subsistemas en el período

2019-2024 y adicionalmente en aquellas subestaciones básicas que resulten de las simulaciones y posibles subsistemas resultantes del período 2025 -2028, resulta relevante la ubicación y/o emplazamiento de la unidad de punta en las distintas zonas del territorio nacional.

- I. Las unidades generadoras que representan a las centrales térmicas (turbinas a gas y grupos motor – generador) no debiesen tener limitaciones para su emplazamiento en las distintas zonas del país que correspondan a las zonas donde están ubicadas las subestaciones básicas actuales y futuras.
 - II. Por su parte, las centrales renovables con capacidad de regulación (centrales termosolares y centrales geotérmicas) presentan restricciones respecto de las disponibilidades del recurso primario, como es caso del recurso solar para las centrales termosolares y el recurso geotérmico para las centrales geotérmicas. Por lo tanto, estas limitaciones deben ser consideradas en la etapa de selección de las tecnologías disponibles para la Unidad de Punta. De igual forma, las centrales renovables con capacidad de almacenamiento, como son las centrales fotovoltaicas y eólicas con sistemas de baterías, también presentan algunas limitaciones en su emplazamiento, producto de la disponibilidad del recurso solar y recurso eólico respectivamente.
- Otra de las características principales a tener en consideración respecto de la Unidad de Punta dice relación a los plazos de construcción y puesta en servicio, en particular nuevamente las unidades generadoras del tipo centrales térmicas como son las turbinas a gas y grupo motor – generador resultan con menores plazos respecto de las centrales renovables con capacidad de regulación y almacenamiento según la información disponible respecto de estas últimos tipo de unidades generadoras disponibles en el Sistema de Evaluación Ambiental.
 - Las otras características principales de las distintas tecnologías que podrían ser candidatas para proveer potencia de punta para el SEN y los SSMM que se muestran en la tabla siguiente, no resultan tan relevantes como las ya comentadas para la decisión respecto de la determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación.
 - Respecto de la central renovable con capacidad de regulación, como podría ser una central hidráulica con capacidad de regulación mediante un embalse del recurso agua, dado las actuales restricciones principalmente ambientales y sociales no serán consideradas en las candidatas de esta tecnología.

Por lo anterior, las tecnologías de centrales térmicas en base a turbinas a gas y grupo motor – generador sean aquellas que se evalúen para la determinación de los costos de inversión y costos fijos de la Unidad de Punta en el SEN y SSMM. Adicionalmente, para disponer de una comparación y una posible señal de precio futuro de la determinación de los costos de inversión y costos fijos de la unidad de punta se propone, además, evaluar las centrales renovables con capacidad de almacenamiento, en particular centrales solares fotovoltaicas y parques eólicos con un sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) para el SEN. Por su parte, para los SSMM se propone evaluar las centrales renovables con capacidad de almacenamiento, en particular parques eólicos con sistema de baterías.

Tabla 2 Cuadro comparativo de principales características de las tecnologías disponibles para suministrar potencia de punta

Descripción	Unidad	Turbinas a Gas		Grupo Motor - Generador	Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento	Sistema de Almacenamiento de Energía (SAE) Stand Alone
		Heavy Duty	Aeroderivadas			
Rango de Potencia	MW	≤ 600	≤ 150	≤ 30	[10 – 500]	[10 – 500]
Tecnología / Tipo de Central		ciclo simple o abierto	ciclo simple o abierto	ciclo diésel ciclo Otto (Gas) motor - generador de combustión dual	[central fotovoltaica + sistema baterías] [central eólica + sistema baterías]	Almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)
Recurso Primario / Tipo Combustible		gas natural, petróleo diésel	gas natural, petróleo diésel	gas natural, gas licuado de petróleo (LPG), petróleo diésel, petróleo pesado, biogás, gas de síntesis	energía solar obtenida de la radiación solar energía eólica, correspondiente a la energía cinética del viento	Energía solar disponible como vertimiento por exceso de oferta en horario solar o falta de capacidad del sistema de transmisión
Costos Unitarios de Inversión	US\$/kW	816 ¹⁰	816 ¹⁴	1.081 ¹¹ 1.378 ¹²	[920 ¹³] [1.640 ¹⁴]	700 – 800
Localización / Ubicación		Entre Regiones de Arica y Parinacota a la	Entre Regiones de Arica y Parinacota a la	Entre Regiones de Arica y Parinacota a la Región de Los Lagos para el SEN.	[Entre Región Arica – Parinacota y Región Atacama] ¹⁵ y	[Entre Región Arica – Parinacota y Región

¹⁰ Turbinas a gas en ciclo abierto, 211 MW, Estudio de Determinación de Costos por Tecnología de Generación, CNE 2024.

¹¹ Grupo motor – generador, 108 MW, Estudio de Determinación de Costos por Tecnología de Generación, CNE 2024.

¹² Grupo motor – generador, 46 MW, Estudio de Determinación de Costos por Tecnología de Generación, CNE 2024.

¹³ Proyecto Solar Fotovoltaico + Sistema de Baterías en Evaluación Ambiental (<https://seia.sea.gob.cl/busqueda/buscarProyecto.php>) Ver Tabla 4.

¹⁴ Proyecto Eólico + Sistema de Baterías en Evaluación Ambiental (<https://seia.sea.gob.cl/busqueda/buscarProyecto.php>) Tabla 4.

¹⁵ Proyectos Solar Fotovoltaico + Sistema de Baterías.

Descripción	Unidad	Turbinas a Gas		Grupo Motor - Generador	Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento	Sistema de Almacenamiento de Energía (SAE) Stand Alone
		Heavy Duty	Aeroderivadas			
		Región de Los Lagos para el SEN. Regiones de Aysén y Magallanes para los SSMM	Región de Los Lagos para el SEN. Regiones de Aysén y Magallanes para los SSMM	Regiones de Aysén y Magallanes para los SSMM	Región del Bío Bio ¹⁶ para el SEN. Regiones de Aysén y Magallanes para los SSMM	Atacama] para tamaños entre 100 MW y 500 MW Entre Región de Coquimbo y Región de O'Higgins para tamaños inferiores a 100 MW
Disponibilidad	%	90-98	90-98	92-97	[30] [30]	90-98
Eficiencia Eléctrica	%	34-44	30-44	25-46	N.A.	N.A.
Emissiones referenciales con gas natural	ppvm	NOx sin control, 150-300 ppvm @ 15 % de O2 NOx con SCR, 6-25 ppvm @15 % de O2 CO 20 ppvm	NOx sin control, 150-300 ppvm @ 15 % de O2 NOx con SCR, 6-25 ppvm @15 % de O2 CO 20 ppvm	NOx sin control 45-200 ppvm @15 % O2 NOx con SCR de 4-20 ppvm @ 15 % O2 CO sin control 140-700 ppvm @ 15 % O2	N.A.	N.A.
Periodo de Instalación para unidades estándar	meses	De 9 a 12, dependiendo de la disponibilidad del equipo.	De 9 a 12, dependiendo de la disponibilidad del equipo.	De 9 a 12, para tamaños menores a 4 MW. 12 a 16 meses para tamaños mayores.	[30 ¹⁷] [12 a 18 ¹⁸]	12 a 15 para tamaños menores a 200 MW@4 hr De 16 a 18 para tamaños sobre 200 MW @4 hr

¹⁶ Proyecto Eólico + Sistema de Baterías.

¹⁷ Proyecto Solar Fotovoltaico - Ampliación Parque Fotovoltaico Los Andes, Fase III y IV.

¹⁸ Proyecto Eólico + Sistema de Baterías.

Descripción	Unidad	Turbinas a Gas		Grupo Motor - Generador	Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento	Sistema de Almacenamiento de Energía (SAE) Stand Alone
		Heavy Duty	Aeroderivadas			
Vida útil estándar	años	[15 a 30]	[15 a 30]	[15 a 30]	[30 ¹⁹]	[15 a 20]
Comparativo de Características de Operación y Diseño		Tecnología probada y consolidada	Tecnología probada y consolidada	Tecnología probada y consolidada	Tecnología probada y consolidada	Tecnología probada y consolidada
		Alta eficiencia en ciclos simples en los tamaños grandes, del 20% a 35 %. (PCI)	Alta eficiencia en ciclos simples en los tamaños grandes, del 20% a 35 %. (PCI)	Eficiencia hasta 45% (PCI)	N.A.	N.A.
		Disponibilidad mayor del 95%	Disponibilidad mayor del 95%	Disponibilidad mayor al 90 %	N.A.	N.A.
		Intercambio de combustibles en línea, con equipos de combustión dual instalados	Intercambio de combustibles en línea, con equipos de combustión dual instalados	Flexibilidad de uso de combustibles	N.A.	N.A.
		Tiempos de arranque bajos (3 a 10 min.)	Tiempos de arranque bajos (3 a 5 min.)	Tiempos de arranque bajos (3 a 5 min.)	N.A.	N.A.

¹⁹ Proyecto Solar Fotovoltaico + Sistema de Baterías / Proyecto Eólico + Sistema de Baterías.

A continuación, se presentan los proyectos de centrales renovables con capacidad de regulación, centrales renovables con capacidad de almacenamiento y sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) del tipo Stand Alone actualmente en operación, en construcción, con aprobación ambiental, en calificación ambiental y en admisión, disponibles en el sitio web del Servicio de Evaluación Ambiental²⁰.

En la información más abajo disponible se identifica el tipo de proyecto, su ubicación en el territorio nacional, potencia declarada, costo de inversión referencial y se determina el costo unitario de inversión. También se señala la condición actual de cada uno de los proyectos.

Tabla 3 Proyectos, tamaños y costos de inversión unitarios de centrales renovables con capacidad de regulación en operación, en construcción, con evaluación ambiental aprobada y con evaluación ambiental en desarrollo

	Nombre Proyecto	Ubicación	Nota	Potencia (kW)	Costo Inversión (Miles US)	Costo Unitario Inversión (US\$/kW)	Estado Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental
1	Central Geotermica Cerro Pabellón	Comuna de Ollagüe, II Región Antofagasta		50.000	180.000	3.600	En Operación
2	Ampliación Proyecto Central Geotermica Cerro Pabellón	Comuna de Ollagüe, II Región Antofagasta		50.000	200.000	4.000	En Operación
3	Planta Termosolar María Elena	Comuna de María Elena, II Región Antofagasta	(1)	400.000	3.290.000	8.225	Aprobado
4	Planta Termosolar Pedro de Valdivia	Comuna de María Elena, II Región Antofagasta	(2)	360.000	2.610.000	7.250	Aprobado
5	Planta Termosolar Cerro Dominador	Comuna de María Elena, II Región Antofagasta	(3)	110.000	1.300.000	6.190	En Operación
			(4)	100.000			
6	Planta Termosolar Camarones	Comuna de Camarones, XV Región de Arica y		105.000	800.000	7.619	Aprobado

Nota:

- (1) Cuatro(4) Plantas Termosolares con tecnología de torre de 100 MWe cada una, con almacenamiento térmico
- (2) Planta Termosolar de 360 MW de potencia compuesta por 2 fases de 180 MW cada una, denominadas Fase I y Fase II.
- (3) Planta Termosolar con tecnología de torre de 110 MW con almacenamiento térmico
- (4) Planta Fotovoltaica con tecnología de módulo cristalino de 100 MW.

Fuente: Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (<https://seia.sea.gob.cl/busqueda/buscarProyecto.php>)

²⁰ <https://seia.sea.gob.cl/busqueda/buscarProyecto.php>

Tabla 4 Proyectos, tamaños y costos de inversión unitarios de centrales renovables con capacidad de almacenamiento con evaluación ambiental aprobada y con evaluación ambiental en desarrollo

	Nombre Proyecto	Ubicación	Potencia (kW)	BESS ⁽¹⁾ (kW)	Costo Inversión (Miles US)	Costo Unitario Inversión (US\$/kW)	Estado Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental
1	Parque Híbrido Eólico y Solar Vientos de Taltal	Comuna de Taltal, Región de Antofagasta	539.000	360.000	750.000	834	En Calificación
2	El Encanto, Parque Fotovoltaico, Almacenamiento y Transporte de Energía	Comuna de Marchigüe, Región del Libertador General Bernardo O'Higgins	249.700	260.000	500.000	981	En Calificación
3	Parque Fotovoltaico Monterrico Solar	Comunas de Coihueco y Chillán, Región de Ñuble	248.730	200.000	306.000	682	En Calificación
4	Parque Solar BESS Cuyumillaco	Comuna de Parral, Región del Maule	90.000	90.000	200.000	1.111	En Calificación
5	Parque Fotovoltaico El Coipo Solar	Comuna de Teno, Región del Maule	145.200	120.000	183.000	690	En Calificación
6	Planta fotovoltaica Loma Verde Solar con almacenamiento	Comuna de Algarrobo, Región de Valparaíso	94.710	84.000	130.000	727	En Calificación
7	Planta Solar Fotovoltaica con Almacenamiento de Energía Pradera Larga	Comunas de Casablanca y Algarrobo, Región de Valparaíso	131.800		105.440	800	En Calificación
8	Parque Fotovoltaico con Capacidad de Almacenamiento Minerva	Comunas de Alto Hospicio y Pozo Almonte, Región de Tarapacá	18.000	20.000	28.000	737	En Calificación
9	Parque Solar Fotovoltaico Leyda y Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías (BESS)	Comuna de San Antonio, Región de Valparaíso	13.400	9.000	15.200	679	En Calificación
10	Parque Solar con Almacenamiento - La Estancilla	Comuna de Llay Llay, Región de Valparaíso	47.410	9.000	85.000	1.507	En Calificación
11	Parque fotovoltaico con capacidad de almacenamiento Gaviota Solar	Comuna de Antofagasta, Región de Antofagasta	18.000	20.000	28.000	737	En Calificación
12	Proyecto Fotovoltaico con Almacenamiento Tamarindo	Comuna de Pozo Almonte, Región de Tarapacá	9.000	10.320	20.000	1.035	Aprobado

Tabla 5 Proyectos, tamaños y costos de inversión unitarios de sistema de almacenamiento stand alone con evaluación ambiental aprobada

	Nombre Proyecto	Ubicación	Potencia BESS ⁽¹⁾ (kW)	Energía BESS ⁽¹⁾ (MWh)	Periodo de Almacenamiento (hr)	Costo Inversión (Miles US)	Costo Unitario Inversión (US\$/kW)	Estado Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental
1	Línea de Transmisión ⁽²⁾ y Central BESS Halcón 2	Comuna de Pozo Almonte, Región de Tarapacá.	57	302	5,3	99.600	1.747	Aprobado
2	Línea de Transmisión ⁽²⁾ y Central BESS Halcón 9	Comuna de Andacollo, Región de Coquimbo	69	374	5,4	120.780	1.750	Aprobado
3	Línea de Transmisión ⁽²⁾ y Central BESS Halcon 20	Comuna de Pozo Almonte, Región de Tarapacá.	300	1.598	5,3	524.700	1.749	Aprobado
4	Arena BESS	Comuna de Taltal, Región de Antofagasta	270	1.350	5,0	300.000	1.111	Aprobado
5	Línea de Transmisión ⁽²⁾ y Central BESS Halcón 7	Comuna de Arica, Región de Arica y Parinacota	17	101	5,93	29.700	1.747	Aprobado
6	Línea de Transmisión ⁽²⁾ y Central BESS Halcón 14	Comuna de Arica, Región de Arica y Parinacota	30	158	5,28	52.470	1.749	Aprobado
7	Línea de Transmisión ⁽²⁾ y Central BESS Halcon 4	Comuna de Copiapó, Región de Atacama	100	533	5,33	174.900	1.749	Aprobado
8	Línea de Transmisión ⁽²⁾ y Central BESS Halcón 13	Comuna de Vicuña, Región de Coquimbo.	52	274	5,26	91.080	1.752	Aprobado
9	Línea de Transmisión y Central BESS Halcón 6	Comuna de Llay Llay, Región de Valparaíso	26	144	5,54	45.540	1.752	Aprobado
10	Línea de Transmisión ⁽²⁾ y Central BESS Halcón de Almagro - Unidad 1	Comuna de Diego de Almagro, Región de Atacama	20	115	5,76	111.870	1.748	Aprobado
11	Línea de Transmisión ⁽²⁾ y Central BESS Halcón de Almagro - Unidad 2		44	230	5,24			
12	Línea de Transmisión ⁽²⁾ y Central BESS Halcon 10	Comuna de Diego de Almagro, Región de Atacama	55	288	5,24	96.360	1.752	Aprobado
13	Línea de Transmisión ⁽²⁾ y Central BESS Halcon 3	Comuna de Tierra Amarilla, Región de Atacama	65	346	5,32	113.850	1.752	Aprobado
14	Línea de Transmisión ⁽²⁾ y Central BESS Halcón 8	Comuna de Huasco, Región de Atacama.	25	130	5,18	43.890	1.756	Aprobado
15	Sistema de almacenamiento de Energía por Baterías - San Rafael	Comuna de Los Andes, Región de Valparaíso	90	360	4,00	94.000	1.044	Aprobado
16	Sistema de Almacenamiento de Energía (SAE) Volcán Guallatiri	Comuna de Retiro, Región del Maule	S/I	40	S/I	45.000	S/I	Aprobado
17	60 MW Sistema de Almacenamiento de Energía BESS-Guacolda	Comuna de Copiapo, Región de Atacama	60	S/I	S/I	70.000	1.167	Aprobado

Tabla 6 Proyectos, tamaños y costos de inversión unitarios de sistema de almacenamiento stand alone en calificación ambiental y admisión de evaluación ambiental

	Nombre Proyecto	Ubicación	Potencia BESS ⁽¹⁾ (kW)	Energía BESS ⁽¹⁾ (MWh)	Periodo de Almacenamiento (hr)	Costo Inversión (Miles US)	Costo Unitario Inversión (US\$/kW)	Estado Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental
1	Sistema de Almacenamiento de Energía y Línea de Transmisión ⁽²⁾ BESS Tambillo	Comuna de Pozo Almonte, región de Tarapacá.	S/I	S/I	S/I	607.500	S/I	En Calificación Ambiental
2	Línea de Transmisión ⁽²⁾ y Sistema BESS Cállice	Comuna de Caldera, Región de Atacama	105	630	6,0	143.500	1.367	En Calificación Ambiental
3	Sistema de Almacenamiento de Energía y Línea de Transmisión ⁽²⁾ BESS Pueblo Hundido	Comuna de Diego de Almagro, Región de Atacama	405	S/I	S/I	400.000	988	En Calificación Ambiental
4	Sistema de almacenamiento de energía con baterías - BESS La Isla	Comuna de Llay Llay, Región de Valparaíso	250	1.250	5,0	300.000	1.200	En Calificación Ambiental
5	Sistema de Almacenamiento de Energía y Línea de Transmisión Eléctrica ⁽²⁾ BESS Metropolitana	Comuna de Buin, Región Metropolitana	333	1.480	4,4	225.000	676	En Calificación Ambiental
6	Sistema de Almacenamiento de Energía y Línea de Transmisión Eléctrica ⁽²⁾ BESS Charruana	Comuna de Cabrero, Región del Bio Bio	200	889	4,4	135.000	675	En Calificación Ambiental
7	Línea de Transmisión y Central BESS Halcón 15	Comuna de Monte Patria, Región de Coquimbo	12	72	6,0	21.120	1.760	En Calificación Ambiental
8	Sistema de Almacenamiento de Energía (SAE) Volcán Sollipulli	Comuna de Osorno, Región de Los Lagos	40	200	5,0	45.000	1.125	En Calificación Ambiental
9	Sistema de Almacenamiento de Energía Dorado	Comuna de Quinta de Tilcoco, Región del Libertador General Bernardo O'Higgins	60	300	5,0	45.000	750	En Calificación Ambiental
10	Sistema de Almacenamiento de Energía Alianza	Comuna de Tierra Amarilla, Región de Atacama	90	540	6,0	95.000	1.056	En Calificación Ambiental
11	Proyecto Sistema de Almacenamiento de Energía (SAE) Volcán Isluga	Comuna de Malloa, Región del Libertador General Bernardo O'Higgins	40	200	5,0	45.000	1.125	En Calificación Ambiental
12	Proyecto Sistema de Almacenamiento de Energía (SAE) Volcán Hudson	Comuna de San Fernando, Región del Libertador General Bernardo O'Higgins	40	200	5,0	45.000	1.125	En Calificación Ambiental
13	Sistema de Almacenamiento de Energía Polaris	Comuna de Casablanca, Región de Valparaíso	381	1.906	5,0	255.000	669	En Calificación Ambiental
14	Sistema de Almacenamiento de Energía Altair	Comuna de Molina, Región del Maule	S/I	1.580	S/I	240.000	S/I	En Calificación Ambiental
15	Sistema de Almacenamiento de Energía Medialuna	Comuna de Marchihue, Región del Libertador General Bernardo O'Higgins	S/I	264	S/I	10.560	S/I	En Calificación Ambiental
16	Sistema de Almacenamiento de Energía (SAE) Volcán Melimoyu	Molina, Región del Maule	40	200	5,0	45.000	1.125	En Calificación Ambiental
17	Sistema de Almacenamiento de Energía (SAE) Volcán Mentolat	Comuna de Coltauco, Región del Libertador General Bernardo O'Higgins	40	200	5,0	45.000	1.125	En Calificación Ambiental

Tabla 7 Proyectos, tamaños y costos de inversión unitarios de sistema de almacenamiento stand alone en admisión de evaluación ambiental

	Nombre Proyecto	Ubicación	Potencia BESS ⁽¹⁾ (kW)	Energía BESS ⁽¹⁾ (MWh)	Periodo de Almacenamiento (hr)	Costo Inversión (Miles US)	Costo Unitario Inversión (US\$/kW)	Estado Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental
18	Sistema de Almacenamiento de Energía (SAE) Volcán Lanin	Comuna de Curacautín, Región de La Araucanía	40	200	5,0	45.000	1.125	En Calificación Ambiental
19	Sistema de Almacenamiento de Energía (SAE) Volcán Chaitén	Comuna de Lautaro, Región de La Araucanía	40	200	5,0	45.000	1.125	En Calificación Ambiental
20	Sistema de Almacenamiento de Energía Algol	Comuna de Nancagua, Región del Libertador Bernardo O'Higgins	65	300	5,00	45.000	692	En Calificación Ambiental
21	Sistema de Almacenamiento de Energía y Transmisión Chiliques	Comuna de Puyehue, Región de Los lagos	S/I	40	S/I	45.000	S/I	En Calificación Ambiental
22	Sistema de almacenamiento de energía por baterías BESS-Troya	Comuna de Vallenar, Región de Atacama	200	800	4,00	233.000	1.165	En Calificación Ambiental
23	Sistema de Almacenamiento de Energía BESS Atardecer	Comuna de La Ligua, Región de Valparaíso	150	S/I	S/I	225.000	1.500	En Calificación Ambiental
24	Línea de Transmisión y Central BESS Lena	Comuna de Copiapo, Región de Atacama	303	1.612	5,3	526.680	1.739	En Calificación Ambiental
25	Sistema de almacenamiento de energía por baterías BESS Las Cañas	Comuna de Coquimbo, Región de Coquimbo	400	1.600	4,0	300.000	750	En Calificación Ambiental

4. ANÁLISIS DE LAS SUBESTACIONES DEL SEN Y DE LOS SSMM PROPUESTAS Y LAS CONDICIONES NECESARIAS PARA LA INSTALACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA

4.1 Análisis de las Subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional

A continuación, se listan las subestaciones básicas de potencia del SEN que serán analizadas en el presente estudio para efectos del análisis de factibilidad de conexión de la Unidad de Punta. Es necesario relevar que la fecha de corte considerada para realizar los análisis de la presente sección corresponde a diciembre del 2024.

Tabla 8 Subestaciones de Sistemas de Transmisión Nacional del SEN factibles para la determinación del precio básico de potencia

Subestación Básica de Potencia	Subestación Básica de Potencia
1. Roncacho 220 kV	2. Cóndores 220 kV
3. Nueva Pozo Almonte 220 kV	4. Nueva Lagunas 220 kV
5. Kimal 220 kV	6. Miraje 220 kV
7. Kapatun 220 kV	8. Parinas 220 kV
9. Cumbres 220 kV	10. Illapa 220 kV
11. Nueva Cardones 220 kV	12. Nueva Maitencillo 220 kV
13. Nueva Pan de Azúcar 220 kV	14. Nogales 220 kV
15. Lo Aguirre 220 kV	16. Candelaria 220 kV
17. Entre Ríos 220 kV	18. Ciruelos 220 kV
19. Tineo 220 kV	20. Puerto Montt 220 kV

Para efectos de determinar la factibilidad técnica de la instalación de la Unidad de Punta y su conexión eléctrica al SEN, es relevante realizar un análisis de las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional del SEN tomando en consideración aspectos territoriales, técnicos, logísticos y ambientales.

Por otra parte, se analizan algunos de los recursos energéticos primarios para generación eléctrica en la zona, como es la radiación solar y el viento considerando que entre las alternativas tecnológicas se considerarán además de las centrales térmicas del tipo turbinas a gas en ciclo abierto y grupos motor – generador, las centrales renovables con capacidad de almacenamiento de energía, como es un parque eólico y una central solar fotovoltaica, ambos con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS). Además, se considerará la tecnología del tipo sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) del tipo Stand Alone.

Para llevar a cabo el respectivo análisis, se utilizó como fuente de información para visualizar el estado actual de las Subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional del SEN lo siguiente:

- a. Aplicación Google Earth Pro versión 7.3.6.9796 (64-bit);

- b. Información técnica²¹ de centrales generadoras, subestaciones, líneas de transmisión, etc. disponibles en la Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional (en adelante “Coordinador”);
- c. Plataforma de Gestión²² de Proyectos del Coordinador;
- d. Bases de Licitación para S/E con proyectos de expansión; y
- e. Plataforma de acceso abierto²³ del Coordinador;
- f. Diagrama Unilineal General del Sistema Eléctrico Nacional, versión 008-24, de fecha 09-09-2024 preparado y emitido por el Coordinador; y,
- g. Archivo en formato kmz denominado SISTEMA ELECTRICO NACIONAL_V31 con la información de subestaciones y líneas de transmisión entregado por el Coordinador.

Es relevante destacar que el análisis de los aspectos territoriales considera las siguientes restricciones generales, que se resumen a continuación en la siguiente tabla:

Tabla 9 Restricciones generales asociadas a los aspectos territoriales

Restricciones	
Minería	Considera faenas mineras, fuentes termales, lugares de interés científico, recursos no metálicos y yacimientos.
Medio Ambiente	Considera restricciones del tipo Bienes Nacionales Protegidos, Humedales, Plan de descontaminación, Sistema Nacional de Áreas Silvestres Protegidas por el Estado (SNASPE), Sitios Ramsar, Zonas saturadas y latentes y Santuario de la Naturaleza.
Planificación Territorial	Considera restricciones como Plan Regulador Comunal (PRC), Plan Regulador Metropolitano (PRM), Plan Regulador Desarrollo Urbano (PRDU) y Zona de Uso del Borde Costero.
Propiedad Fiscal	Considera presencia de Propiedades Fiscales Administradas por el Estado.

²¹ Infotecnica Coordinador (<https://infotecnica.coordinador.cl/>)

²² (<https://pgp.coordinador.cl/irequests>)

²³ (<https://accesoabierto.coordinador.cl/>)

Como fuente de información, se ha utilizado lo siguiente:

- Sitio WEB geoportal (www.geoportal.cl)
- Sitio WEB geoportal SIMBIO (<https://apps.mma.gob.cl/visorsimbio>)
- Sitio WEB IDE Bienes Nacionales (<https://idembn.bienes.cl/idembn/map/23>)
- Sitio WEB Visor de Mapas SINIA-Aire: [Link SINIA - Categoría Aire](#)

Para efectos del análisis se considera una zona de 10 km a la redonda de la subestación en análisis, salvo que se indique otro criterio en caso de encontrar restricciones relevantes en las cercanías de la subestación.

Respecto de los recursos energéticos primarios, como son la radiación solar y viento, que permiten determinar la factibilidad técnica de la instalación de una central renovable con capacidad de almacenamiento de energía, como es una central solar fotovoltaica y/o una central eólica, ambas con almacenamiento de energía mediante baterías (BESS), se han utilizado las siguientes fuentes de información:

- Explorador Solar del Ministerio de Energía (<https://solar.minenergia.cl/inicio>)
- Explorador Eólico del Ministerio de Energía (<https://eolico.minenergia.cl/inicio>)

Respecto de la Red de Gasoductos, Terminales Marítimos, Oleoductos, Plantas Satelitales de Regasificación y Almacenamiento de Combustibles se utilizó la información del IDE Energía (Infraestructura de Datos Espaciales) del Ministerio de Energía, a la cual se accede mediante el siguiente enlace:

- <https://ideenergia.minenergia.cl/portal/apps/webappviewer/index.html?id=5c526a138b1449458e0667b2235d2b19>
- <http://sig.minenergia.cl/>

Se destaca que dentro del análisis de los aspectos logísticos asociados a la unidad de punta se ha considerado que en los casos en que no se tiene disponible un gasoducto cercano, el suministro de gas natural a dicha ubicación se considerara económicamente inviable para la unidad de punta. Lo anterior, dado que la única alternativa técnicamente factible es el utilizar una PSR (Planta Satelital de Regasificación), pero esta presenta un alto costo de inversión, el cual es del orden del 60% al 80% del costo de inversión del equipamiento principal de la turbina a gas, lo cual no resulta económicamente factible para una unidad generadora (unidad de punta) diseñada sólo para la provisión de potencia de punta.

Adicionalmente, no existen día la fecha proyectos de generación térmica del tipo turbinas a gas en ciclo simple o abierto del tamaño en estudio (sobre 70 MW) que utilicen PSR para el suministro de gas natural. Luego esto hace que la PSR en Chile sea una tecnología sin referencias probadas para la aplicación en generación eléctrica y además es indicativo de su inviabilidad económica debido al alto costo de inversión.

El uso de PSR en Chile está acotado en su mayoría a plantas industriales, típicamente para uso en calderas de generación de vapor, en reemplazo de combustible diésel.

En relación con el suministro de agua cruda para abatimiento de NO_x en la operación con combustible diésel de turbinas a gas y para el llenado del estanque de agua contra incendio, respecto a la posibilidad de uso de pozos profundos, esta se acota desde la subestación Nogales al sur, dado que, por las características hidrogeológicas desde ese punto hacia el norte hace poco probable la existencia de acuíferos subterráneos desde los cuales se pueda extraer el volumen de agua requerido.

Por otra parte, respecto al suministro de agua vía desde una desaladora, esta se considera como alternativa en la zona norte en las regiones de Parinacota y Arica, Antofagasta, Atacama, y Coquimbo para subestaciones en las cuales se tiene antecedentes de desaladoras cercanas y de alta capacidad en operación.

4.1.1 Zona de la Subestación Roncacho 220 kV

4.1.1.1 Ubicación de la Central Generadora

Punto referencia Subestación: 7 km al suroeste de la localidad de Chaca. El área seleccionada para el emplazamiento de la unidad de punta se encuentra a una distancia no mayor de 10 km de la Subestación Roncacho 220 kV, comuna de Camarones, Región de Arica y Parinacota. Ver Figura 24 y Figura 26.

4.1.1.2 Aspectos Territoriales

No se observan restricciones medio ambientales. No se observan restricciones de Planificación Territorial. La zona presenta administración de propiedad Fiscal. Se detectan concesiones de uso oneroso en las cercanías de la Subestación Roncacho 220 kV y una zona administrada en modo destinación. También el terreno de subestación Roncacho figura como propiedad fiscal administrada en modo arriendo.

4.1.1.3 Aspectos Logísticos

Petróleo diésel: Considerando la posible ubicación geográfica de la Unidad de Punta, el centro de distribución más próximo está a 85 km aproximadamente (Terminal Arica Copec).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NO_x con combustión diésel, y además para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde el centro poblado más cercano, esto es Arica, aproximadamente a 85 km.

Gas natural: No está disponible un gasoducto cercano (mayor a 390 km a gasoducto Troncal Paso Jama – Crucero), por lo cual se ha determinado no considerar el suministro de gas natural como combustible para la Unidad de Punta.

Equipos: Para la descarga de los equipos, el puerto más próximo es Arica, aproximadamente a 85 km.

4.1.1.4 Recurso Energético Primario

Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta tiene un promedio mensual de irradiación diaria de 7,16 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 27. Por su parte, la irradiación diaria mínima y máxima, son del orden de 5,06 kWh/m²/día y 8,83 kWh/m²/día respectivamente, como promedio mensual.

Al utilizar la herramienta de la generación eléctrica fotovoltaica del Explorador Solar, se obtiene un valor estimado de 175,5 GWh/año y un factor de planta del 29% para un proyecto solar fotovoltaico de 70.000 kWp. Estas condiciones,

sumado a la baja frecuencia de ocurrencia de nubosidades (5%), son indicativas de la factibilidad técnica de desarrollo de una central fotovoltaica para la generación de energía eléctrica.

Viento:

Respecto al potencial eólico del área se puede señalar que el sitio seleccionado cuenta con un ciclo diario de velocidad y frecuencia de vientos que no sustenta la operación de una central eólica. Tal como se muestra en la Figura 28, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 2,7m/s a 100 m de altura, con un mínimo diario medio de 1,98m/s y un máximo diario medio de 4,8 m/s, lo cual lo convierte en un sitio poco adecuado para la instalación de aerogeneradores debido a la baja velocidad media diaria y alta estacionalidad del recurso viento en la zona.

En el Anexo 1 se adjunta el Reporte Solar Fotovoltaico e Imagen del Recurso Viento (mt/seg) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 24. Subestación Roncacho 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

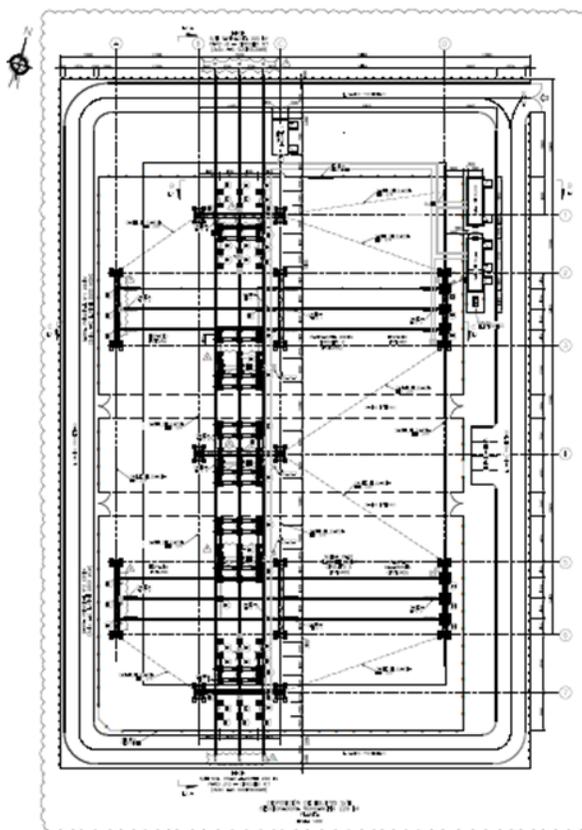
4.1.1.5 Aspectos Técnicos

La Subestación Roncacho 220 kV se encuentra ubicada 7 km al suroeste de la localidad de Chaca, den la comuna de Camarones, Región de Arica y Parinacota.

Esta subestación presenta una configuración del patio 220 kV del tipo convencional (interruptor y medio) con un total de tres años (1 diagonal) en nivel de 220 kV, de propiedad de Edelnor Transmisión S.A.

En la siguiente figura se aprecia la disposición en planta de la actual subestación Roncacho.

Figura 25. Disposición en Planta Subestación Roncacho 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 220 kV, según se muestra en la figura anterior, podemos comentar lo siguiente:

- Se aprecia que por diseño se tiene espacio para tres diagonales adicionales con lo que se tiene seis posiciones disponibles.

- De la revisión de la información publicada por el Coordinador, las posiciones antes indicadas ya estarían ocupadas. Luego se estima que la admisibilidad de una SAC²⁴ para un nuevo proyecto en esta subestación sería rechazada.
- No se aprecian restricciones relevantes en el entorno de la subestación para sus ampliaciones, teniendo espacio libre a ambos costados para su crecimiento.

De los antecedentes técnicos antes presentados se considera que, dada la existencia de espacio para el crecimiento de la subestación a ambos lados de ella es técnicamente factible la conexión de la unidad de punta a esta subestación y en plazos acotados concordantes con el horizonte de tiempo del presente estudio, por ejemplo, vía la solicitud de conexión como obra urgente (Art. 102 de la LGSE²⁵).

Figura 26. Subestación Roncacho 220 kV y sector de posible emplazamiento Unidad de Punta

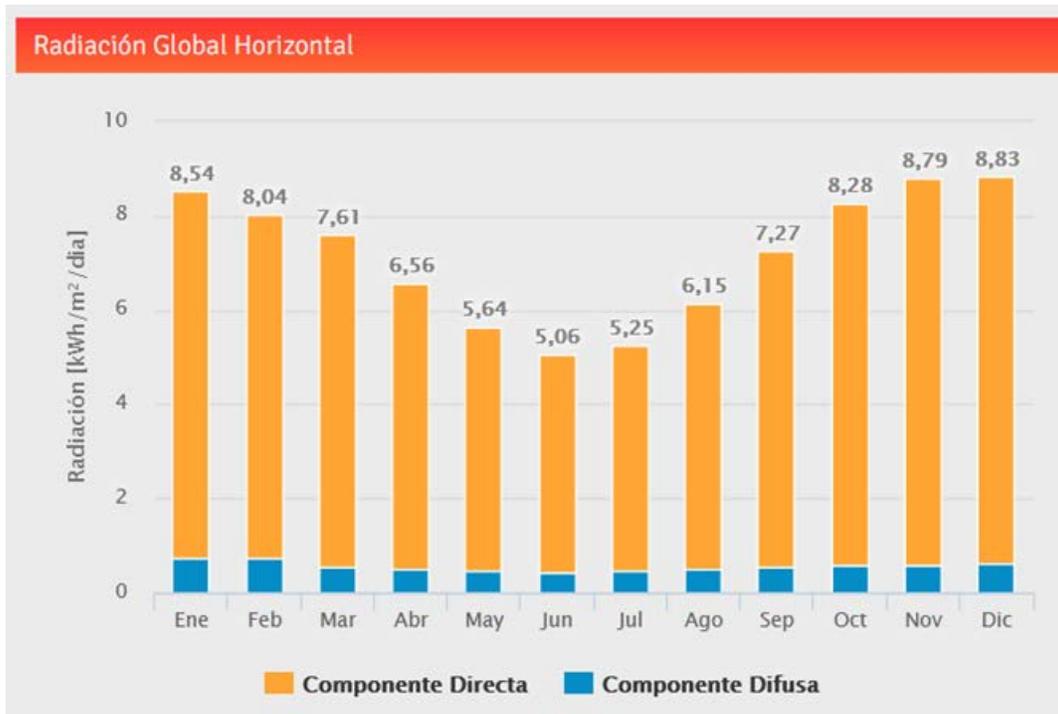


Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

²⁴ Solicitud de Autorización Conexión

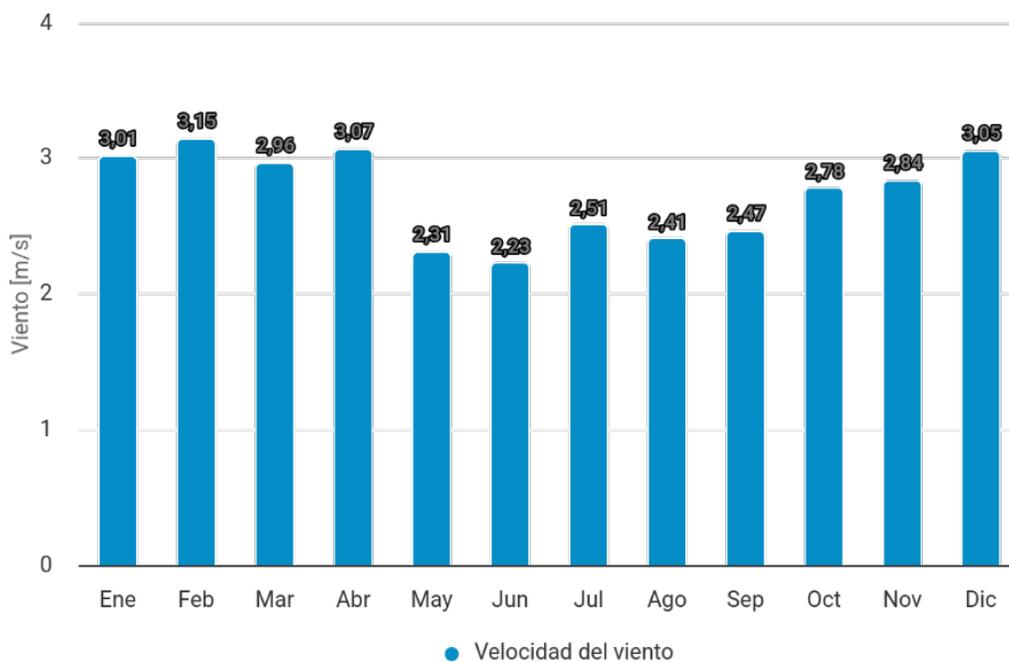
²⁵ Ley General de Servicios Eléctricos

Figura 27. Radiación Solar en la zona de la Subestación Roncacho 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 28. Viento en la zona de la Subestación Roncacho 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.2 Zona de la Subestación Cóndores 220 kV

4.1.2.1 Ubicación de la Central Generadora

Punto referencia Subestación: al oriente de la ciudad de Iquique, en la comuna de Alto Hospicio, a un costado de la ruta A-616 (60 mt. aproximadamente). El área seleccionada para el emplazamiento de la unidad de punta se encuentra a una distancia no mayor de 5 km hacia el oriente de la Subestación Cóndores 220 kV, comuna de Alto Hospicio, Región de Tarapacá. Ver Figura 29 y Figura 31.

4.1.2.2 Aspectos Territoriales

Existe zona protegida (santuario de la naturaleza) de Cerro Dragon a 5 km de la subestación. El Plan Regulador Comunal (PRC) de Iquique y PRC de alto hospicio definen zonificación en áreas aledañas a la subestación. La zona presenta varias áreas con administración de propiedad Fiscal.

No se detectan zonas latentes, saturadas ni afectas a planes de descontaminación.

No obstante, es posible encontrar sitios en un radio de 10 km de la subestación no afectos a las restricciones antes indicadas.

4.1.2.3 Aspectos Logísticos

Petróleo diésel: Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el centro de distribución más próximo está a 16 km aproximadamente (Terminal Iquique Copec y Terminal Aramco).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NO_x con combustión diésel, y además para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde el centro poblado más cercano, esto es Iquique, aproximadamente a 16 km.

Gas natural: No está disponible un gasoducto cercano (mayor a 260 km a gasoducto Troncal Paso Jama – Crucero), por lo cual se ha determinado no considerar el suministro de gas natural como combustible para la Unidad de Punta.

Equipos: Para la descarga de los equipos, el puerto más próximo es Iquique, aproximadamente a 16 km.

4.1.2.4 Recurso Energético Primario

Radiación solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta tiene un promedio mensual de irradiación diaria de 6,4 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 32. Por su parte, la irradiación diaria mínima y máxima, son del orden de 5,0 kWh/m²/día y 8,5 kWh/m²/día respectivamente, como promedio mensual.

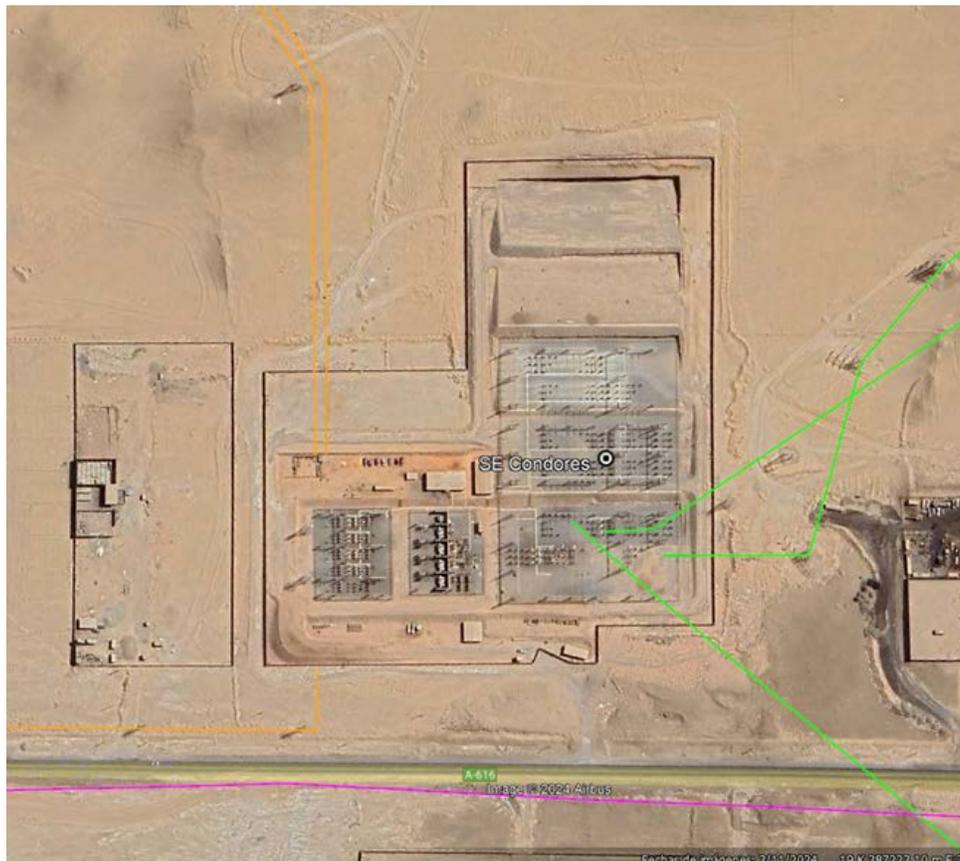
Al utilizar la herramienta de la generación eléctrica fotovoltaica del Explorador Solar, se obtiene un valor estimado de 175,0 GWh/año y un factor de planta del 29% para un proyecto solar fotovoltaico de 70.000 kWp. Estas condiciones, sumado a la baja frecuencia de ocurrencia de nubosidades (6%), garantizan la factibilidad técnica de desarrollo de una central fotovoltaica para la generación de energía eléctrica

Viento:

Respecto al potencial eólico del área se puede señalar que el sitio seleccionado cuenta con un ciclo diario de velocidad y frecuencia de vientos que no sustenta la operación de una central eólica. Tal como se muestra en la Figura 33, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 2,9 m/s, con un mínimo medio de 1,59 m/s y un máximo medio de 5,38 m/s, lo cual lo convierte en un sitio poco adecuado para la instalación de aerogeneradores debido a la baja velocidad media diaria y alta estacionalidad del recurso viento en la zona.

En el Anexo 1 se adjunta el Reporte Solar Fotovoltaico e Imagen del Recurso Viento (mt/seg) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 29. Subestación Cóndores 220 kV



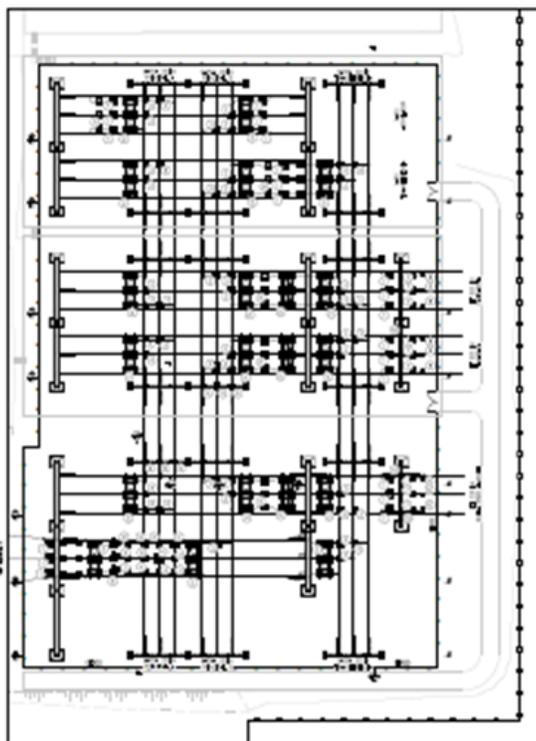
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.2.5 Aspectos Técnicos

La Subestación Córdoros 220 kV se encuentra ubicada Al oriente de la ciudad de Iquique, en la comuna de Alto Hospicio, a un costado de la ruta A-616 (60 mt. aproximadamente), Región de Tarapacá.

Esta subestación presenta una configuración del patio 220 kV del tipo convencional (Doble barra + transferencia) con un total de siete paños en nivel de 220 kV, uno de propiedad de Transelec y seis de propiedad de Transemel. En la siguiente figura se aprecia la disposición en planta de la actual subestación Córdoros.

Figura 30. Disposición en Planta Subestación Córdoros 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 220 kV, según se muestra en la figura anterior, podemos comentar lo siguiente:

- No se aprecia paño disponible.
- Se ve terreno nivelado reservado para efectos de futuras ampliaciones contiguo al patio de 220 kV.
- Se estima que la admisibilidad de una SAC para un proyecto en esta subestación sería rechazada. De la información publicada por el Coordinador se constató que se han hecho tres solicitudes de conexión a la fecha y estas han sido rechazadas.

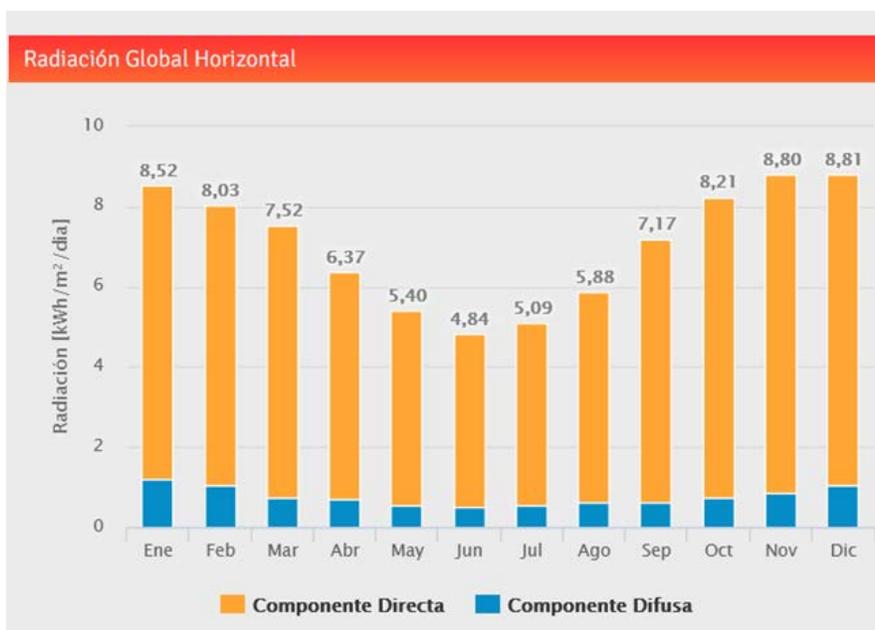
De los antecedentes técnicos antes presentados se considera que dada la existencia de terreno nivelado dentro de la propia subestación adyacente al patio de 220 kV es técnicamente factible la conexión de la unidad de punta a esta subestación y en plazos acotados concordantes con el horizonte de tiempo del presente estudio, por ejemplo, vía la solicitud de conexión como obra urgente (Art. 102 de la LGSE).

Figura 31. Subestación Córdoros 220 kV y sector de posible emplazamiento Unidad de Punta



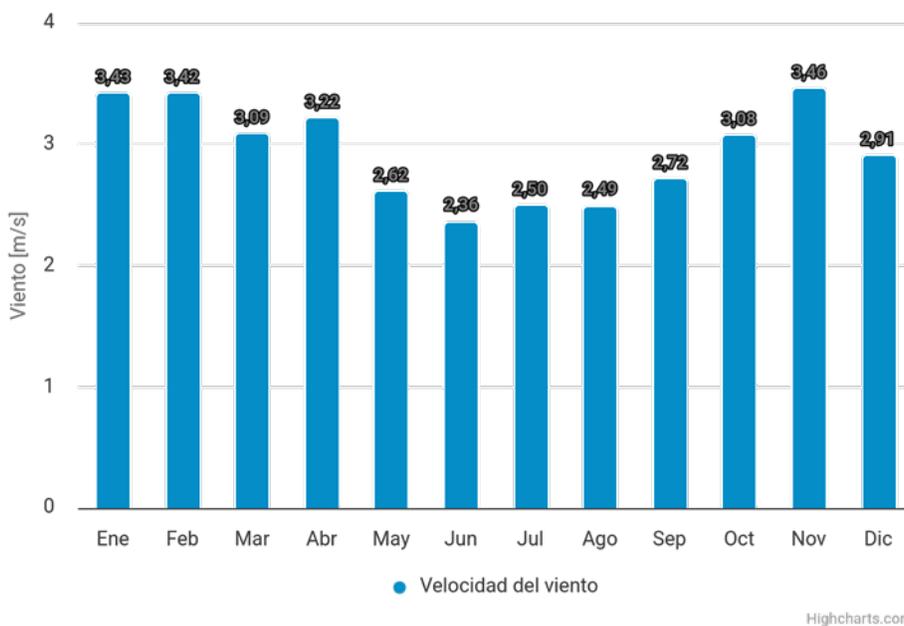
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 32. Radiación Solar en la zona de la Subestación Cóndores 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 33. Viento en la zona de la Subestación Cóndores 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.3 Zona de la Subestación Nueva Pozo Almonte 220 kV

4.1.3.1 Ubicación de la Central Generadora

Punto referencia Subestación: se ubica en un área rural de la Comuna de Pozo Almonte, en la Provincia del Tamarugal, Región de Tarapacá. El sector específico de localización es aproximadamente 7 km al sur de la localidad de Pozo Almonte, al costado Este de la Ruta 5 y lado Norte de la Ruta A-665, muy próxima a la intersección de la Ruta 5 y la Ruta A-665. El área seleccionada para el emplazamiento de la unidad de punta se encuentra en un radio no mayor de 5 km desde la Subestación Nueva Pozo Almonte 220 kV, comuna de Pozo Almonte, Región de Tarapacá. Ver Figura 36.

4.1.3.2 Aspectos Territoriales

9,7 km hacia el sur y 12 km al este se encuentra la reserva nacional Pampa del Tamarugal. La zona presenta varias áreas con administración de propiedad Fiscal.

Asociado a la localidad de Pozo Almonte existe un PRC comunal, cuyo límite está 7 km aproximadamente al noroeste de la subestación.

No obstante, es posible encontrar sitios en un radio de 10 km de la subestación no afectos a las restricciones antes indicadas.

4.1.3.3 Aspectos Logísticos

Petróleo diésel: Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el centro de distribución más próximo está en la Ciudad de Iquique a 60 km aproximadamente (Terminal Iquique Copec y Terminal Aramco).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NO_x con combustión diésel, y además para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde los centros poblados más cercanos, estos son Pozo Almonte a 6 km e Iquique aproximadamente a 65 km.

Gas natural: No está disponible un gasoducto cercano (215 km a gasoducto Troncal Paso Jama – Crucero), por lo cual se ha determinado no considerar el suministro de gas natural como combustible para la Unidad de Punta.

Equipos Para la descarga de los equipos, el puerto más próximo es Iquique, aproximadamente a 65 km.

4.1.3.4 Recurso Energético Primario

Radiación solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta tiene un promedio mensual de irradiación diaria de 6,9 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 37. Por su parte, la irradiación diaria mínima y máxima, son del orden de 5,06 kWh/m²/día y 8,49 kWh/m²/día respectivamente, como promedio mensual.

Al utilizar la herramienta de la generación eléctrica fotovoltaica del Explorador Solar, se obtiene un valor estimado de 177,7 GWh/año y un factor de planta del 29% para un proyecto solar fotovoltaico de 70.000 kWp. Estas condiciones, sumado a la baja frecuencia de ocurrencia de nubosidades (4%), garantizan la factibilidad técnica de desarrollo de una central fotovoltaica para la generación de energía eléctrica.

Viento: Respecto al potencial eólico del área se puede señalar que el sitio seleccionado cuenta con un ciclo diario de velocidad y frecuencia de vientos que no sustenta la operación de una central eólica. Tal como se muestra en la Figura 38, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 4 m/s, con un mínimo medio de 1,5 m/s y un máximo medio de 6,7±0,6 m/s, lo cual lo convierte en un sitio poco adecuado para la instalación de aerogeneradores debido a la baja velocidad media diaria y a la alta variabilidad del recurso viento entre el mínimo medio y el máximo medio en la zona. En el Anexo 1 se adjunta el Reporte Solar Fotovoltaico e Imagen del Recurso Viento (mt/seg) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 34. Subestación Nueva Pozo Almonte 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

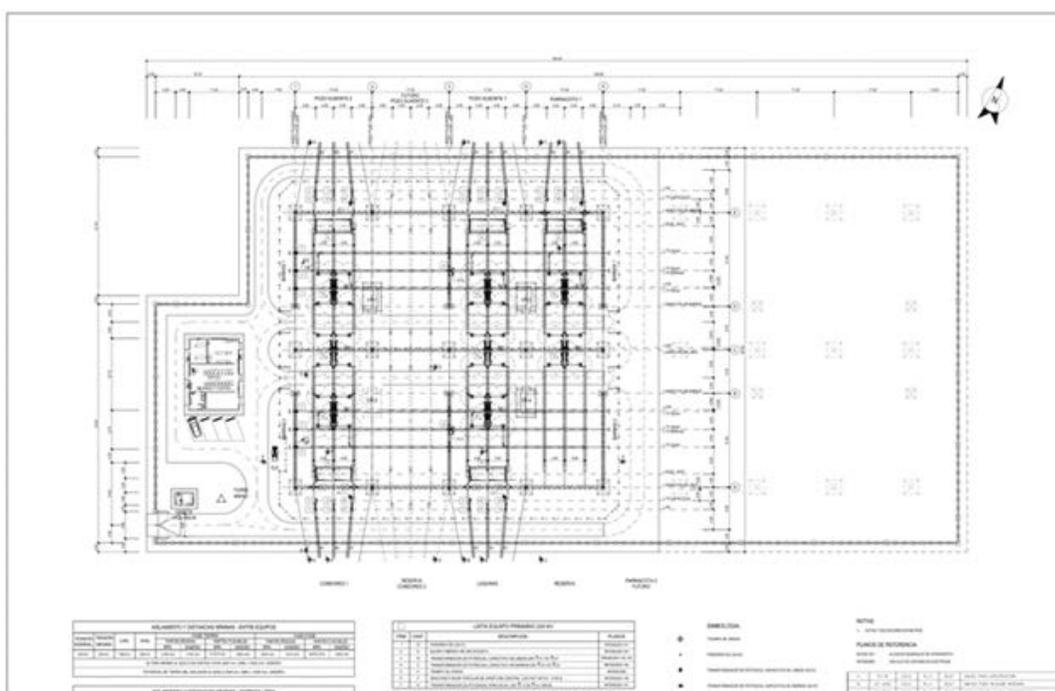
4.1.3.5 Aspectos Técnicos

La Subestación Nueva Pozo Almonte 220 kV se encuentra ubicada aproximadamente 7 km al sur de la localidad de Pozo Almonte, al costado Este de la Ruta 5 y lado Norte de la Ruta A-665, Comuna de Pozo Almonte, Región de Tarapacá.

Esta subestación presenta una configuración del patio 220 kV del tipo Interruptor y medio con capacidad para 4 diagonales, con 5 paños habilitados a la fecha.

Adicionalmente mediante el decreto 200/2022 se definió la ampliación de esta subestación mediante la construcción de 4 diagonales nuevas.

Figura 35. Disposición en Planta Subestación Nueva Pozo Almonte 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

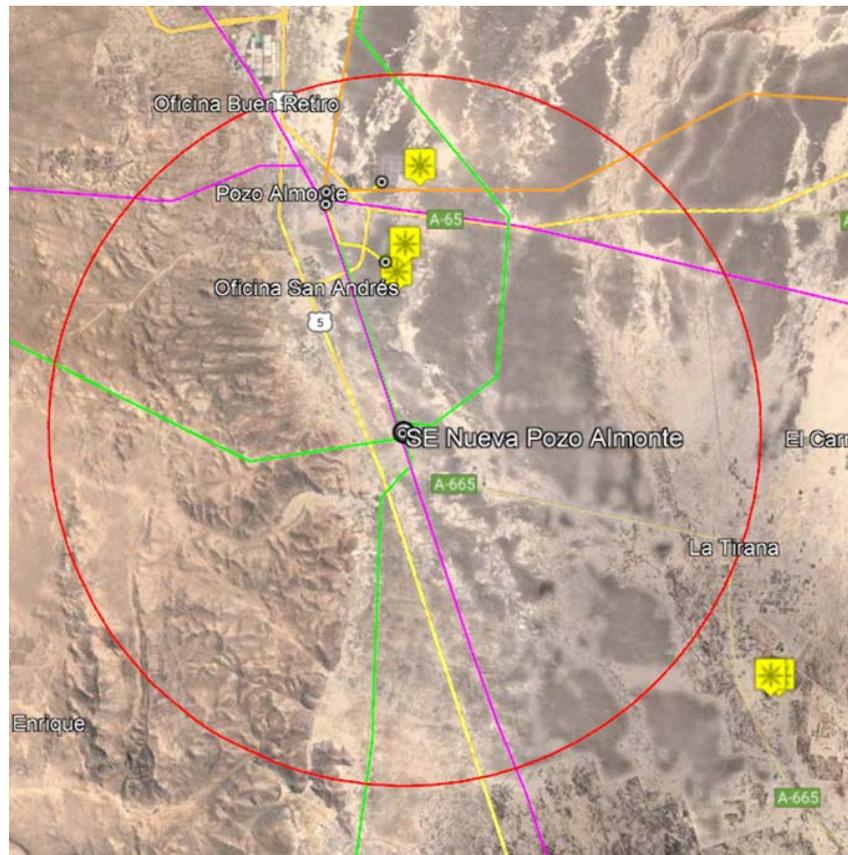
Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 220 kV, según se muestra en la figura anterior, podemos comentar lo siguiente:

- No se aprecia paño disponible, ya que todas las posiciones de reserva consideradas en el diseño de base están asignadas a obras futuras de transmisión. Ahora bien, se aprecia espacio nivelado dentro del perímetro de la subestación para su ampliación. Si bien no está disponible de manera pública información respecto a la ampliación en curso se asume que esta usará el espacio nivelado que se aprecia en la figura previa.
- Se estima que la admisibilidad de una SAC para un proyecto en esta subestación sería rechazada. De la revisión realizada de la información publicada por el Coordinador se ve que han hecho catorce (14) solicitudes en esta subestación, y que las posiciones asociadas a la

ampliación ya fueron todas solicitadas. De hecho, la última solicitud de conexión fue rechazada por lo indicado anteriormente.

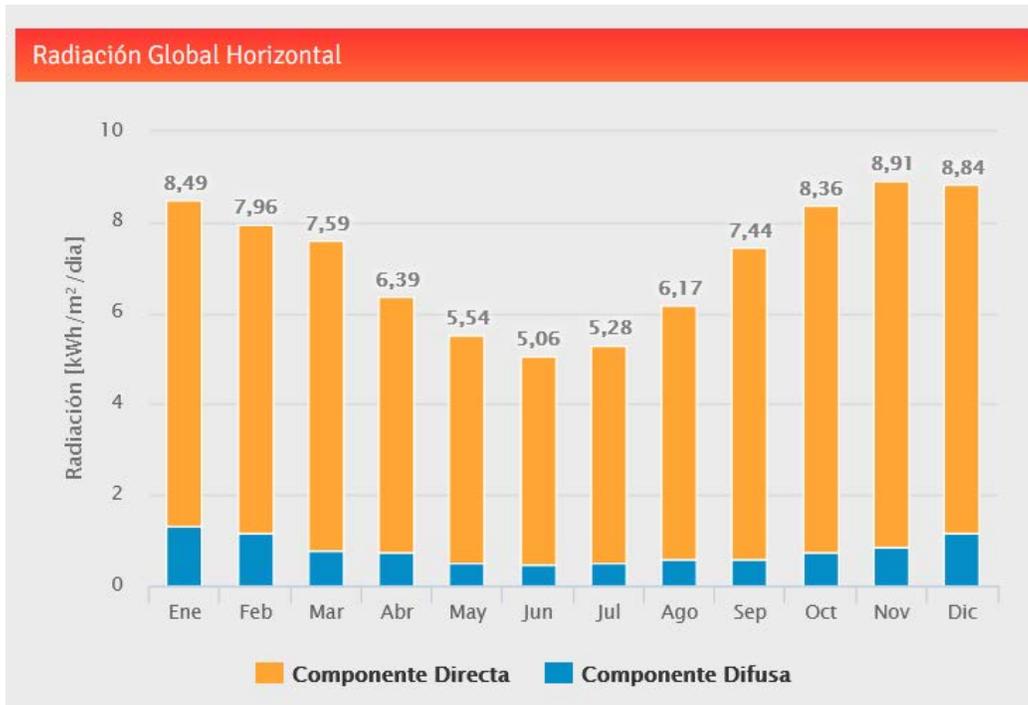
De los antecedentes técnicos antes presentados se considera que, dada la existencia de espacio para crecimiento de la subestación a ambos lados de ella, que es técnicamente factible la conexión de la unidad de punta a esta subestación y en plazos acotados concordantes con el horizonte de tiempo del presente estudio, por ejemplo, vía la solicitud de conexión como obra urgente (Art. 102 de la LGSE).

Figura 36. Subestación Nueva Pozo Almonte 220 kV y sector de posible emplazamiento Unidad de Punta



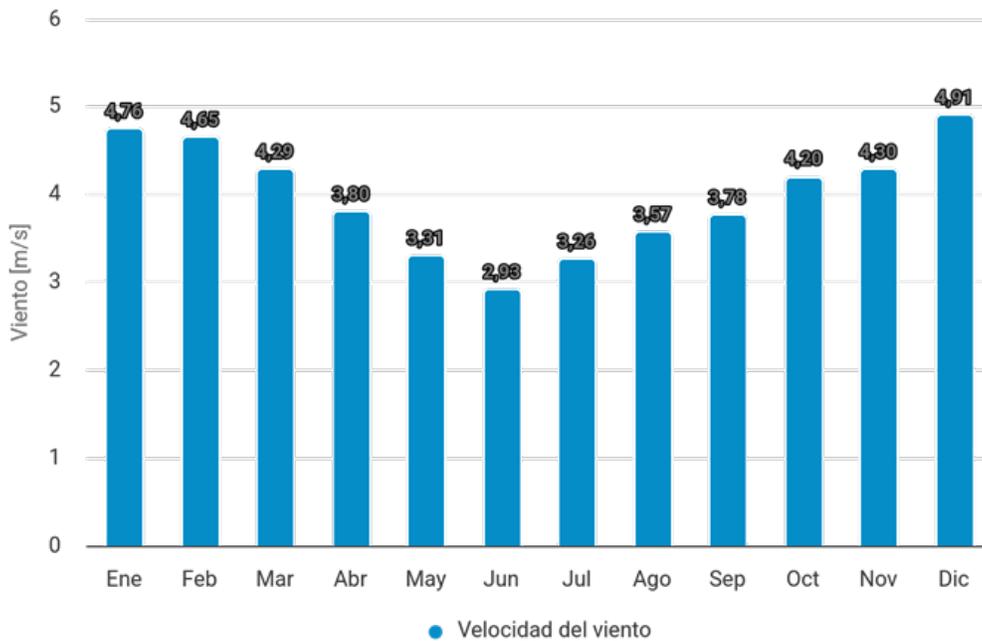
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 37. Radiación Solar en la zona de la Subestación Nueva Pozo Almonte 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 38. Viento en la zona de la Subestación Nueva Pozo Almonte 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.4 Zona de la Subestación Nueva Lagunas 220 kV

4.1.4.1 Ubicación de la Central Generadora

la Subestación Nueva Lagunas 220 kV se emplaza en la comuna de Pozo Almonte, provincia de Tamarugal, Región de Tarapacá. Desde la subestación a la localidad de Oficina Salitrera Buenaventura existe una distancia lineal aproximada de 2 Kilómetros. El área seleccionada para el emplazamiento de la unidad de punta se encuentra a un radio no mayor de 10 km de la Subestación Nueva Lagunas 220 kV, comuna de Pozo Almonte, provincia del Tamarugal, Región de Tarapacá. Ver Figura 39 y Figura 41.

4.1.4.2 Aspectos Territoriales

2 km al este se encuentra la reserva nacional Pampa del Tamarugal. La zona presenta tres áreas con administración de propiedad Fiscal, las que corresponden a concesiones onerosas, asociadas a proyectos de generación renovables.

No se observan restricciones de Planificación Territorial.

No obstante, es posible encontrar sitios en un radio de 10 km de la subestación no afectados a las restricciones antes indicadas.

4.1.4.3 Aspectos Logísticos

Petróleo diésel: Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el centro de distribución más próximo está en la Ciudad de Iquique a 130 km aproximadamente (Terminal Iquique Copec y Terminal Aramco).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NO_x con combustión diésel, y además para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde los centros poblados más cercanos, estos son Pozo Almonte a 70 km e Iquique aproximadamente a 130 km. Adicionalmente se puede explorar la posibilidad de suministro de agua desde una planta desaladora vía camiones aljibe.

Gas natural: No está disponible un gasoducto cercano (160 km a gasoducto Troncal Paso Jama – Crucero), por lo cual se ha determinado no considerar el suministro de gas natural como combustible para la Unidad de Punta.

Equipos: Para la descarga de los equipos, el puerto más próximo es Iquique, aproximadamente a 130 km.

4.1.4.4 Recurso Energético Primario

Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta tiene un promedio mensual de irradiación diaria de 7,0 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 42. Por su parte, la irradiación diaria mínima y máxima, son del orden de 4,85 kWh/m²/día y 8,58 kWh/m²/día respectivamente, como promedio mensual.

Al utilizar la herramienta de la generación eléctrica fotovoltaica del Explorador Solar, se obtiene un valor estimado de 174,7 GWh/año y un factor de planta del 28% para un proyecto solar fotovoltaico de 70.000 kWp. Estas condiciones, sumado a la baja frecuencia de ocurrencia de nubosidades (6%), garantizan la factibilidad técnica de desarrollo de una central fotovoltaica para la generación de energía eléctrica.

Viento: Respecto al potencial eólico del área se puede señalar que el sitio seleccionado cuenta con un ciclo diario de velocidad y frecuencia de vientos que no sustenta la operación de una central eólica. Tal como se muestra en la Figura 43, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 4,3 m/s, con un mínimo medio de 1,5 m/s y un máximo medio de 5,3 m/s, lo cual lo convierte en un sitio poco adecuado para la instalación de aerogeneradores debido a la baja velocidad media diaria.

En el Anexo 1 se adjunta el Reporte Solar Fotovoltaico e Imagen del Recurso Viento (mt/seg) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 39. Subestación Nueva Lagunas 220 kV

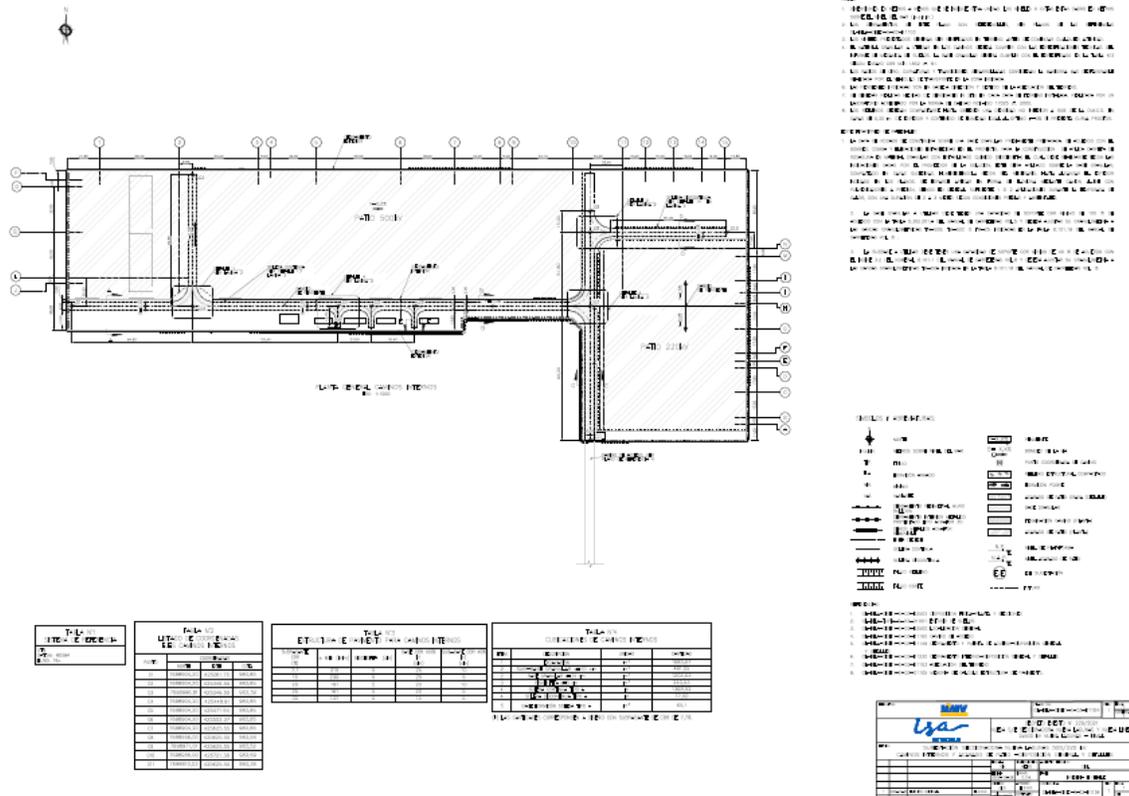


Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.4.5 Aspectos Técnicos

Esta subestación presenta una configuración del patio 220 kV, preliminarmente del tipo convencional según su EIA con configuración de Interruptor y medio con 3 diagonales, con un total de nueve paños en nivel de 220 kV, todos de propiedad de ISA Interchile SA.

Figura 40. Disposición en Planta Subestación Nueva Lagunas 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 220 kV, según se muestra en la figura anterior, podemos comentar lo siguiente:

- De los seis paños de la subestación, dos ya están en uso en el diseño original y uno de ellos se utilizan para la conexión de los autotransformadores provenientes del patio de 500 kV.
- De acuerdo con la información publicada por el Coordinador, se han aprobado dos SAC en esta subestación.
- Luego de lo anterior se concluye que queda un espacio.
- Adicionalmente el decreto asociado a la subestación (229/2021) exige terreno nivelado dentro de la subestación para dos diagonales adicionales.

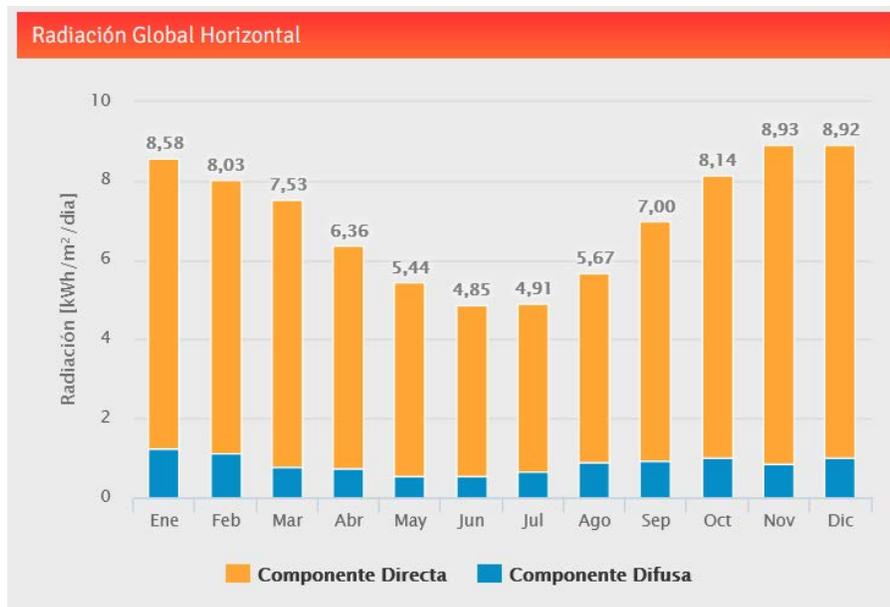
De los antecedentes técnicos antes presentados, hay espacio disponible dentro en esta subestación, En caso de que el paño en cuestión fuera ocupado además existe espacio dentro de la subestación para la ampliación por lo que se estima que la conexión en 220 kV de la unidad de punta es técnicamente factible a esta subestación y en plazos acotados concordantes con el horizonte de tiempo del presente estudio.

Figura 41. Subestación Nueva Lagunas 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta



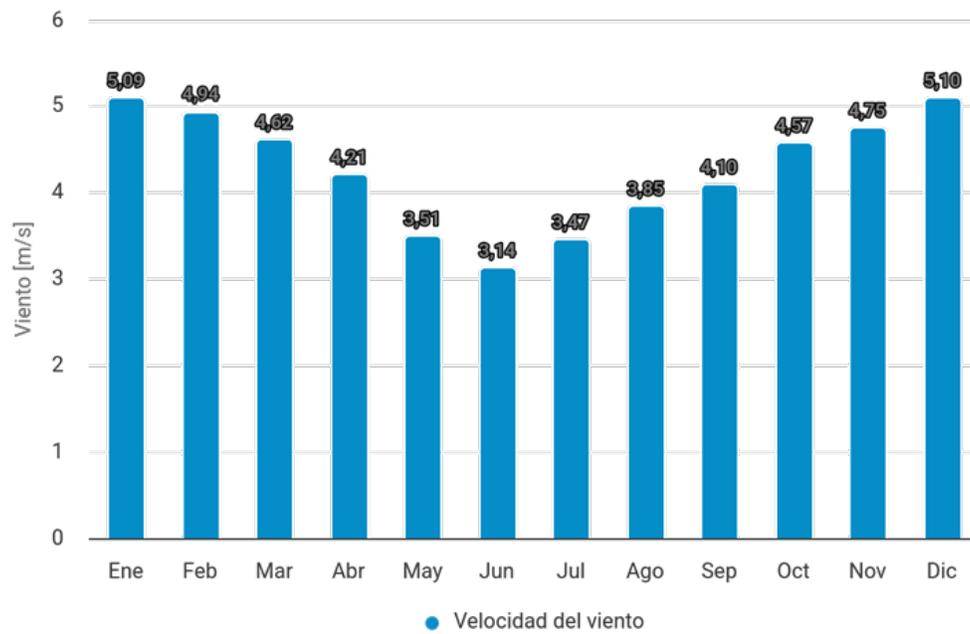
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 42. Radiación Solar en la zona de la Subestación Nueva Lagunas 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 43. Viento en la zona de la Subestación Nueva Lagunas 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.5 Zona de la Subestación Kimal 220 kV

4.1.5.1 Ubicación de la Central Generadora

La Subestación Kimal 220 kV se emplaza en la comuna de María Elena, provincia de Tocopilla, Región de Antofagasta. Desde la subestación al poblado de María Elena existe una distancia lineal aproximada de 19 Kilómetros, y se encuentra ubicada a unos 9 km hacia el oriente de las subestaciones Crucero y Encuentro. El área seleccionada para el emplazamiento de la unidad de punta se encuentra a un radio no mayor de 10 km de la Subestación Kimal 220 kV, comuna de María Elena, provincia de Tocopilla, Región de Antofagasta. Ver Figuras Figura 44 y Figura 47.

4.1.5.2 Aspectos Territoriales

2 km al este, se encuentra una zona saturada de material particulado, la cual esta afecta a plan de descontaminación (Plan de Descontaminación para las localidades de María Elena y Pedro de Valdivia D.S. Nº 164 de 1998/D.S. Nº 37 de 2004, de MINSEGPRES). La zona presenta varias áreas con administración de propiedad Fiscal, las que en su mayoría corresponden a concesiones onerosas, asociadas a proyectos de generación renovables.

No se observan restricciones de Planificación Territorial.

No obstante, es posible encontrar sitios en un radio de 10 km de la subestación no afectados a las restricciones antes indicadas.

4.1.5.3 Aspectos Logísticos

Petróleo diésel: Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el centro de distribución más próximo está en Tocopilla a 90 km aproximadamente (Terminal Tocopilla Copec).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NO_x con combustión diésel, y además para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde los centros poblados más cercanos, esto es Tocopilla a 90 km aproximadamente. Adicionalmente se puede explorar la posibilidad de suministro de agua desde una planta desaladora vía camiones aljibe.

Gas natural: El suministro de gas natural podrá ser abastecido del gasoducto (Gasoducto Troncal Paso Jama – Crucero de 20 pulgadas, propiedad de Gas Norandino) cercano a la localización de la unidad de punta. La distancia aproximada es de 3 km aproximadamente.

Equipos: Para la descarga de los equipos, el puerto más próximo es Tocopilla, aproximadamente a 90 km.

4.1.5.4 Recurso Energético Primario

Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta tiene un promedio mensual de irradiación diaria de 7,2 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 48. Por su parte, la irradiación diaria mínima y máxima, son del orden de 4,8 kWh/m²/día y 8,8 kWh/m²/día respectivamente, como promedio mensual.

Al utilizar la herramienta de la generación eléctrica fotovoltaica del Explorador Solar, se obtiene un valor estimado de 179,5 GWh/año y un factor de planta del 29% para un proyecto solar fotovoltaico de 70.000 kWp. Estas condiciones, sumado a la baja frecuencia de ocurrencia de nubosidades (4%), garantizan la factibilidad técnica de desarrollo de una central fotovoltaica para la generación de energía eléctrica.

Viento: Respecto al potencial eólico del área, se puede señalar que el sitio seleccionado cuenta con un ciclo diario de velocidad y frecuencia de vientos que no sustenta la operación de una central eólica. Tal como se muestra en la Figura 49, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 4,7 m/s, con un mínimo medio de 3,2 m/s y un máximo medio de 6,5 m/s, lo cual lo convierte en un sitio poco adecuado para la instalación de aerogeneradores debido a la baja velocidad media diaria. Cabe destacar que existen ubicaciones con mejores vientos, pero están a distancias mayores, del orden de los 35 km, lo cual no es consistente con los criterios definidos para la ubicación de la unidad de punta. En el Anexo 1 se adjunta el Reporte Solar Fotovoltaico e Imagen del Recurso Viento (mt/seg) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 44. Subestación Kimal 220 kV

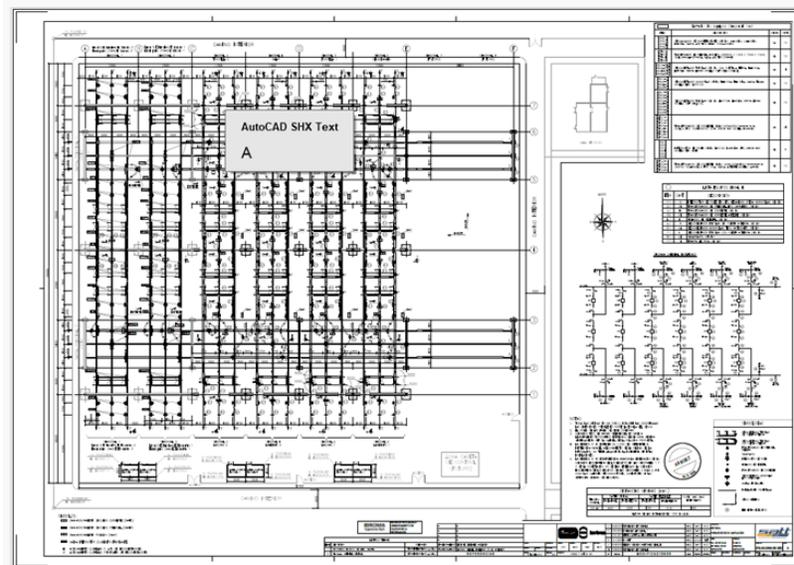


Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.5.5 Aspectos Técnicos

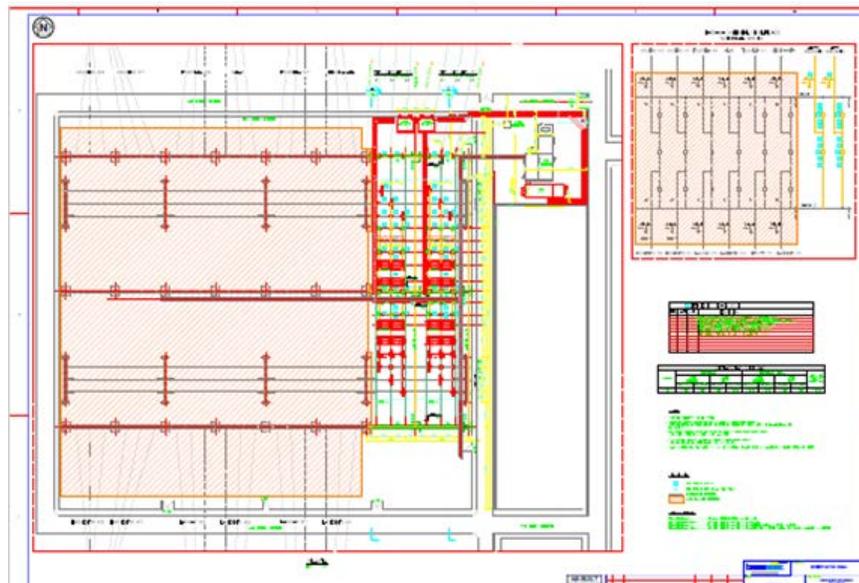
Esta subestación presenta una configuración del patio 220 kV del tipo convencional (Interruptor y medio) 6 diagonales, con un total de doce (12) paños en nivel de 220 kV, ocho de los cuales son propiedad de la Sociedad Austral de Transmisión Troncal (SATT) y cuatro son propiedad de Transelec. En la siguiente figura se aprecia la disposición en planta de la actual subestación Kimal.

Figura 45. Disposición en Planta Subestación Kimal 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 46. Disposición en Planta Subestación Kimal 220 kV - Paños Transelec



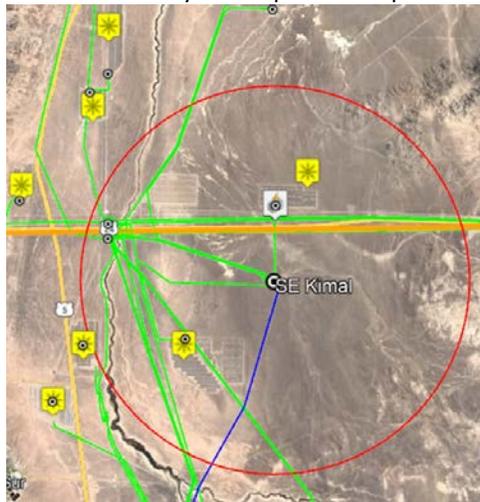
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 220 kV, según se muestra en la figura anterior, se puede comentar lo siguiente:

- De los seis paños de la subestación, cuatro ya están en uso en el diseño original y dos de ellos se utilizan para la conexión de los autotransformadores provenientes del patio de 500 kV.
- El Decreto Exento N°4 de 2024 correspondiente al plan de expansión de 2021, define la expansión de esta subestación en el contexto de proyecto de enlace HVDC. En esta ampliación se agregan 4 diagonales, se reubican algunos paños y se considera la conexión de autotransformadoras y enlace HVDC.
- De acuerdo con la información publicada por el Coordinador, existen tres SAC en curso para esta subestación y diversas solicitudes rechazadas.
- Luego de lo anterior se concluye que no quedan espacios disponibles en esta subestación.
- De la imagen satelital, se aprecia terreno disponible hacia la costa sin interferencias con las acometidas de otras líneas, por lo que preliminarmente se estima viable una ampliación de esta subestación hacia esa zona. Para estos efectos requiere ampliar la plataforma de la subestación, la habilitación de la zona y todas las obras electromecánicas requerida para estos efectos.
- De lo analizado en los aspectos territoriales para la unidad de punta, no se aprecian impedimentos para la ejecución de esta ampliación.

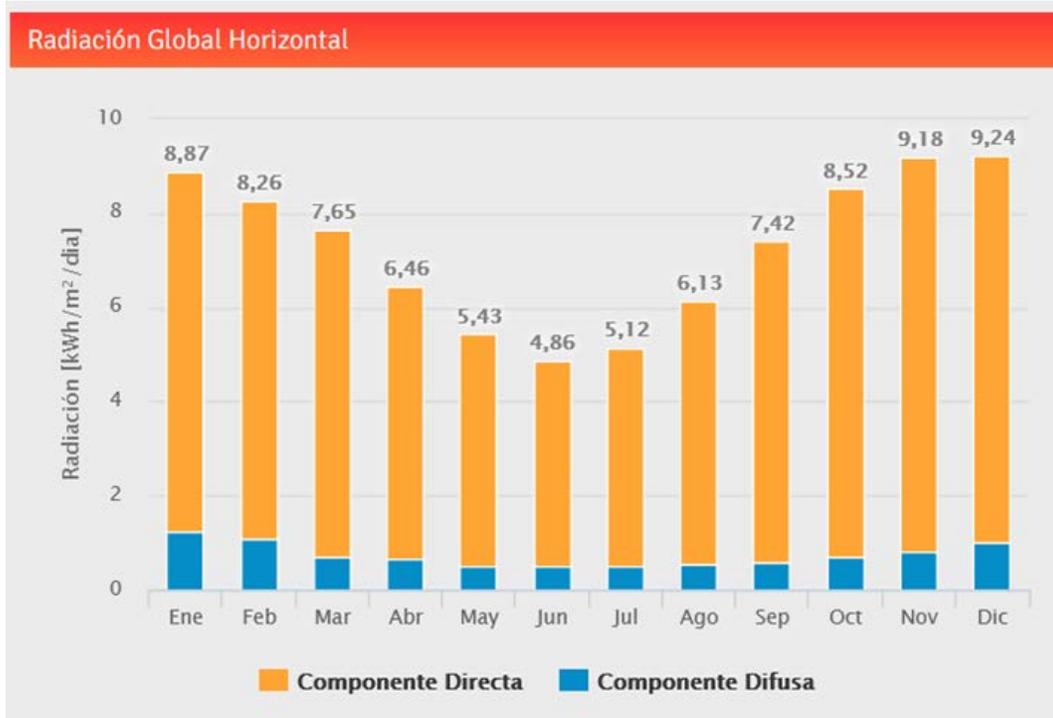
De los antecedentes técnicos antes presentados, si bien no hay paños ni espacio disponible dentro en esta subestación, se considera que, según lo expuesto antes, una ampliación de esta subestación no debiese revestir mayor complejidad. Por ello se estima que la conexión en 220 kV de la unidad de punta es técnicamente factible a esta subestación y en plazos acotados concordantes con el horizonte de tiempo del presente estudio, por ejemplo, vía la solicitud de conexión como obra urgente (Art. 102 de la LGSE).

Figura 47. Subestación Kimal 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta



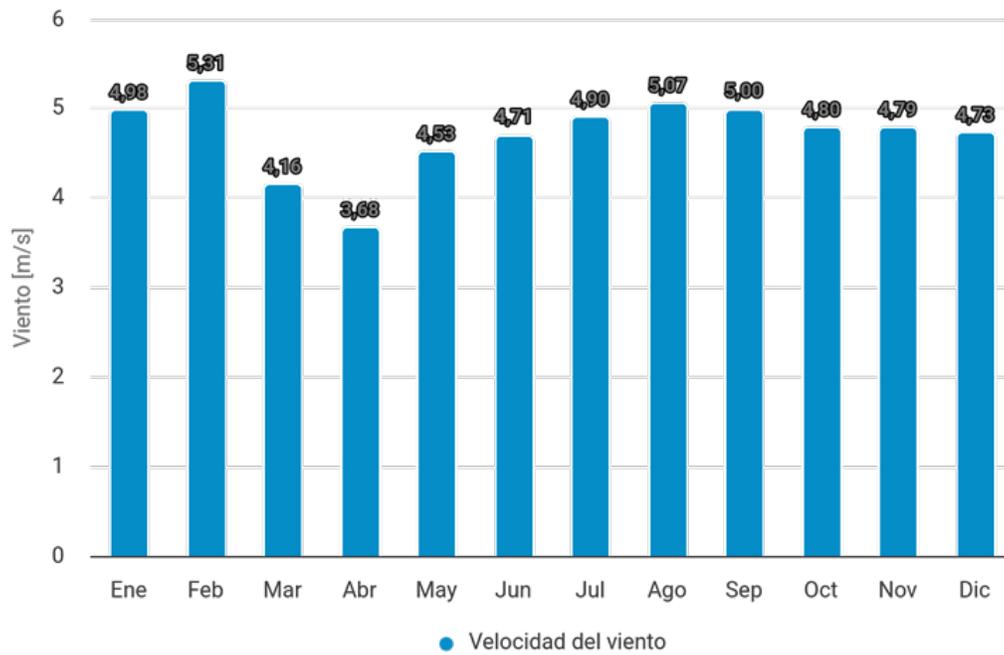
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 48. Radiación Solar en la zona de la Subestación Kimal 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 49. Viento en la zona de la Subestación Kimal 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.6 Zona de la Subestación Miraje 220 kV

4.1.6.1 Ubicación de la Central Generadora

La Subestación Miraje 220 kV se emplaza en la comuna de María Elena, provincia de Tocopilla, Región de Antofagasta. Desde la subestación al poblado de María Elena existe una distancia lineal aproximada de 16 Kilómetros. El área seleccionada para el emplazamiento de la unidad de punta se encuentra a un radio no mayor de 10 km de la Subestación Miraje 220 kV, comuna de María Elena, provincia de Tocopilla, Región de Antofagasta. Ver Figura 50 y Figura 52.

4.1.6.2 Aspectos Territoriales

La subestación está emplazada dentro encuentra una zona saturada por material particulado, la cual esta afecta a plan de descontaminación (Plan de Descontaminación para las localidades de María Elena y Pedro de Valdivia D.S. Nº 164 de 1998/D.S. Nº 37 de 2004, de MINSEGPRES). La zona presenta varias áreas con administración de propiedad Fiscal, las que en su mayoría corresponden a concesiones onerosas, asociadas a proyectos de generación renovables.

No se observan restricciones de Planificación Territorial.

No obstante, lo anterior es posible encontrar sitios en un radio de 10 km de la subestación no afectos a las restricciones antes indicadas.

En relación con la restricción de zona saturada, para proyectos renovables y de almacenamiento no es de relevancia ya que estos no implican mayores emisiones. De hecho, existen antecedentes de instalación aprobadas y construidas dentro de esta zona (PFV CEME) la cual no tuvo que compensar emisiones.

En el caso de unidades térmicas convencionales habrá que alejarlas al menos 4 km para estar fuera de esta zona. En este caso para ser conservador y tener en cuenta efectos de la dispersión de contaminantes y de las obras de transmisión dentro de la zona saturada, se considera la unidad de punta térmica a 10 km de la subestación.

4.1.6.3 Aspectos Logísticos

Petróleo diésel: Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el centro de distribución más próximo está en Tocopilla a 92 km aproximadamente (Terminal Tocopilla Copec).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NO_x con combustión diésel, y además para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde los centros poblados más cercanos, esto es Tocopilla a 92 km aproximadamente. Adicionalmente se puede explorar la posibilidad de suministro de agua desde una planta desaladora vía camiones aljibe.

Gas natural: El suministro de gas natural podrá ser abastecido del gasoducto que pasa cercano a la localización de la unidad de punta. La distancia aproximada es de 0,4 km app. (Gasoducto Ramal Crucero Mejillones, propiedad de Gas Norandino).

Equipos: Para la descarga de los equipos, el puerto más próximo es Tocopilla, aproximadamente a 92 km.

4.1.6.4 Recurso Energético Primario

Radiación solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta tiene un promedio mensual de irradiación diaria de 7,2 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 53. Por su parte, la irradiación diaria mínima y máxima, son del orden de 4,7 kWh/m²/día y 8,8 kWh/m²/día respectivamente, como promedio mensual.

Al utilizar la herramienta de la generación eléctrica fotovoltaica del Explorador Solar, se obtiene un valor estimado de 178,1 GWh/año y un factor de planta del 29% para un proyecto solar fotovoltaico de 70.000 kWp. Estas condiciones, sumado a la baja frecuencia de ocurrencia de nubosidades (4%), garantizan la factibilidad técnica de desarrollo de una central fotovoltaica para la generación de energía eléctrica.

Viento: Respecto al potencial eólico del área se puede señalar que el sitio seleccionado cuenta con un ciclo diario de velocidad y frecuencia de vientos que no sustenta la operación de una central eólica. Tal como se muestra en la Figura 54, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 4,6 m/s, con un mínimo medio de 3,2 m/s y un máximo medio de 6,1 m/s, lo cual lo convierte en un sitio poco adecuado para la instalación de aerogeneradores debido a la baja velocidad media diaria. Cabe destacar que existen ubicaciones con mejores vientos, pero están a distancias mayores, del orden de los 22 km, lo cual no es consistente con los criterios definidos para la ubicación de la unidad de punta.

En el Anexo 1 se adjunta el Reporte Solar Fotovoltaico e Imagen del Recurso Viento (mt/seg) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 50. Subestación Miraje 220 kV

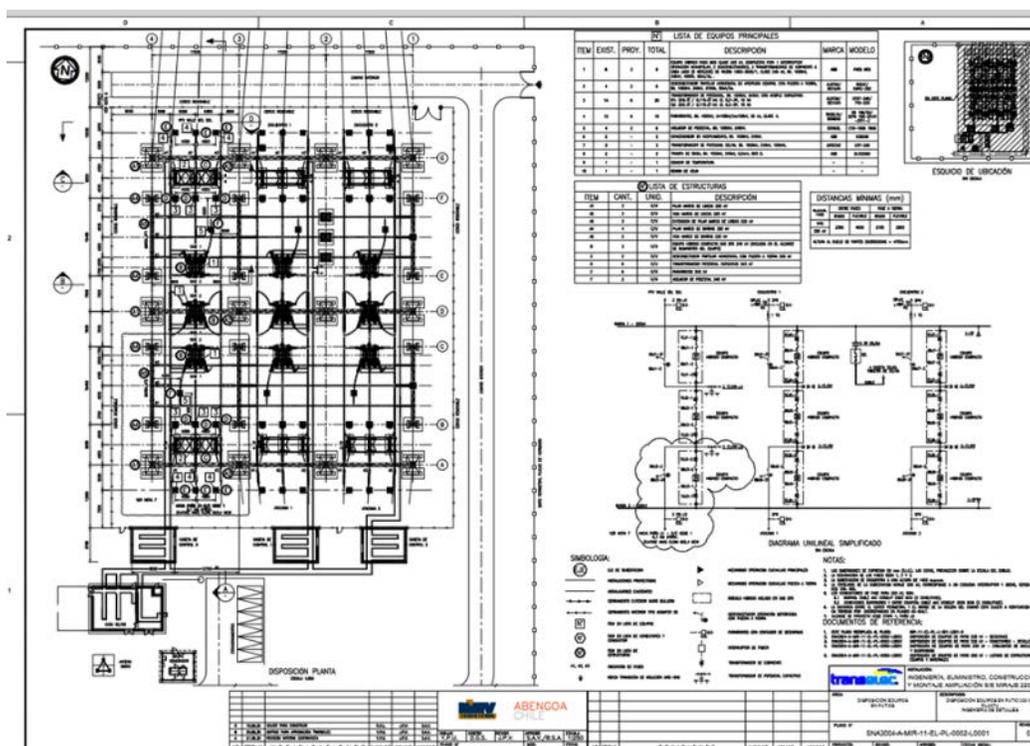


Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.6.5 Aspectos Técnicos

Esta subestación presenta una configuración del patio 220 kV del tipo interruptor y medio con tecnología del tipo híbrida compacta y cuenta con 3 diagonales, con un total de seis paños en nivel de 220 kV todos de propiedad de Transelec. En la siguiente figura se aprecia la disposición en planta de la actual subestación Miraje.

Figura 51. Disposición en Planta Subestación Miraje 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

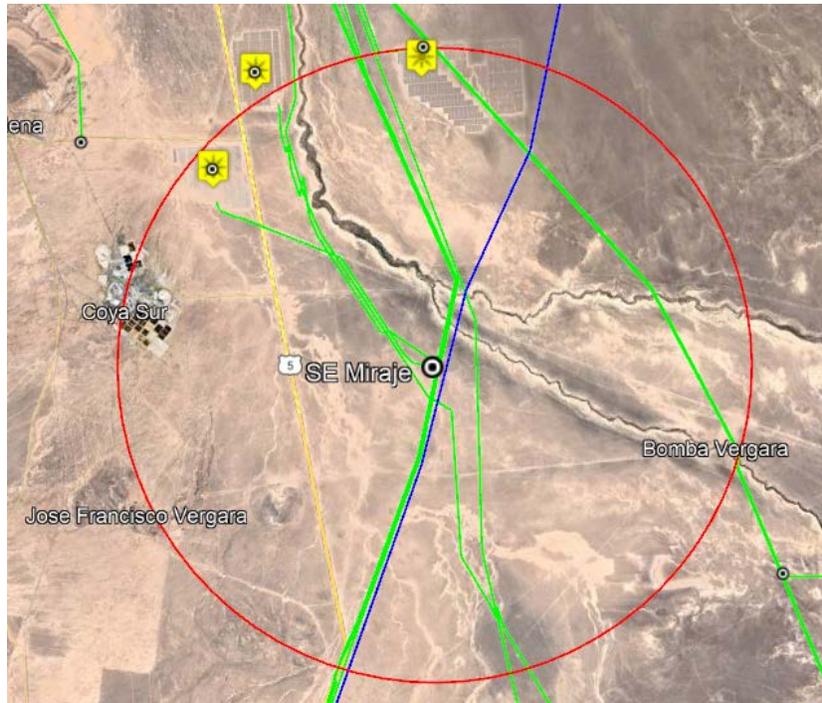
Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 220 kV, según se muestra en la figura anterior, podemos comentar lo siguiente:

- De los seis paños de la subestación, cuatro ya están en uso en el diseño original.
- De acuerdo con la información publicada por el Coordinador, existen dos SAC aprobadas y una tercera rechazada. Estas dos SAC corresponden a proyectos ya construidos.
- Luego de lo anterior se concluye que no quedan espacios disponibles en esta subestación.
- De la imagen satelital, se aprecia terreno nivelado dentro de la subestación para la instalación de 3 diagonales.
- El plan de expansión 2024 en su informe preliminar considera la expansión de esta subestación, con cuatro diagonales (8 paños de línea) adicionales, ocupando solo dos paños para obras decretadas, con lo que quedarían 6 posiciones disponibles para nuevos proyectos.
- Además, existe terreno disponible hacia la costa sin interferencias con las acometidas de otras líneas, por lo que se estima viable una ampliación de esta subestación hacia esa zona. Para estos efectos se requiere ampliar la plataforma de la subestación, la habilitación de la zona y todas las obras electromecánicas requerida para estos efectos.

- De lo analizado en los aspectos territoriales para la unidad de punta, no se aprecian impedimentos para la ejecución de esta ampliación.

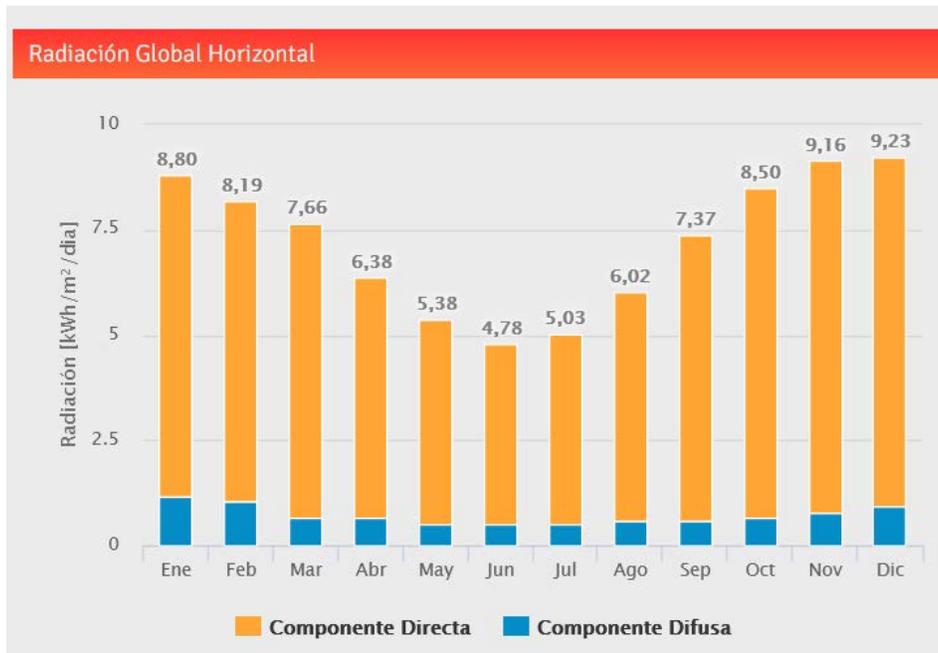
De los antecedentes técnicos antes presentados, si bien no hay paños disponibles al día de hoy, se considera que, según lo expuesto antes, una ampliación de esta subestación no debiese revestir mayor complejidad. Por ello se estima que la conexión en 220 kV de la unidad de punta es técnicamente factible a esta subestación y en plazos acotados concordantes con el horizonte de tiempo del presente estudio.

Figura 52. Subestación Miraje 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta



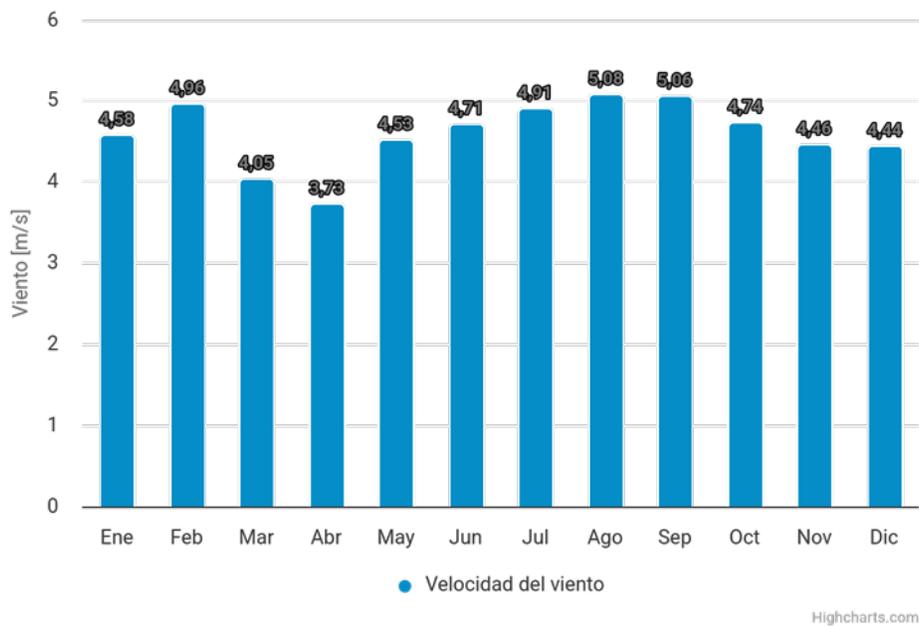
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 53. Radiación Solar en la zona de la Subestación Miraje 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 54. Viento en la zona de la Subestación Miraje 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.7 Zona de la Subestación Kapatur 220 kV

4.1.7.1 Ubicación de la Central Generadora

Punto referencia Subestación: a un kilómetro al Sur de la intersección entre la Ruta 1 y ruta B242 (Mejillones). El área seleccionada para la unidad de punta se encuentra en un radio no mayor de 10 km de la Subestación Kapatur 220 kV, comuna de Mejillones, Región de Antofagasta. Ver Figura 55 y Figura 57.

4.1.7.2 Aspectos Territoriales

No se observan restricciones medio ambientales. La zona presenta varias áreas con administración de propiedad Fiscal.

Asociado a la localidad de Mejillones existe un PRC comunal, cuyo límite está a 3,5 km aproximadamente al noroeste de la subestación.

No obstante, es posible encontrar sitios en un radio de 10 km de la subestación no afectados a las restricciones antes indicadas.

4.1.7.3 Aspectos Logísticos

Petróleo diésel: Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el centro de distribución más próximo está a 15 km aproximadamente (Terminal Mejillones Copec).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NO_x con combustión diésel, y además para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde los centros poblados más cercanos, estos son Mejillones, aproximadamente a 20 km y Antofagasta 65 km. Adicionalmente se puede explorar la posibilidad de suministro de agua desde una planta desaladora vía camiones aljibe.

Gas natural: El suministro de Gas natural podrá ser tomado del Gasoducto que pasa cercano a la localización de la unidad de punta. La distancia aproximada es de 1,5 km app. (Trazado Tuinamej de 20 pulgadas, propiedad de Enel Generación).

Equipos: Para la descarga de los equipos, el puerto más próximo es Antofagasta a 65 km.

4.1.7.4 Recurso Energético Primario

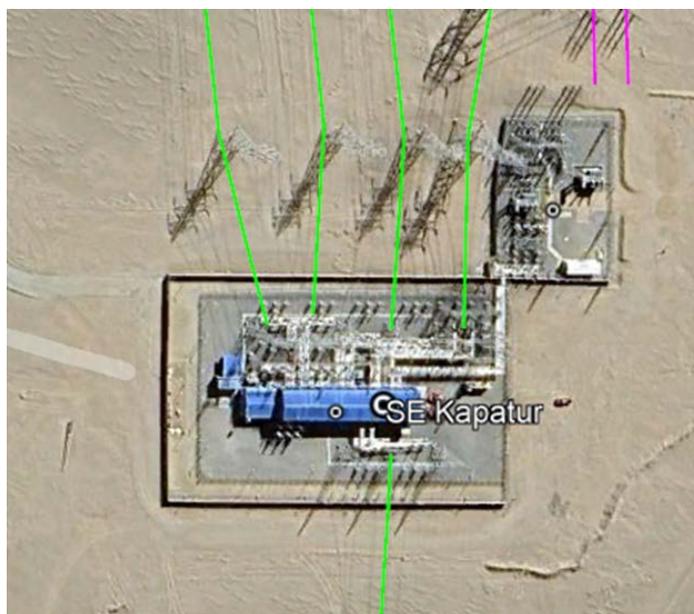
Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de irradiación diaria de 6,6 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 58. Por su parte, el promedio mensual de la irradiación diaria mínima y máxima, son del orden de 4 kWh/m²/día y 8,6 kWh/m²/día respectivamente, como promedio mensual.

Al utilizar la herramienta de la generación eléctrica fotovoltaica del Explorador Solar, se obtiene un valor estimado de 161,63 GWh/año y un factor de planta del 26% para un proyecto solar fotovoltaico de 70.000 kWp. Estas condiciones, sumado a la mediana frecuencia de ocurrencia de nubosidades (8%), son indicativas de la factibilidad técnica de desarrollo de una central fotovoltaica para la generación de energía eléctrica.

Viento: Respecto al potencial eólico del área se puede señalar que el sitio seleccionado cuenta con un ciclo diario de velocidad y frecuencia de vientos que no sustenta la operación de una central eólica. Tal como se muestra en la Figura 59, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 4,5±0,2 m/s, con un mínimo medio de 3,13 m/s y un máximo medio de 6,25 m/s, lo cual lo convierte en un sitio poco adecuado para la instalación de aerogeneradores debido a la baja velocidad media diaria.

En el Anexo 1 se adjunta el Reporte Solar Fotovoltaico e Imagen del Recurso Viento (mt/seg) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 55. Subestación Kapatur 220 kV



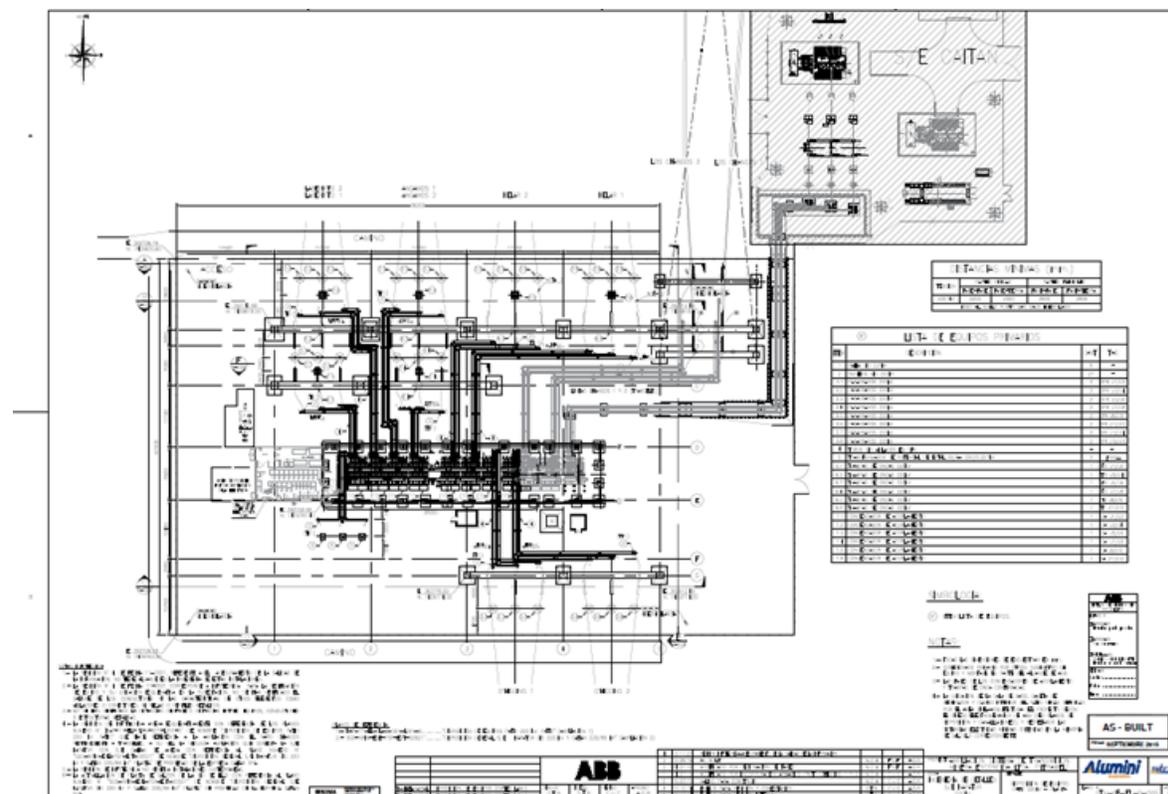
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.7.5 Aspectos Técnicos

La Subestación Kapatur 220 kV se encuentra ubicada en la Comuna de Mejillones, Provincia de Antofagasta, Región de Antofagasta, a unos 10 km de distancia lineal de la ciudad de Mejillones.

Esta subestación es del tipo GIS interior, con una configuración del patio del tipo doble barra y doble interruptor, con un total de once (11) paños, en nivel de 220 kV y todos son de propiedad de STN. La siguiente figura muestra la disposición en planta actual de la subestación Kapatur.

Figura 56. Disposición en Planta Subestación Kapatur 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

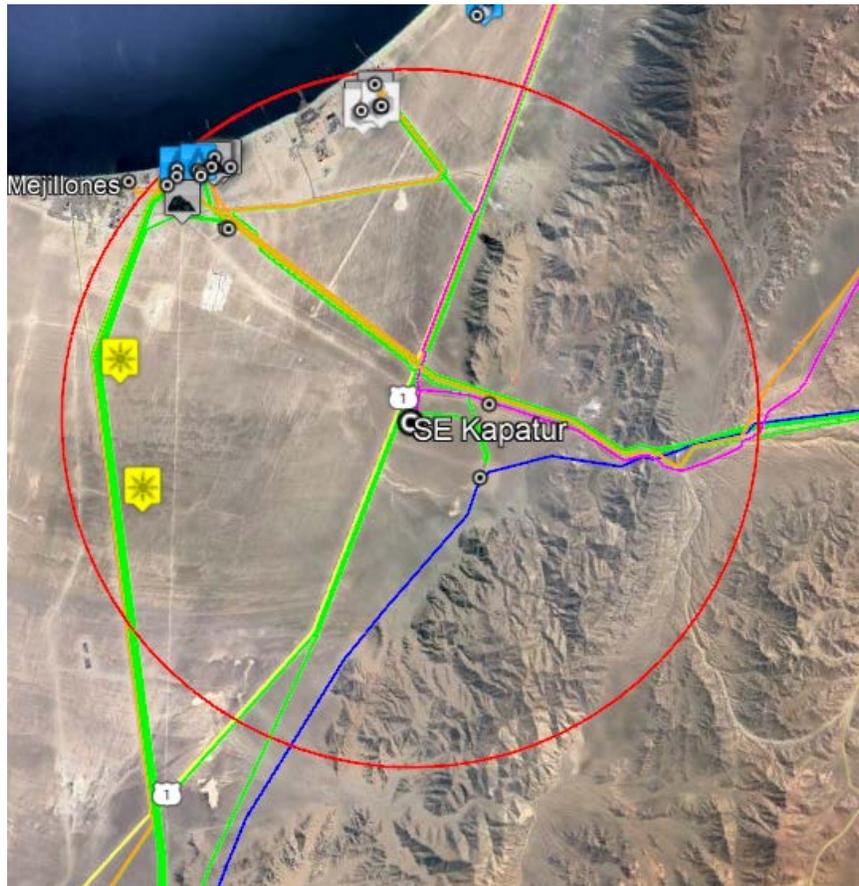
Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 220 kV, según se muestra en la figura anterior, podemos comentar lo siguiente:

- En esta Subestación no se aprecian paños disponibles.
- De la imagen satelital, hacia el Este se aprecia terreno disponible para para ampliar la plataforma de la subestación.
- Dentro del perímetro de la subestación se aprecia espacio para la ampliación del galpón del equipamiento GIS.

- Se han presentado dos solicitudes de conexión a esta subestación, una de las cuales fue aprobada y la otra rechazada. Esta última solicitud es del año 2020, por lo que se estima que una nueva SAC en esta subestación sería rechazada.

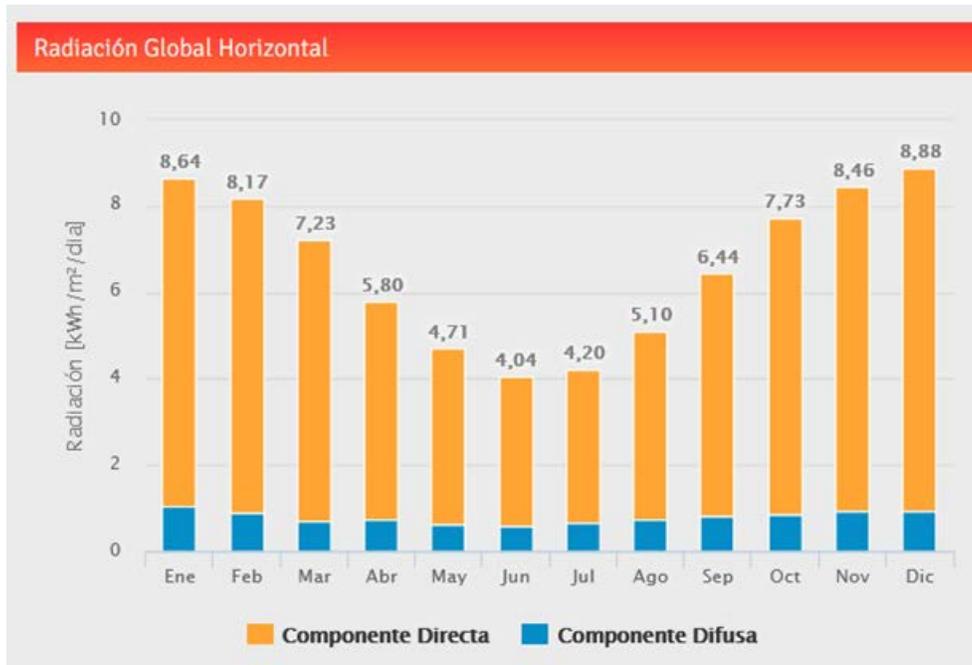
De los antecedentes técnicos antes presentados, si bien no hay paños ni espacio disponible dentro de esta subestación, se considera que, según lo expuesto antes, una ampliación de esta subestación no debiese revestir mayor complejidad. Por lo tanto, se estima que la conexión en 220 kV de la unidad de punta es técnicamente factible en esta subestación y en plazos acotados concordantes con el horizonte de tiempo del presente estudio, por ejemplo, vía la solicitud de conexión como obra urgente (Art. 102) de la LGSE.

Figura 57. Subestación Kapatur 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta



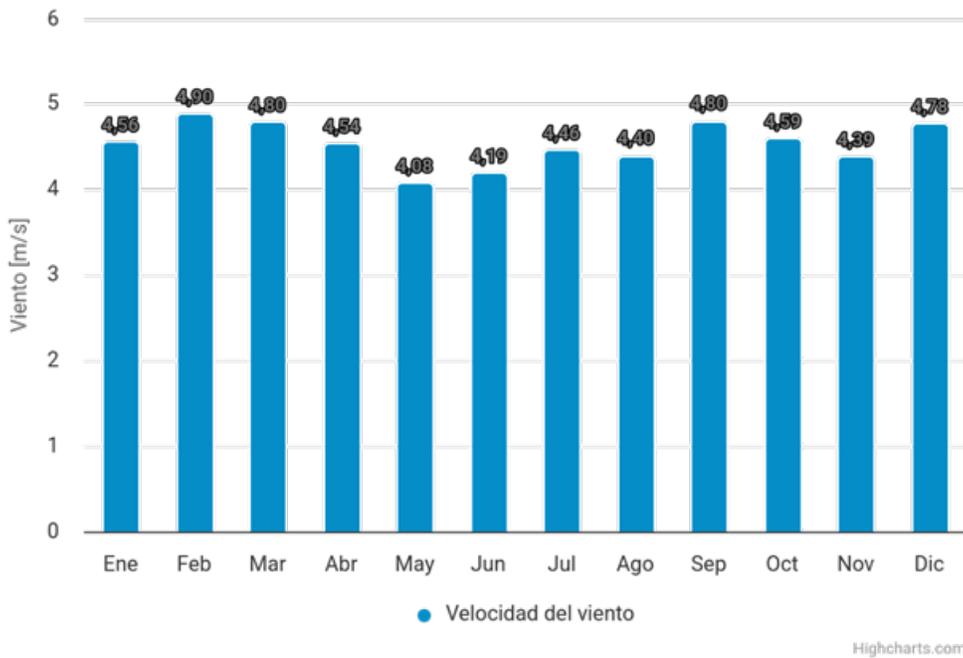
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 58. Radiación Solar en la zona de la Subestación Kapatur 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 59. Viento en la zona de la Subestación Kapatur 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.8 Zona de la Subestación Parinas 220 kV

4.1.8.1 Ubicación de la Central Generadora

Punto referencia Subestación: a 80 kilómetros al este de la localidad de Paposo. El área seleccionada para la unidad de punta se encuentra en un radio no mayor de 10 km de la Subestación Parinas 220 kV, comuna de Tal Tal, Provincia de Antofagasta, Región de Antofagasta. Ver Figura 60 y Figura 62.

4.1.8.2 Aspectos Territoriales

No se observan restricciones medio ambientales. La zona presenta dos áreas con administración de propiedad Fiscal de tipo concesión onerosa presumiblemente destinadas a proyectos de generación eléctrica renovable.

No se observan restricciones territoriales.

De lo anterior, se observa que es posible encontrar sitios en un radio de 10 km de la subestación no afectados a las restricciones antes indicadas.

4.1.8.3 Aspectos Logísticos

Petróleo diésel: Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el centro de distribución más próximo está a 240 km aproximadamente (COPEC Mejillones).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NO_x con combustión diésel, y además para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde los centros poblados más cercanos, estos son Paposo, aproximadamente a 80 km y a Antofagasta 158 km. Adicionalmente se puede explorar la posibilidad de suministro de agua desde una planta desaladora vía camiones aljibe.

Gas natural: El suministro de Gas natural podrá ser tomado del Gasoducto que pasa cercano a la localización de la unidad de punta. La distancia aproximada es de 53 km app. (Gasoducto Tramo La Negra – Paposo de propiedad de Enel Generación).

Equipos: Para la descarga de los equipos, el puerto más próximo es Antofagasta a 158 km.

4.1.8.4 Recurso Energético Primario

Radiación solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de irradiación diaria de 7,3 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 63. Por su parte, el promedio mensual de la irradiación diaria mínima y máxima, son del orden de 4,6 kWh/m²/día y 9,4 kWh/m²/día respectivamente, como promedio mensual.

Al utilizar la herramienta de la generación eléctrica fotovoltaica del Explorador Solar, se obtiene un valor estimado de 191,8 GWh/año y un factor de planta del 31% para un proyecto solar fotovoltaico de 70.000 kWp. Estas condiciones, sumado a la baja frecuencia de ocurrencia de nubosidades (3%), son indicativas de la factibilidad técnica de desarrollo de una central fotovoltaica para la generación de energía eléctrica.

Viento: Respecto al potencial eólico del área se puede señalar que el sitio seleccionado cuenta con un ciclo diario de velocidad y frecuencia de vientos que sustenta la operación de una central eólica. Tal como se muestra en la Figura 64, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 7 m/s, con un mínimo medio de 4,6 m/s y un máximo medio de 11,8 m/s. La elevación del sitio es de 2.100 metros sobre el nivel del mar lo cual conlleva reducción de generación eólica por menor densidad del aire, pero dada la buena velocidad del viento, se estima que con aerogeneradores modernos se obtendrían factores de planta sobre el 30%, lo cual lo convierte en un sitio adecuado para la instalación de aerogeneradores. En el Anexo 1 se adjunta el reporte solar fotovoltaico e Imagen del recurso viento (m/seg) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 60. Subestación Parinas 220 kV

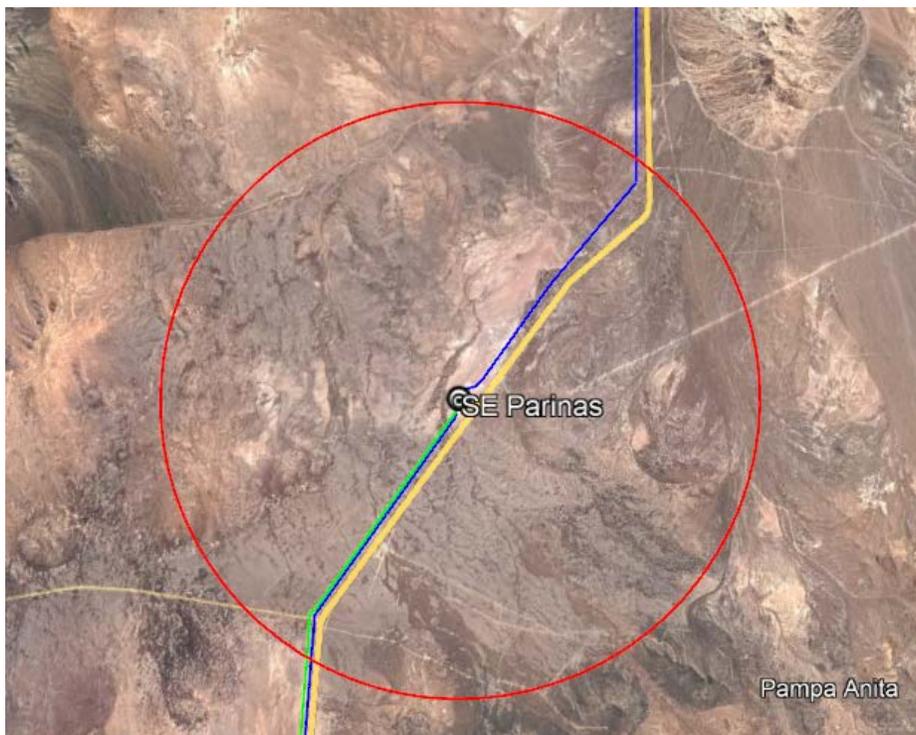


Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

- De acuerdo con la información publicada por el Coordinador, existen 2 SAC en curso para esta subestación asignadas a estas posiciones.
- En el Informe Preliminar del Plan de Expansión 2024, se eliminó el sistema de control de flujo mediante almacenamiento indicado en el Decreto Exento N°4 de 2022.
- Para las posiciones del diseño base, la lista de espera es de 8 proyectos y para las posiciones de la ampliación es de 6 proyectos.
- Luego de lo anterior se concluye que no quedan espacios disponibles en esta subestación.
- De la imagen satelital se observa terreno disponible hacia el este para futuras ampliaciones tanto para ampliar la plataforma de la subestación.

De los antecedentes técnicos antes presentados, si bien no hay paños ni espacio disponible dentro de esta subestación, se considera que, según lo expuesto antes, una ampliación de esta subestación debiese ser viable. De lo anterior, se estima que la conexión en 220 kV de la unidad de punta es técnicamente factible a esta subestación y en plazos acotados concordantes con el horizonte de tiempo del presente estudio, por ejemplo, vía la solicitud de conexión como obra urgente (Art. 102) de la LGSE.

Figura 62. Subestación Parinas 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta



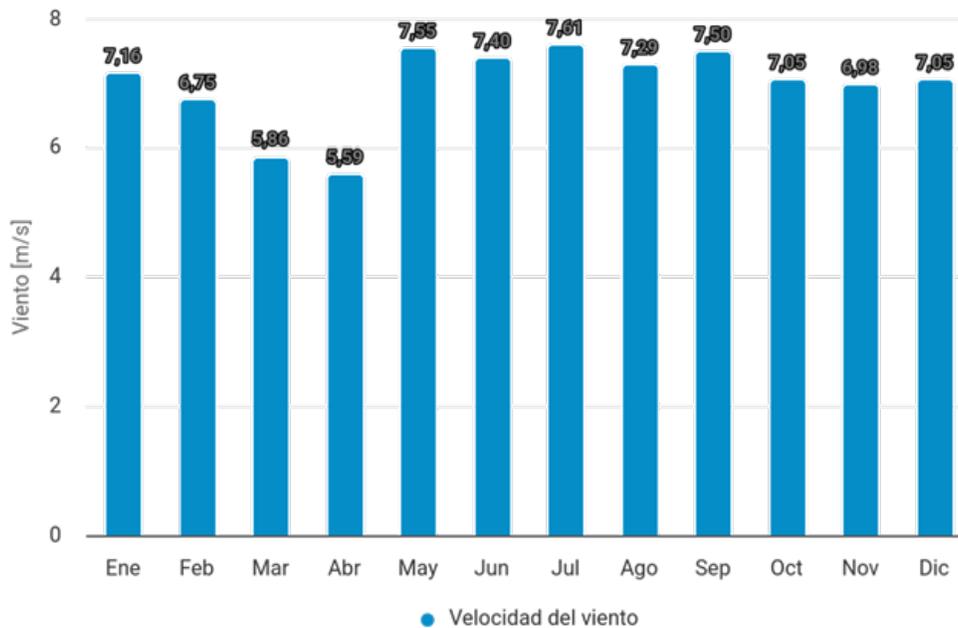
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 63. Radiación Solar en la zona de la Subestación Parinas 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 64. Viento en la zona de la Subestación Parinas 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.9 Zona de la Subestación Cumbre 220 kV

4.1.9.1 Ubicación de la Central Generadora

Punto referencia Subestación: 16 km aproximadamente al norte de Diego de Almagro, próxima a la ruta C115-B. El área seleccionada para el emplazamiento de la Unidad de Punta se encuentra en un radio no superior a 10km alrededor de la subestación Cumbre 220 kV, comuna de Diego de Almagro, Región de Atacama. Ver Figura 65y Figura 68.

4.1.9.2 Aspectos Territoriales

No se observan restricciones medio ambientales. La zona presenta dos áreas con administración de propiedad Fiscal de tipo concesión onerosa presumiblemente destinadas a proyectos de generación eléctrica renovable.

No se observan restricciones territoriales.

De lo anterior se ve que es posible encontrar sitios en un radio de 10 km de la subestación no afectos a las restricciones antes indicadas.

4.1.9.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel: Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el centro de distribución más próximo está a 157 km aproximadamente (Terminal Caldera Copec) y 80 km (terminal marítimo Chañaral).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NOX con combustión diésel, y además para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde los centros poblados más cercanos, estos son Diego de Almagro a 17 km, El Salvador a una distancia aproximada de 65 km y Chañaral a 80 km.

Gas natural: No está disponible un gasoducto cercano (mayor a 200 km), por lo cual se ha determinado no considerar el suministro de gas natural como combustible para la Unidad de Punta.

Equipos: Para la descarga de los equipos principales, los puertos cercanos son: Antofagasta aproximadamente a 413 km, Huasco a 350km y Chañaral aproximadamente a 80 km.

4.1.9.4 Recurso Energético Primario

Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de irradiación diaria de 7,0 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 69. Por su parte, el promedio mensual de la irradiación diaria mínima y máxima, son del orden de 4,1 kWh/m²/día y 9,2 kWh/m²/día respectivamente, como promedio mensual.

Al utilizar la herramienta de la generación eléctrica fotovoltaica del Explorador Solar, se obtiene un valor estimado de 176,4 GWh/año y un factor de planta del 29% para un proyecto solar fotovoltaico de 70.000 kWp. Estas condiciones, sumado a la baja frecuencia de ocurrencia de nubosidades (4%), son indicativas de la factibilidad técnica de desarrollo de una central fotovoltaica para la generación de energía eléctrica.

Viento:

Respecto al potencial eólico del área se puede señalar que el sitio seleccionado cuenta con un ciclo diario de velocidad y frecuencia de vientos que no sustenta la operación de una central eólica. Tal como se muestra en la Figura 70, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 3,4 m/s, con un mínimo medio de 2,52 m/s y un máximo medio de 4,11 m/s, lo cual lo convierte en un sitio poco adecuado para la instalación de aerogeneradores debido a la baja velocidad media diaria.

En el Anexo 1 se adjunta el Reporte Solar Fotovoltaico e Imagen del Recurso Viento (mt/seg) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 65. Subestación Cumbre 220 kV

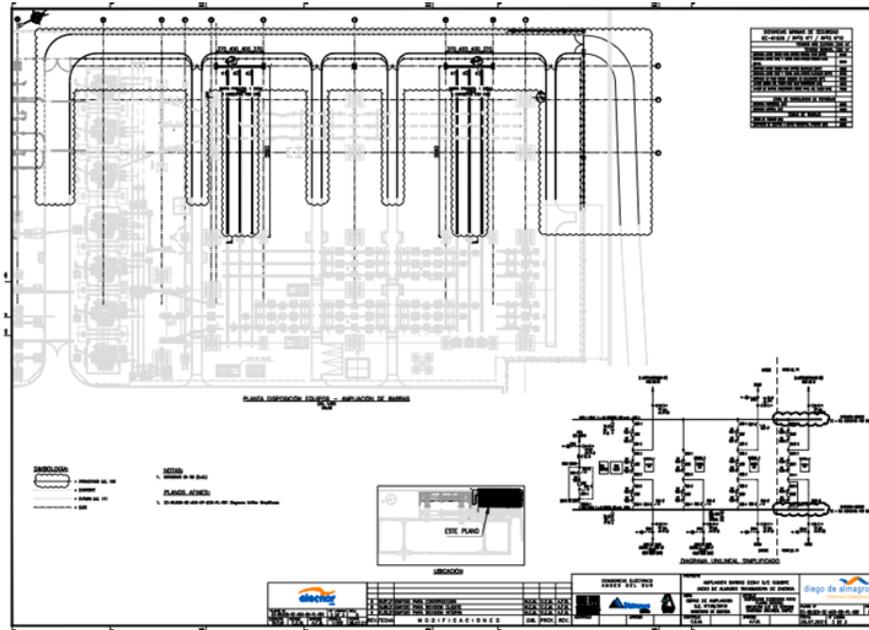


Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.9.5 Aspectos Técnicos

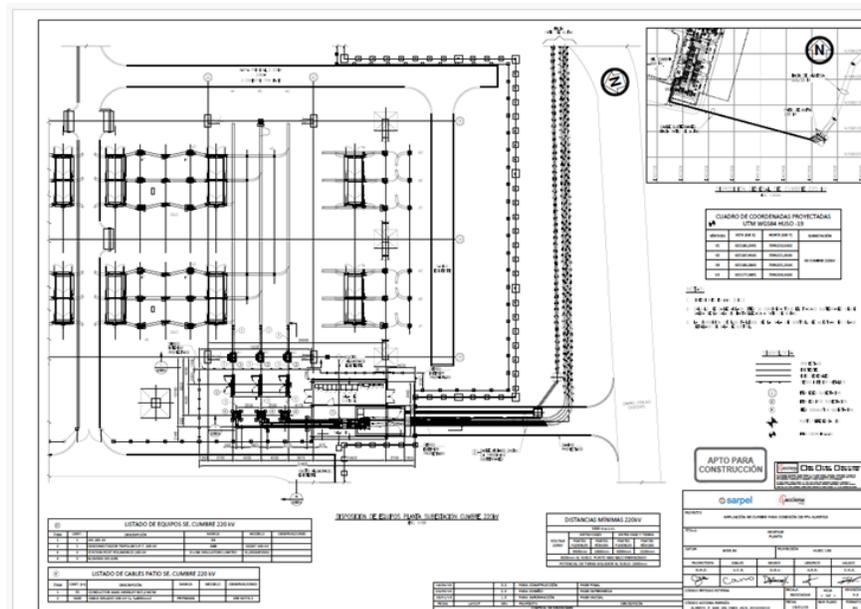
Esta subestación presenta una configuración del patio 220 kV del tipo convencional (Interruptor y medio) con 4 diagonales, con un total de ocho paños en nivel de 220 kV, todos de propiedad de STN. En la siguiente figura se aprecia la disposición en planta de la actual subestación Cumbre 220 kV.

Figura 66. Disposición en Planta Subestación Cumbre 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 67. Disposición en Planta Subestación Cumbres 220 kV - Conexión PFV Almeyda



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 220 kV, según se muestra en la figura anterior, podemos comentar lo siguiente:

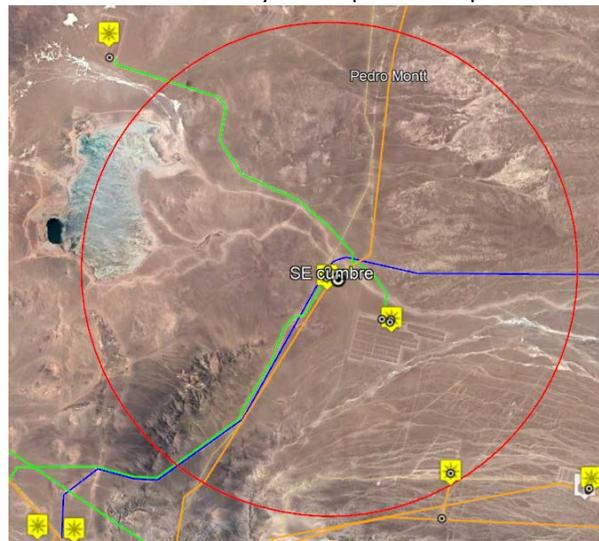
- El diseño original considera dos diagonales habilitadas y espacio total bajo barras para un total de 4 posiciones, dejando solo libre una de ellas.
- En el plan de expansión de 2018 se definió la expansión de la barra para permitir incluir dos diagonales adicionales, con una de estas posiciones siendo usado por un nuevo banco de autotransformadores.
- Con lo anterior, se tienen 4 posiciones libres.

Ahora bien, se observan 6 SAC en curso. Se destaca que a un proyecto se le aprobó y construyó una solución de conexión a solo una de las barras mediante un equipo GIS, la cual se conecta por un extremo (PFV Almeyda, ver Figura 67). Se desconoce la solución presentada por el último proyecto, pero se presume una solución similar al caso de Proyecto Solar Fotovoltaico Almeyda antes indicado.

- Luego de lo anterior se concluye que no quedan espacios disponibles en esta subestación, salvo la eventual posibilidad de usar una solución similar a la de PFV Almeyda, la cual habría que estudiar en profundidad si es viable.
- De la imagen satelital se ve terreno disponible hacia el este para futuras ampliaciones para ampliar la plataforma de la subestación.

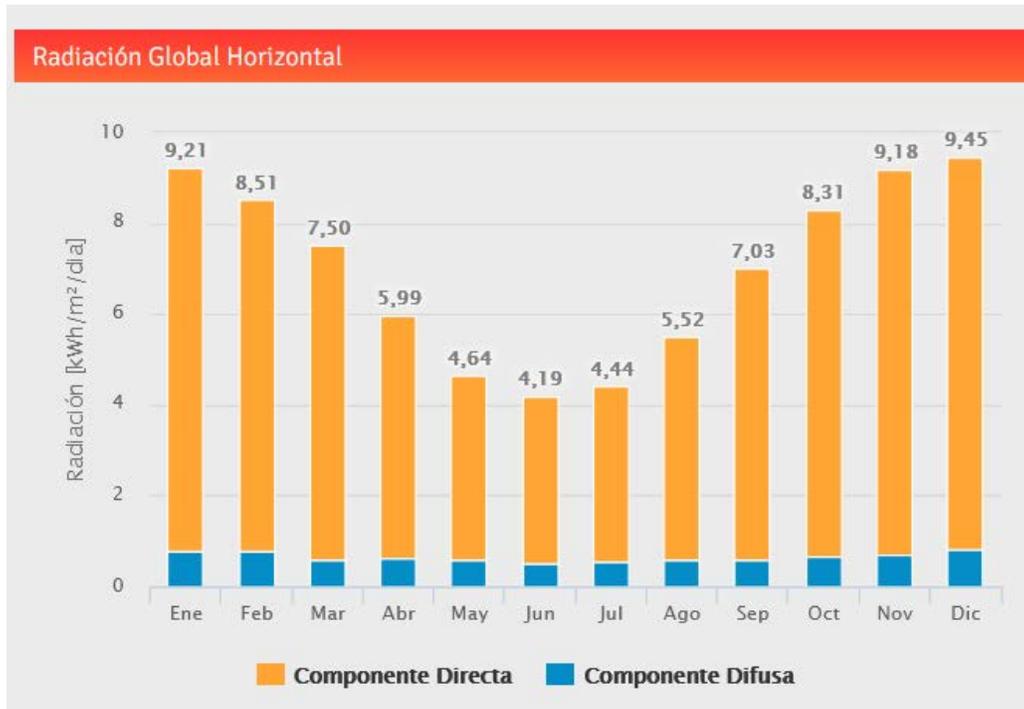
De los antecedentes técnicos antes presentados, si bien no hay paños ni espacio disponible dentro de esta subestación, se considera que según lo expuesto antes que una ampliación de esta subestación debiese ser viable. Por lo que se estima que la conexión en 220 kV de la unidad de punta es técnicamente factible a esta subestación y en plazos acotados concordantes con el horizonte de tiempo del presente estudio, por ejemplo, vía la solicitud de conexión como obra urgente (Art. 102 de la LGSE).

Figura 68. Subestación Cumbres 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta



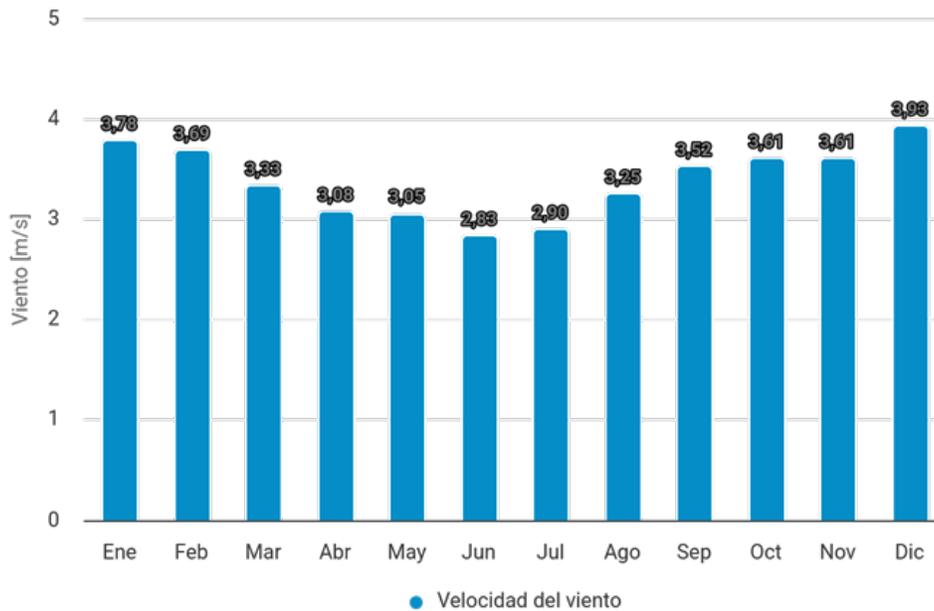
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 69. Radiación Solar en la zona de la Subestación Cumbres 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 70. Viento en la zona de la Subestación Cumbres 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.10 Zona de la Subestación Illapa 220 kV

4.1.10.1 Ubicación de la Central Generadora

Punto referencia Subestación: desierto de Atacama a unos 15 km aproximadamente al sur de Diego de Almagro, próxima a la ruta C17. El área seleccionada para el emplazamiento de la Unidad de Punta se encuentra en un radio de aproximadamente 2,0 km alrededor de la Subestación Illapa 220 kV, comuna de Diego de Almagro, Región de Atacama. Ver Figura 71 y Figura 73.

4.1.10.2 Aspectos Territoriales

Se observan dos sitios prioritarios asociados a estrategias regionales de biodiversidad en la zona (los Juanitos y Finca Chañaral).

La zona presenta áreas con administración de propiedad Fiscal de tipo concesión onerosa presumiblemente destinadas a proyectos de generación eléctrica renovable.

Por otro lado, no se observan restricciones territoriales.

De lo anterior, es posible encontrar sitios en un radio de 10 km de la subestación no afectados a las restricciones antes indicadas.

4.1.10.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel: Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el centro de distribución más próximo está a 170 km aproximadamente (Terminal Caldera Copec).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NOX con combustión diésel, y además para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde el centro poblado más cercano, esto es Diego de Almagro a 30 km, El Salvador a una distancia aproximada de 55 km y Chañaral a 90 km.

Gas natural: No está disponible un gasoducto cercano (mayor a 250 km), por lo cual se ha determinado no considerar el suministro de gas natural como combustible para la Unidad de Punta.

Equipos: Para la descarga de los equipos principales, los puertos cercanos son: Antofagasta aproximadamente a 430 km, Huasco a 310 km y Chañaral aproximadamente a 90 km.

4.1.10.4 Recurso Energético Primario

Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de irradiación diaria de 7 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 74. Por su parte, el promedio mensual de la irradiación diaria mínima y máxima, son del orden

de 4,1 kWh/m²/día y 9,3 kWh/m²/día respectivamente, como promedio mensual.

Al utilizar la herramienta de la generación eléctrica fotovoltaica del Explorador Solar, se obtiene un valor estimado de 177 GWh/año y un factor de planta del 29% para un proyecto solar fotovoltaico de 70.000 kWp. Estas condiciones, sumado a la baja frecuencia de ocurrencia de nubosidades (4%), garantizan la factibilidad técnica de desarrollo de una central fotovoltaica para la generación de energía eléctrica.

Viento:

Respecto al potencial eólico del área se puede señalar que el sitio seleccionado cuenta con un ciclo diario de velocidad y frecuencia de vientos que no sustenta la operación de una central eólica. Tal como se muestra en la Figura 75, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 4,1 m/s, con un mínimo medio de 3 m/s y un máximo medio de 5 m/s, lo cual lo convierte en un sitio poco adecuado para la instalación de aerogeneradores debido a la baja velocidad media diaria y a la alta variabilidad del recurso viento entre el mínimo medio y el máximo medio en la zona.

En el Anexo 1 se adjunta el Reporte Solar Fotovoltaico e Imagen del Recurso Viento (mt/seg) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 71. Subestación Illapa 220 kV

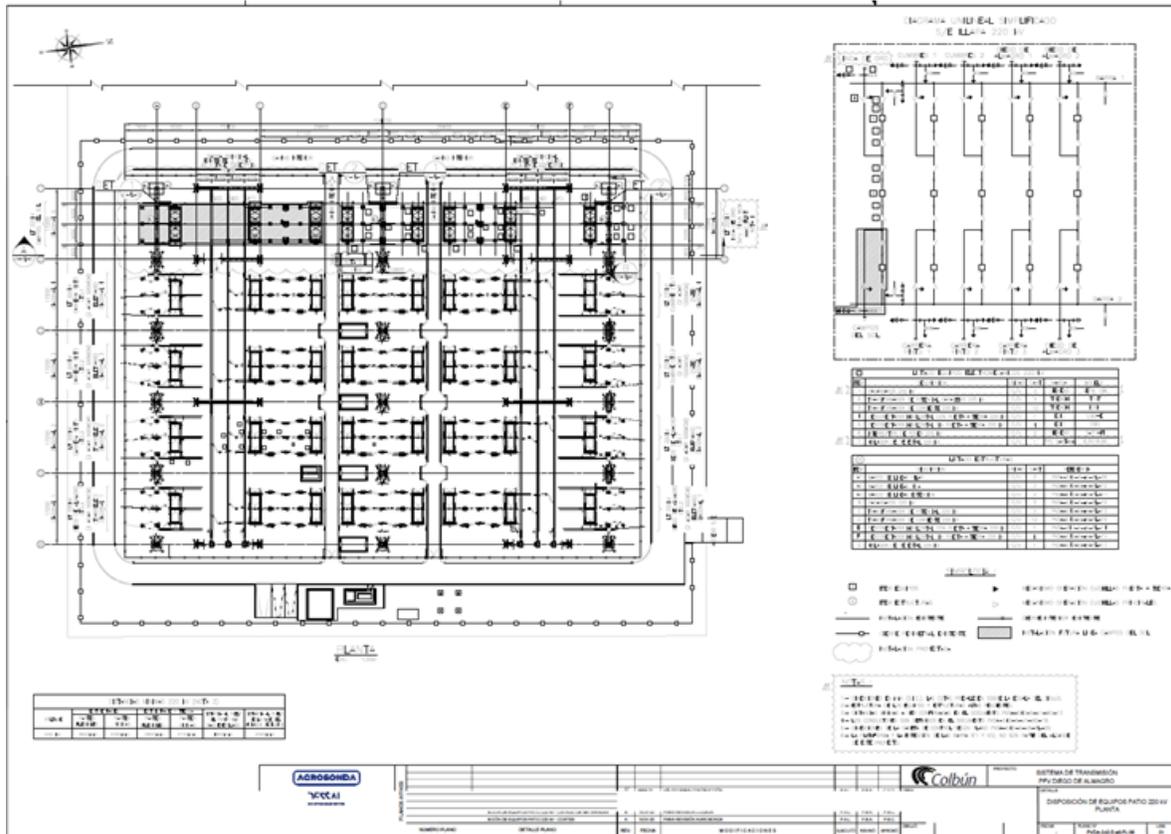


Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.10.5 Aspectos Técnicos

La subestación es del tipo AIS, configuración del patio de 220 kV del tipo Interruptor y medio, de 4 diagonales. Tiene un total de doce paños en nivel de 220 kV, diez de propiedad de Diego de Almagro Transmisora de Energía S.A., y dos paños de propiedad de Transmisora Eléctrica del Norte S.A.

Figura 72. Disposición en Planta Subestación Illapa 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

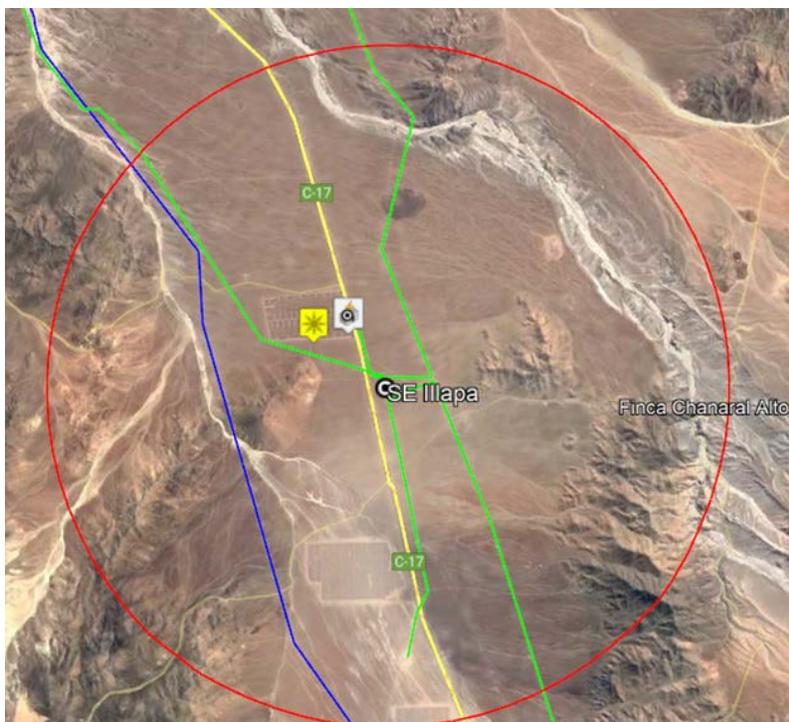
Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 220 kV, según se muestra en la figura anterior, podemos comentar lo siguiente:

- No se aprecia paño disponible. Se ve terreno nivelado para afectos de futuras ampliaciones. Se destaca que la zona dentro del perímetro de la subestación es solo espacio nivelado. No están extendidas las barras, no existe malla de tierra ni malla de tierra aérea.
- Se estima que la admisibilidad de una SAC para un proyecto en esta subestación sería rechazada. Las últimas dos SAC utilizaron los dos espacios disponibles.

De los antecedentes técnicos antes presentados se considera que, dada la existencia de terreno nivelado dentro de la propia subestación adyacente al patio de 220 kV, es técnicamente factible la conexión de la unidad de punta a esta subestación y en plazos acotados concordantes con el

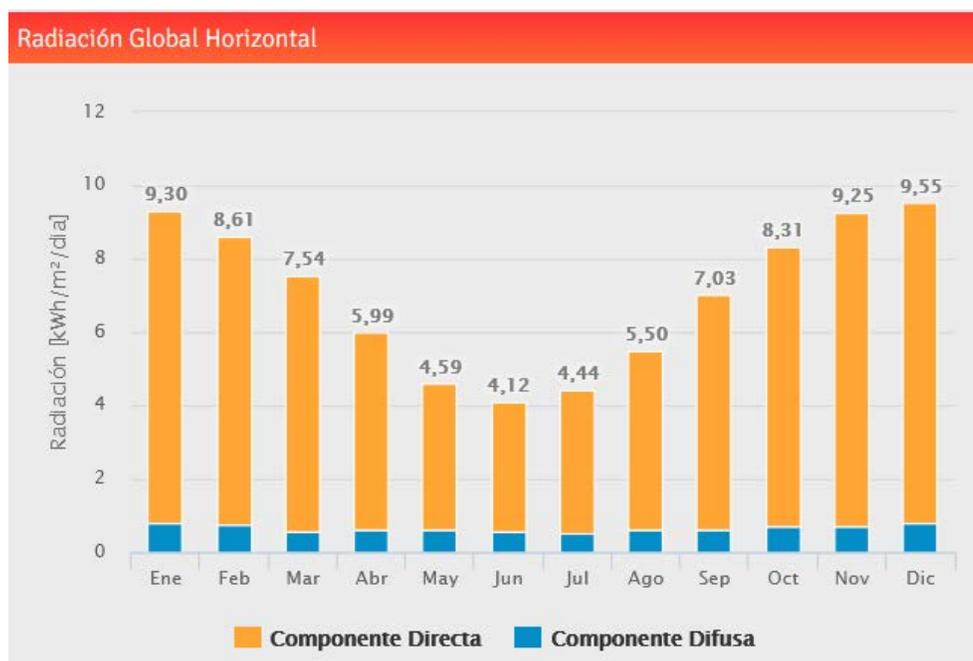
horizonte de tiempo del presente estudio, por ejemplo, vía la solicitud de conexión como obra urgente (Art. 102 de la LGSE).

Figura 73. Subestación Illapa 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta



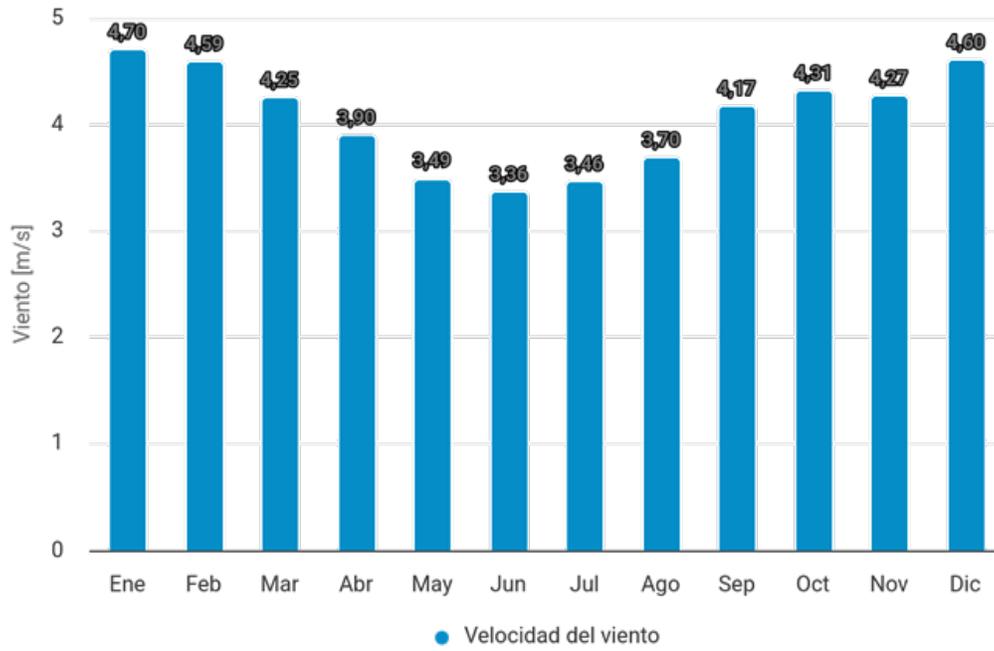
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 74. Radiación Solar en la zona de la Subestación Illapa 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 75. Viento en la zona de la Subestación Illapa 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.11 Zona de la Subestación Nueva Cardones 220 kV

4.1.11.1 Ubicación de la Central Generadora

Punto referencia Subestación: a 20 kilómetros al sur de Copiapó por Ruta 5. El área seleccionada para la unidad de punta se encuentra no mayor de 10 km de la Subestación Nueva Cardones 220 kV, Comuna de Cardones, Región de Atacama. Ver Figuras 4.2.51 y 4.2.53.

4.1.11.2 Aspectos Territoriales

La subestación está emplazada en un sitio prioritario denominada zona desierto-florido asociada a la ley 19.300. Además, esta cercana al parque nacional desierto florido (4km al suroeste).

Se estima que el emplazamiento dentro de la zona prioritaria en cuestión no impide el desarrollo de un proyecto de generación.

La zona presenta áreas muy acotadas con administración de propiedad Fiscal.

No se observan restricciones de planificación territorial.

4.1.11.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel: Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el centro de distribución más próximo está a 92 km aproximadamente (Terminal Caldera Copec).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NOX con combustión diésel, y además para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde el centro poblado más cercano, esto es Copiapó a una distancia aproximada de 20 km. Adicionalmente se puede explorar la posibilidad de suministro de agua desde una planta desaladora vía camiones aljibe.

Gas natural: No está disponible un gasoducto cercano (mayor a 350 km), por lo cual se ha determinado no considerar el suministro de gas natural como combustible para la Unidad de Punta.

Equipos: Para la descarga de los equipos, el puerto cercano es Coquimbo a aproximadamente 365 km, Huasco a 210 km y Caldera a 90 km.

4.1.11.4 Recurso Energético Primario

Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de irradiación diaria de 6,5 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 79. Por su parte, el promedio mensual de la irradiación diaria mínima y máxima, son del orden de 3,7 kWh/m²/día y 8,7 kWh/m²/día respectivamente, como promedio mensual.

Al utilizar la herramienta de la generación eléctrica fotovoltaica del Explorador Solar, se obtiene un valor estimado de 160,6 GWh/año y un factor de planta del 26% para un proyecto solar fotovoltaico de 70.000 kWp. Estas condiciones, sumado a la mediana frecuencia de ocurrencia de nubosidades (8%), garantizan la factibilidad técnica de desarrollo de una central fotovoltaica para la generación de energía eléctrica.

Viento:

Respecto al potencial eólico del área se puede señalar que el sitio seleccionado cuenta con un ciclo diario de velocidad y frecuencia de vientos que no sustenta la operación de una central eólica. Tal como se muestra en la Figura 80, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 3,2 m/s, con un mínimo medio de 2 m/s y un máximo medio de 4,4 m/s, lo cual lo convierte en un sitio poco adecuado para la instalación de aerogeneradores debido a la baja velocidad media diaria y a la alta variabilidad del recurso viento entre el mínimo medio y el máximo medio en la zona.

En el Anexo 1 se adjunta el reporte Solar Fotovoltaico e Imagen del Recurso Viento (mt/seg) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 76. Subestación Nueva Cardones 220 kV



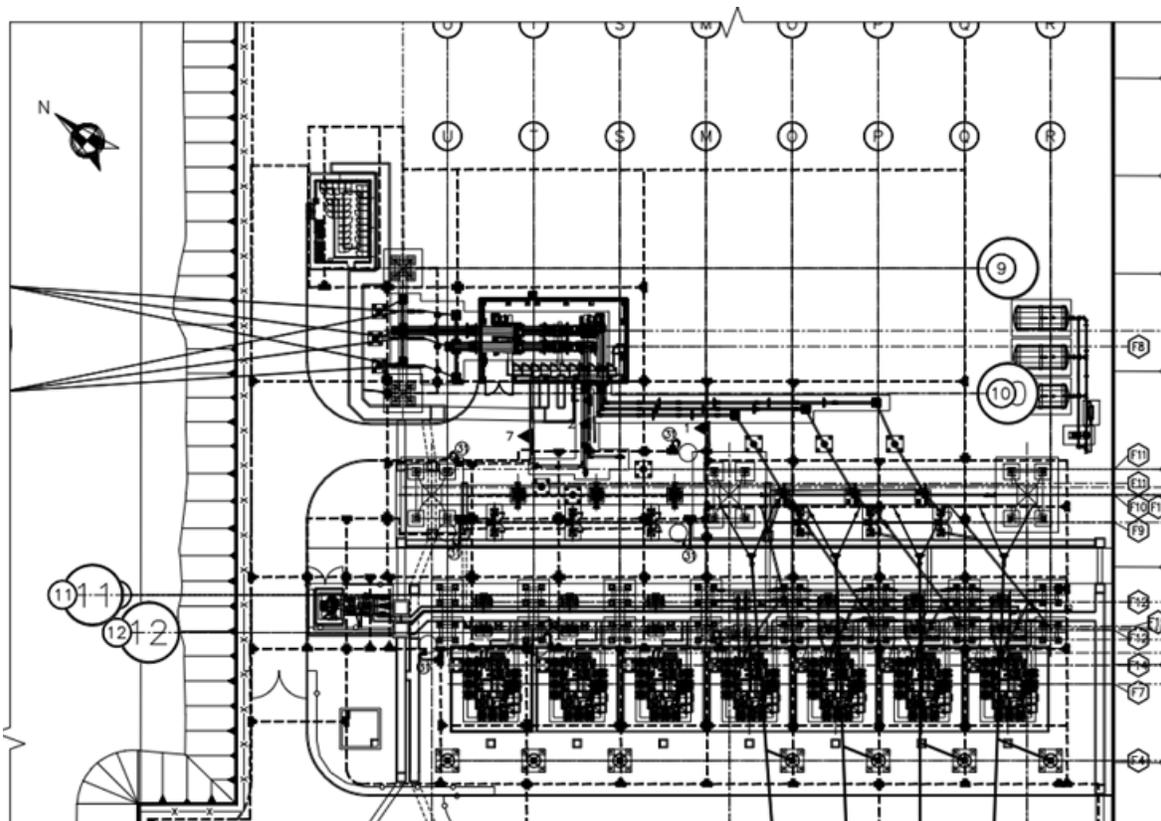
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.11.5 Aspectos Técnicos

La Subestación Nueva Cardones 220 kV se encuentra ubicada en la Comuna de Copiapó, Provincia de Copiapó, Región de Atacama a unos 20 km de distancia lineal de la ciudad de Copiapó.

Esta subestación es del tipo GIS interior, con una configuración del patio del tipo interruptor y medio, con un total de 4 paños, en nivel de 220 kV y todos son de propiedad de Interchile. La siguiente figura muestra la disposición en planta actual del patio de 220 kV de la subestación Nueva Cardones.

Figura 77. Disposición en planta Subestación Nueva Cardones 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 220 kV, según se muestra en la figura anterior, podemos comentar lo siguiente:

- En esta Subestación no se aprecian paños disponibles.
- Se han presentado 4 solicitudes de conexión a esta subestación, todas las cuales han sido rechazadas o desistidas. Se estima que una SAC en esta subestación sería rechazada.
- Dentro del informe definitivo del plan de expansión 2023, se considera la ampliación de esta subestación en 4 diagonales para la conexión de proyectos en la zona, lo cual dejaría disponible 8 posiciones de línea.

- De la imagen satelital y de la disposición de planta se ve terreno disponible dentro del mismo patio para la ubicación de los marcos de llegada y las mufas respectivas. Este espacio fue definido en el diseño original de la subestación para efectos de futuras ampliaciones.
- Dentro del perímetro de la subestación se ve espacio para la ampliación del galpón del equipamiento GIS.

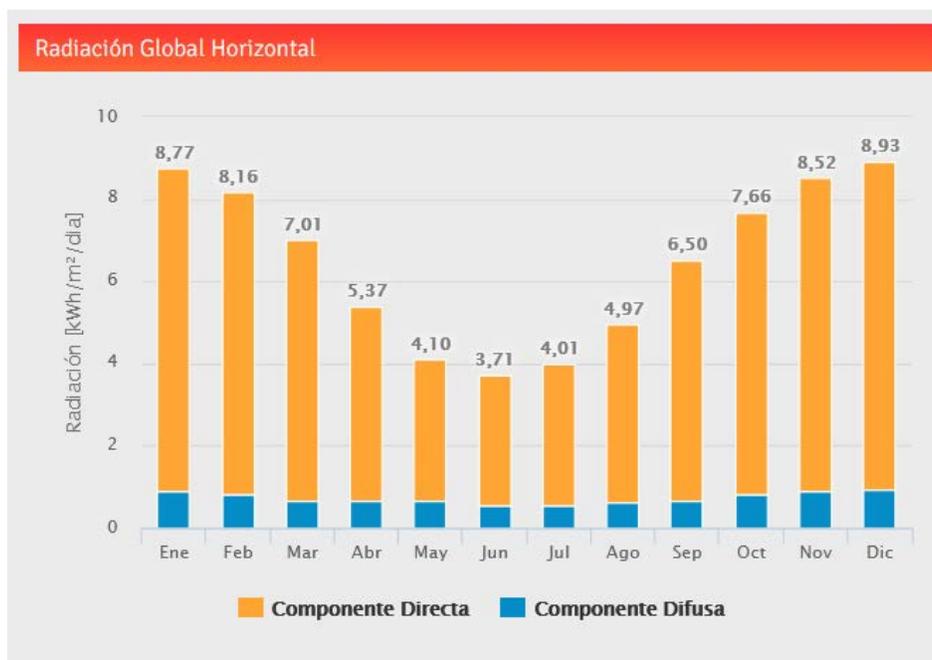
De los antecedentes técnicos antes presentados se considera que, si bien no hay espacio disponible al día de hoy, dada la existencia de espacio dentro de la propia subestación en el patio de 220 kV y estando ya definida la ampliación de esta subestación, se estima que es técnicamente factible la conexión de la unidad de punta a esta subestación y en plazos acotados concordantes con el horizonte de tiempo del presente estudio.

Figura 78. Subestación Nueva Cardones 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta



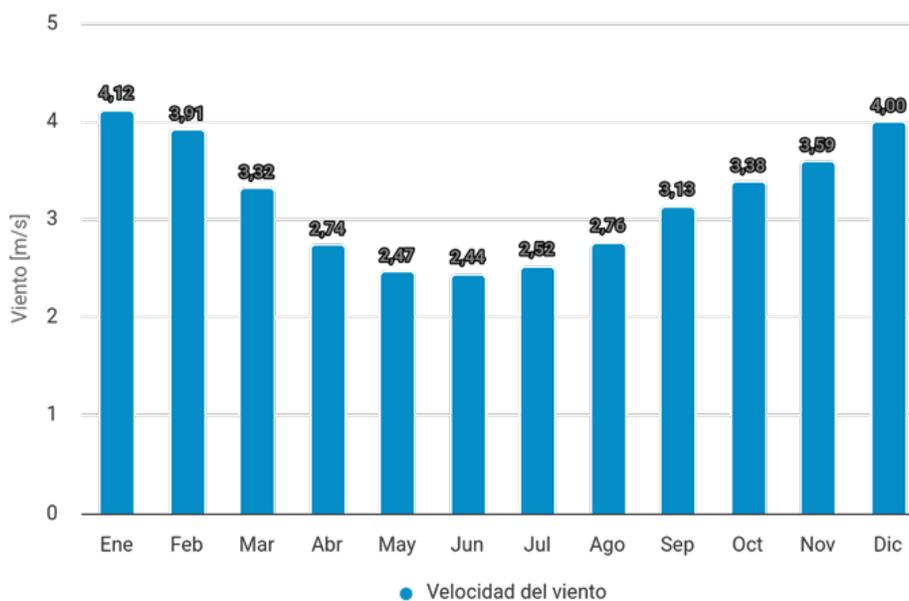
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 79. Radiación Solar en la zona de la Subestación Nueva Cardones 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 80. Viento en la zona de la Subestación Nueva Cardones 220 kV



4.1.12 Zona de la Subestación Nueva Maitencillo 220 kV

4.1.12.1 Ubicación de la Central Generadora

Punto referencia Subestación: a 3 kilómetros al sur de la localidad de Maitencillo. El área seleccionada para la unidad de punta se encuentra no mayor de 10 km de la Subestación Nueva Maitencillo 220 kV, Comuna de Huasco, Región de Atacama. Ver Figura 81 y Figura 83.

4.1.12.2 Aspectos Territoriales

La subestación está emplazada cercana (1 km) a un sitio prioritario denominado zona desierto-florido asociada a la ley 19.300. Se estima que el emplazamiento dentro de la zona prioritaria en cuestión no impide el desarrollo de un proyecto de generación.

La zona no presenta áreas con administración de propiedad Fiscal.

No se observan restricciones de planificación territorial.

De lo anterior, se observa que es posible encontrar sitios en un radio de 10 km de la subestación no afectos a las restricciones antes indicadas.

4.1.12.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel: Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el centro de distribución más próximo está a 225 km aproximadamente (Terminal Copec Guayacán).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NOX con combustión diésel, y además para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde el centro poblado más cercano, esto es Vallenar a una distancia aproximada de 21 km y Huasco a una distancia aproximada de 34 km.

Gas natural: No está disponible un gasoducto cercano (mayor a 350 km), por lo cual se ha determinado no considerar el suministro de gas natural como combustible para la Unidad de Punta.

Equipos: Para la descarga de los equipos, los puertos cercanos son Coquimbo a aproximadamente 225 km, Huasco a 35 km y Caldera a 230 km.

4.1.12.4 Recurso Energético Primario

Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de irradiación diaria de 6,5 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 84. Por su parte, el promedio mensual de la irradiación diaria mínima y máxima, son del orden

de 3,2 kWh/m²/día y 8,7 kWh/m²/día respectivamente, como promedio mensual.

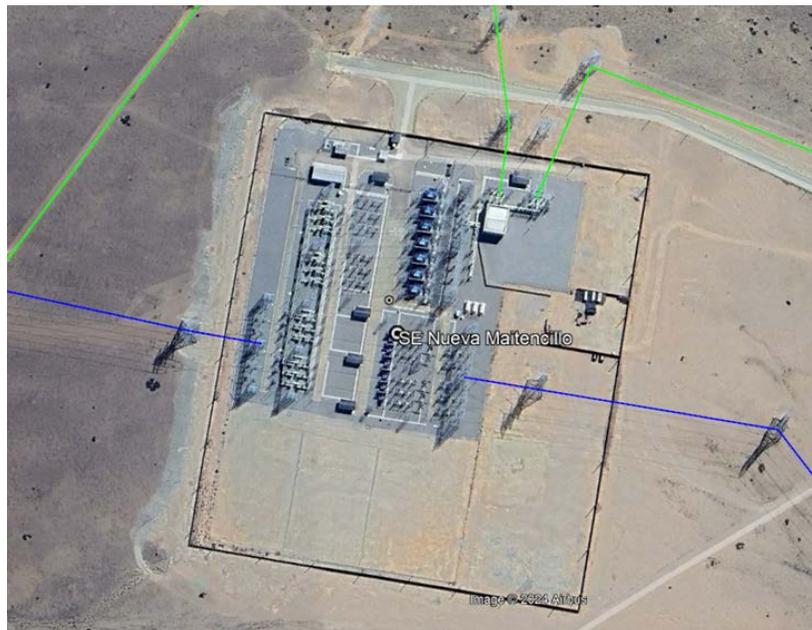
Al utilizar la herramienta de la generación eléctrica fotovoltaica del Explorador Solar, se obtiene un valor estimado de 151,2 GWh/año y un factor de planta del 25% para un proyecto solar fotovoltaico de 70.000 kWp. Estas condiciones, sumado a la mediana frecuencia de ocurrencia de nubosidades (11%), son indicativos de la factibilidad técnica de desarrollo de una central fotovoltaica para la generación de energía eléctrica.

Viento:

Respecto al potencial eólico del área se puede señalar que el sitio seleccionado cuenta con un ciclo diario de velocidad y frecuencia de vientos que no sustenta la operación de una central eólica. Tal como se muestra en la Figura 85, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 3,3 m/s, con un mínimo medio de 1,55 m/s y un máximo medio de 4,79 m/s, lo cual lo convierte en un sitio poco adecuado para la instalación de aerogeneradores debido a la baja velocidad media diaria y a la alta variabilidad del recurso viento entre el mínimo medio y el máximo medio en la zona.

En el Anexo 1 se adjunta el Reporte Solar Fotovoltaico e Imagen del Recurso Viento (mt/seg) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 81. Subestación Nueva Maitencillo 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

- De la imagen satelital y de la disposición de planta se ve terreno disponible dentro del mismo patio para la ubicación de los marcos de llegada y las mufas respectivas. Este espacio fue definido en el diseño original de la subestación para efectos de futuras ampliaciones.
- Dentro del perímetro de la subestación se ve espacio para la ampliación del galpón del equipamiento GIS.

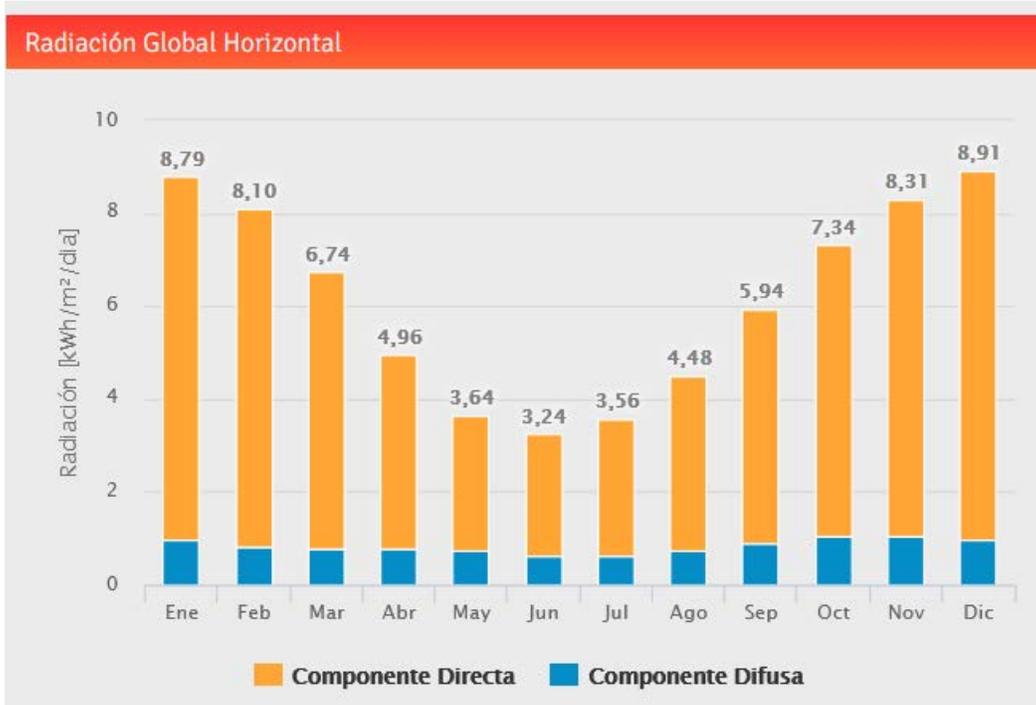
De los antecedentes técnicos antes presentados se considera que, si bien no hay espacio disponible al día de hoy, dada la existencia de espacio dentro de la propia subestación en el patio de 220 kV y estando ya definida la ampliación de esta subestación, es técnicamente factible la conexión de la unidad de punta a esta subestación y en plazos acotados concordantes con el horizonte de tiempo del presente estudio.

Figura 83. Subestación Nueva Maitencillo 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta



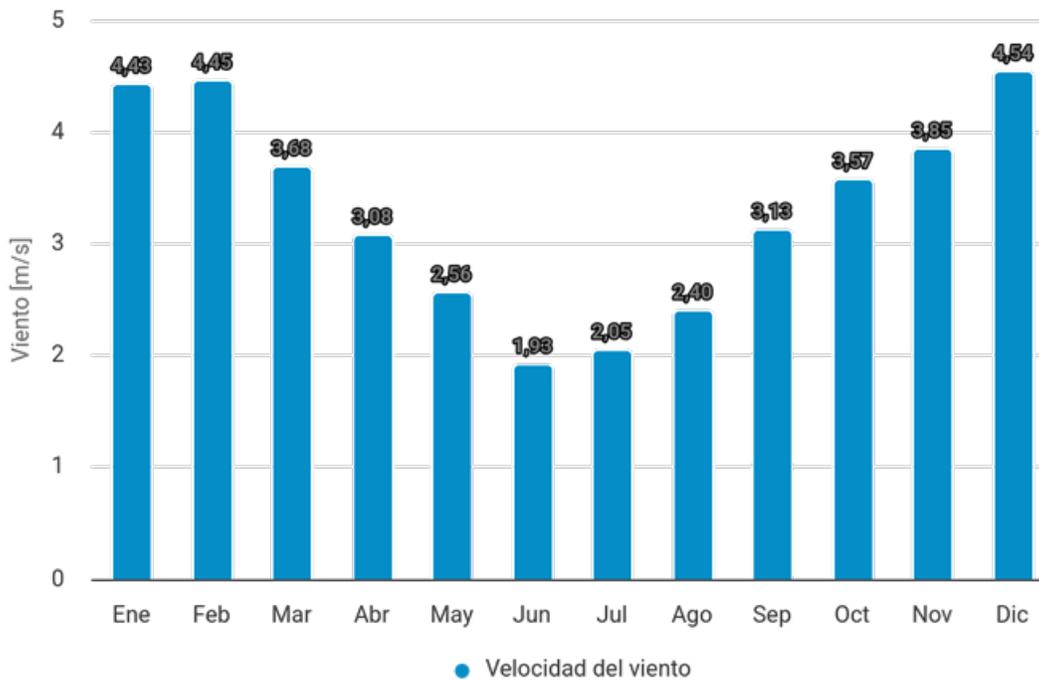
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 84. Radiación Solar en la zona de la Subestación Nueva Maitencillo 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 85. Viento en la zona de la Subestación Nueva Maitencillo 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.13 Zona de la Subestación Nueva Pan de Azúcar 220 kV

4.1.13.1 Ubicación de la Central Generadora

Punto referencia Subestación: a 20 kilómetros al Sur de Coquimbo por Ruta 43. El área seleccionada para la unidad de punta se encuentra a una distancia no mayor de 10 km respecto de la ubicación de la Subestación Nueva Pan de Azúcar 220 kV, Comuna de Coquimbo, Región de Coquimbo. Ver Figura 86y Figura 88.

4.1.13.2 Aspectos Territoriales

No se observan restricciones medio ambientales. No se observan restricciones de Planificación Territorial. La zona no presenta administración de propiedad fiscal.

De lo anterior, se observa que es posible encontrar sitios en un radio de 10 km de la subestación no afectados a las restricciones antes indicadas.

4.1.13.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel: Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el centro de distribución más próximo está en Coquimbo a 26 km aproximadamente (Terminal Guayacán Petrobras).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NOX con combustión diésel, y además para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde el centro poblado más cercano, esto es Coquimbo a una distancia aproximada de 25 km.

Gas natural: No está disponible un gasoducto cercano (mayor a 350 km), por lo cual se ha determinado no considerar el suministro de gas natural como combustible para la Unidad de Punta.

Equipos: Para la descarga de los equipos, los puertos más próximos son: Coquimbo a 25 km y Valparaíso aproximadamente a 400 km.

4.1.13.4 Recurso Energético Primario

Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de irradiación diaria de 5,4 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 89. Por su parte, el promedio mensual de la irradiación diaria mínima y máxima, son del orden de 2,7 kWh/m²/día y 7,9 kWh/m²/día respectivamente, como promedio mensual.

Al utilizar la herramienta de la generación eléctrica fotovoltaica del Explorador Solar, se obtiene un valor estimado de 130,4 GWh/año y un factor de planta del 21% para un proyecto solar fotovoltaico de 70.000 kWp. Estas condiciones, sumado a la mediana frecuencia de ocurrencia de

nubosidades (17%), no garantizan la factibilidad técnica de desarrollo de una central fotovoltaica para la generación de energía eléctrica.

Viento:

Respecto al potencial eólico del área se puede señalar que el sitio seleccionado cuenta con un ciclo diario de velocidad y frecuencia de vientos que no sustenta la operación de una central eólica. Tal como se muestra en la Figura 90 , el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 1,9 m/s, con un mínimo medio de 0,9 m/s y un máximo medio de 3 m/s, lo cual lo convierte en un sitio poco adecuado para la instalación de aerogeneradores debido a la baja velocidad media diaria y a la baja velocidad máxima medio en la zona.

En el Anexo 1 se adjunta el Reporte Solar Fotovoltaico e Imagen del Recurso Viento (mt/seg) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 86. Subestación Nueva Pan de Azúcar 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

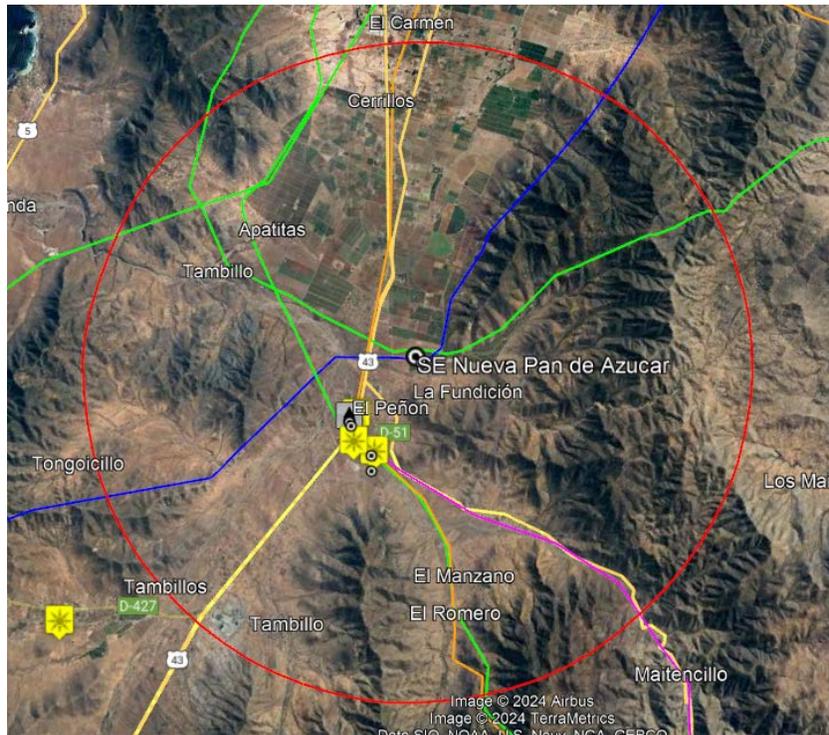
- Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra - Los Pelambres 2x220 kV, 2x580 MVA: noviembre 2022
- Ampliación en S/E Nueva Pan de Azúcar: junio 2023

Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 220 kV, según se muestra en la figura anterior, podemos comentar lo siguiente:

- Considerando todas las ampliaciones en curso, en esta subestación se visualizan dos paños disponibles.
- Se han presentado dos solicitudes de conexión la cual fueron aprobadas, por lo que se estima que no hay posiciones disponibles. Luego, se estima que una SAC en esta subestación sería rechazada.
- De la imagen satelital y de la disposición de planta se ve terreno disponible dentro del mismo patio para la ubicación de los marcos de llegada y las mufas respectivas. Este espacio fue definido en el diseño original de la subestación para efectos de futuras ampliaciones.
- Dentro del perímetro de la subestación se ve espacio para la ampliación del galpón del equipamiento GIS.

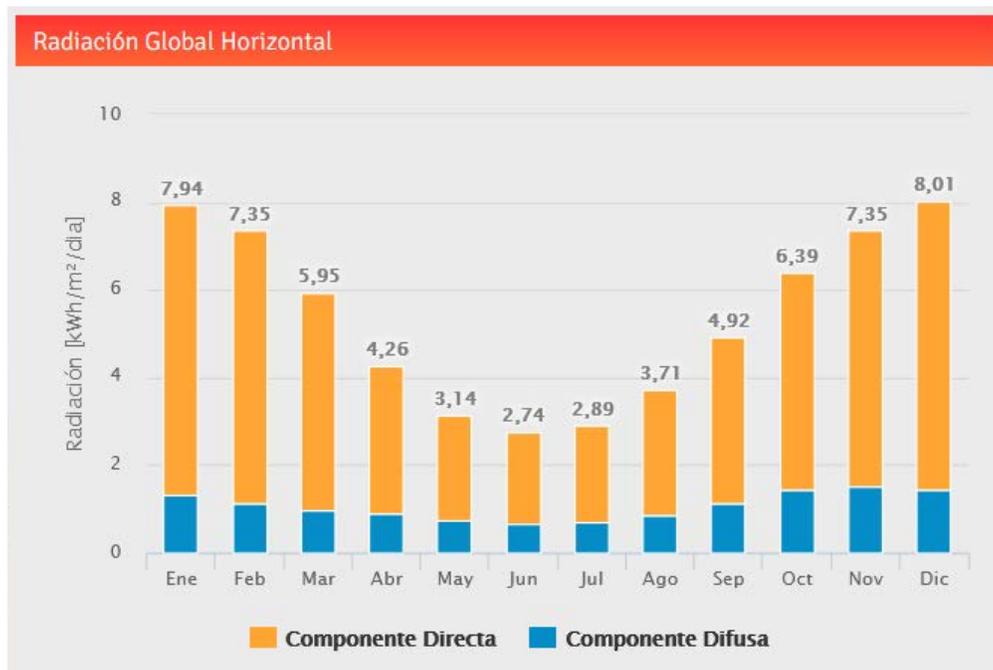
De los antecedentes técnicos antes presentados se considera que dada la existencia de espacio dentro de la propia subestación en el patio de 220 kV ya reservado para ampliaciones se estima que es técnicamente factible la conexión de la unidad de punta a esta subestación y en plazos acotados concordantes con el horizonte de tiempo del presente estudio, por ejemplo, vía la solicitud de conexión como obra urgente (Art. 102 de la LGSE).

Figura 88. Subestación Nueva Pan de Azúcar 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta



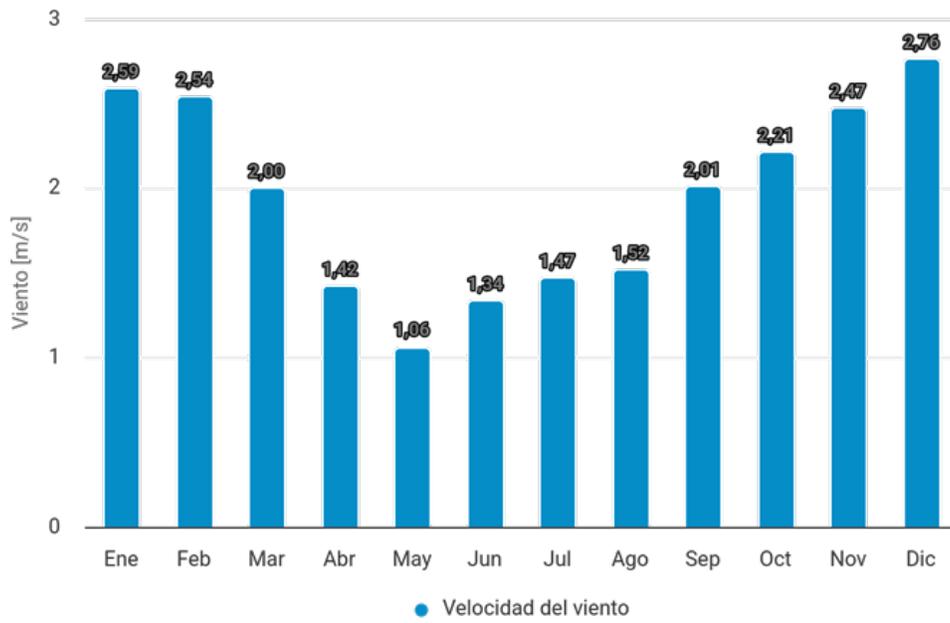
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 89. Radiación Solar en la zona de la Subestación Nueva pan de Azúcar 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 90. Viento en la zona de la Subestación Nueva Pan de Azúcar 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.14 Zona de la subestación Nogales 220 kV

4.1.14.1 Ubicación de la Central Generadora

Punto referencia Subestación: a 3.5 kilómetros al noroeste de Nogales por ruta 5 y ruta F-20. La Subestación Nogales 220 kV se encuentra ubicada a un costado de la Ruta F-296 s/n (Alameda Los Corrales) 0,86 km, Parcela 5, Casas de Pucalán, Comuna de Nogales, V Región de Valparaíso.

El área seleccionada para la unidad de punta se encuentra a una distancia no mayor de 10 km de la Subestación Nogales 220 kV, Comuna de Nogales, Región de Valparaíso. Ver Figura 91 y Figura 93.

4.1.14.2 Aspectos Territoriales

La subestación se encuentra cercana (7 km) del área afecta al Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica para las comunas de Concón, Quintero y Puchuncaví de Descontaminación, el que considera elementos tales como, SO₂ y material particulado respirable MP10.

Además, la subestación está emplazada en un área latente/saturada por MP10 de Provincia de Quillota y de las comunas de Catemu, Panquehue y Llay-Llay de la Provincia de San Felipe de Aconcagua. Se estima que lo anterior no es impedimento para el desarrollo de un proyecto de generación.

La subestación está emplazada cercana a un sitio prioritario denominado zona Cuesta el Melón - Altos de Pucalán - La Canela asociada a la estrategia regional de biodiversidad y Cordillera El Melón asociada a la ley 19.300.

La zona no presenta áreas con administración de propiedad Fiscal y no se observan restricciones de planificación territorial.

4.1.14.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel: Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el centro de distribución más próximo está a 40 km aproximadamente (Terminal Quintero ENAP).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NO_x con combustión diésel, y además para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde el centro poblado más cercano, este es la Calera a una distancia aproximada de 13 km. Se puede también considerar la alternativa de explorar extracción de pozos profundos.

Gas natural: El suministro de Gas natural podrá ser tomado del gasoducto que pasa cercano a la localización propuesta para la unidad de punta. La distancia aproximada es de 27 km app. (Gasoducto Quintero-Quillota 24 Pulgadas, propiedad de Electrogas).

Equipos: Para la descarga de los equipos, los puertos más próximos son: Valparaíso aproximadamente a 80 km y San Antonio a 140 km.

4.1.14.4 Recurso Energético Primario

Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de irradiación diaria de 5,3 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 94. Por su parte, el promedio mensual de la irradiación diaria mínima y máxima, son del orden de 2,5 kWh/m²/día y 8,6 kWh/m²/día respectivamente, como promedio mensual.

Al utilizar la herramienta de la generación eléctrica fotovoltaica del Explorador Solar, se obtiene un valor estimado de 132,4 GWh/año y un factor de planta del 22% para un proyecto solar fotovoltaico de 70.000 kWp. Estas condiciones, sumado a la mediana frecuencia de ocurrencia de nubosidades (15%), no garantizan la factibilidad técnica de desarrollo de una central fotovoltaica para la generación de energía eléctrica.

Viento: Respecto al potencial eólico del área se puede señalar que el sitio seleccionado cuenta con un ciclo diario de velocidad y frecuencia de vientos que no sustenta la operación de una central eólica. Tal como se muestra en la Figura 95, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 3,8 m/s, con un mínimo medio de 2,2 m/s y un máximo medio de 8,3 m/s, lo cual lo convierte en un sitio poco adecuado para la instalación de aerogeneradores debido a la baja velocidad media diaria y a la baja velocidad máxima media en la zona.

En el Anexo 1 se adjunta el Reporte Solar Fotovoltaico e Imagen del Recurso Viento (mt/seg) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 91. Subestación Nogales 220 kV

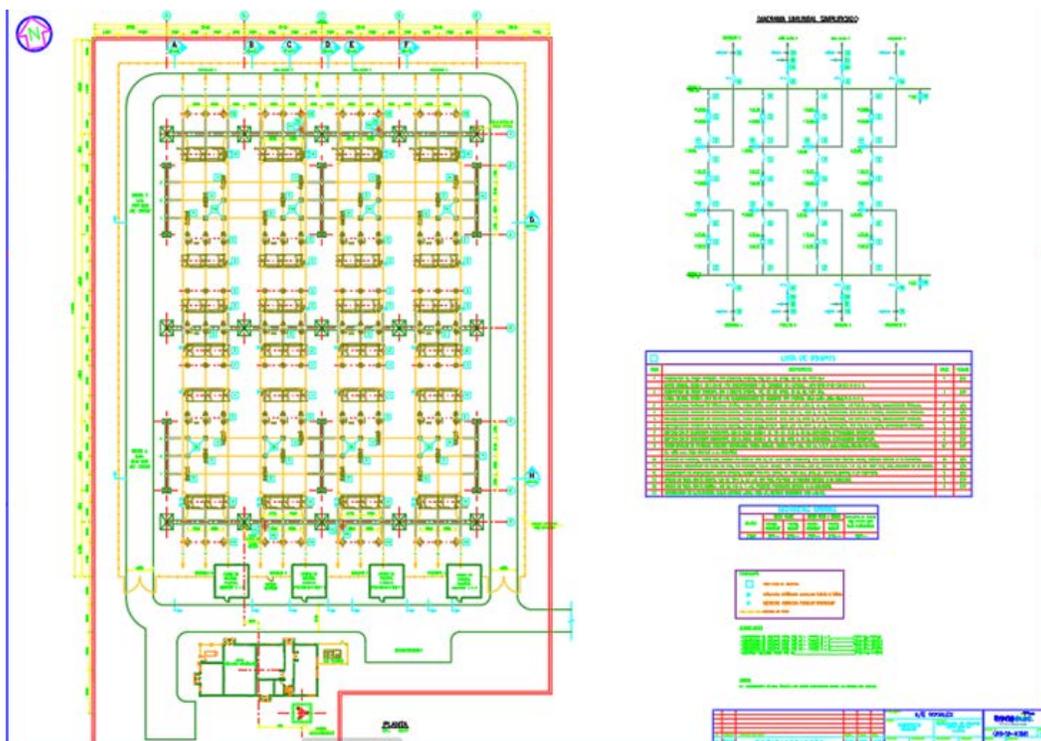


Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.14.5 Aspectos Técnicos

Esta subestación presenta una configuración de los patios del tipo interruptor y medio (c/u de las 4 diagonales tiene 3 paños, uno central y dos al lado de las barras con un total de 12 paños en nivel de 220 kV, todos de propiedad de Transelec. La siguiente figura muestra la disposición de planta de subestación Nogales.

Figura 92. Disposición de Planta Subestación Nogales 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

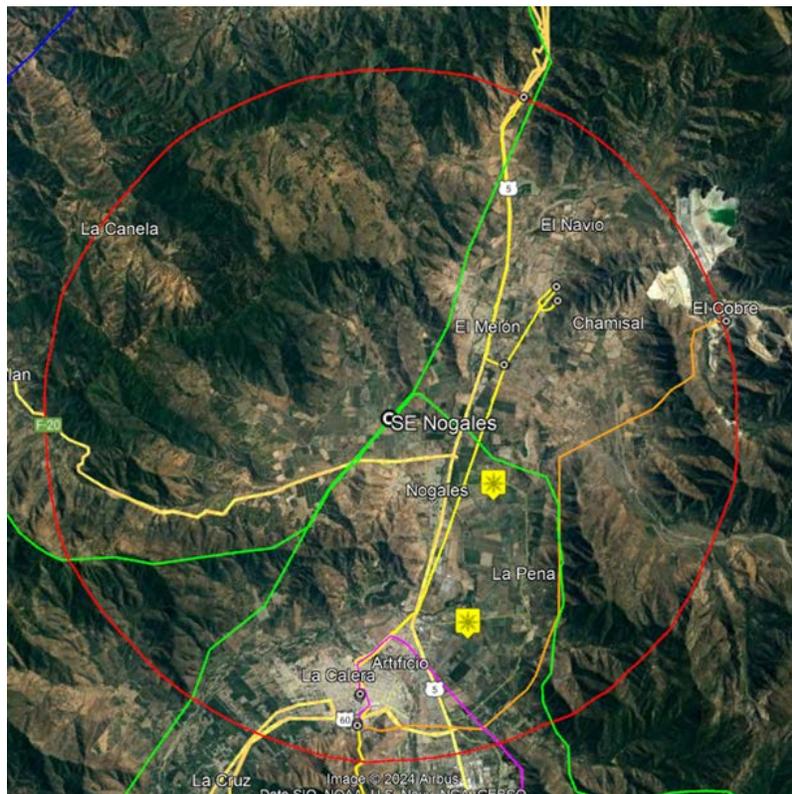
Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión adicional en el patio de 220 kV, según se muestra en la figura anterior, podemos comentar lo siguiente:

- No existen paños disponibles en el patio de 220 kV.
- No se han presentado solicitudes de conexión en esta subestación.

- Dentro del informe definitivo del plan de expansión 2023, se considera la ampliación de esta subestación en 2 diagonales para la conexión de proyectos en la zona, lo cual dejaría disponible 4 posiciones de línea.
- Tanto en el lado Este y Oeste de la subestación, existe espacio disponible para la ampliación de la subestación, mediante la inclusión de una nueva diagonal. Los terrenos que ocuparía la ampliación son de propiedad de Transelec. Asimismo, la ampliación del patio de 220 kV requeriría obras adicionales para su habilitación.

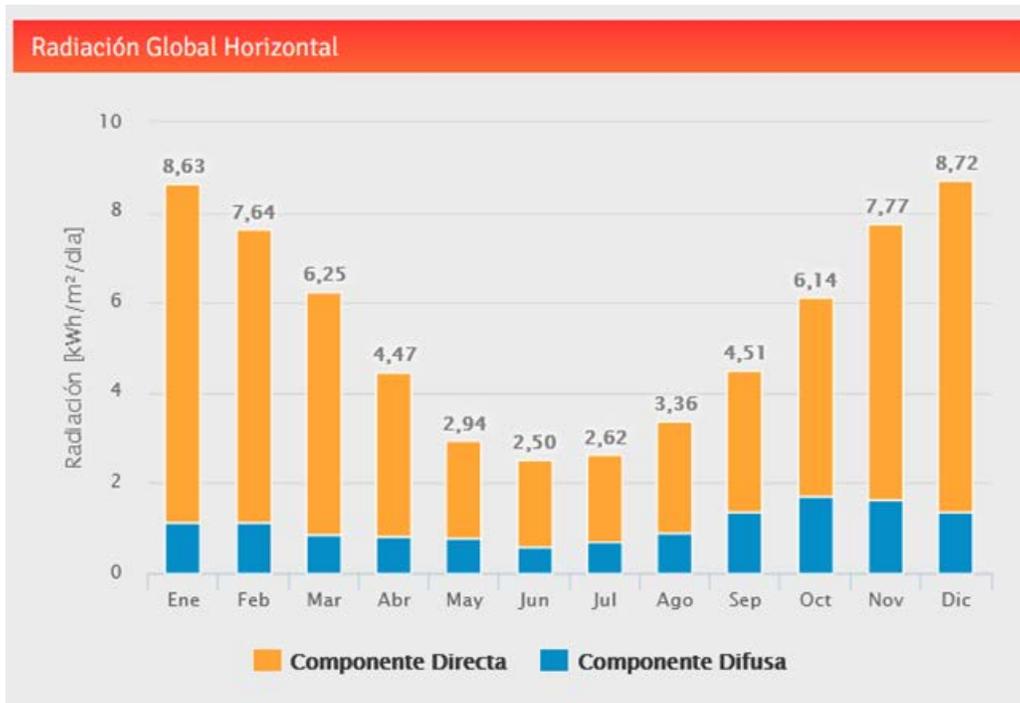
De los antecedentes técnicos antes presentados, si bien no hay paños ni espacio disponible dentro del patio de 220 kV, se considera que, según lo expuesto antes, una ampliación de esta subestación no debiese revestir mayor complejidad, más aún, considerando la ampliación ya definida para esta subestación. Por lo anterior, se estima que la conexión en 220 kV de la unidad de punta a esta subestación es técnicamente factible y en plazos acotados concordantes con el horizonte de tiempo del presente estudio.

Figura 93. Subestación Nogales 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta



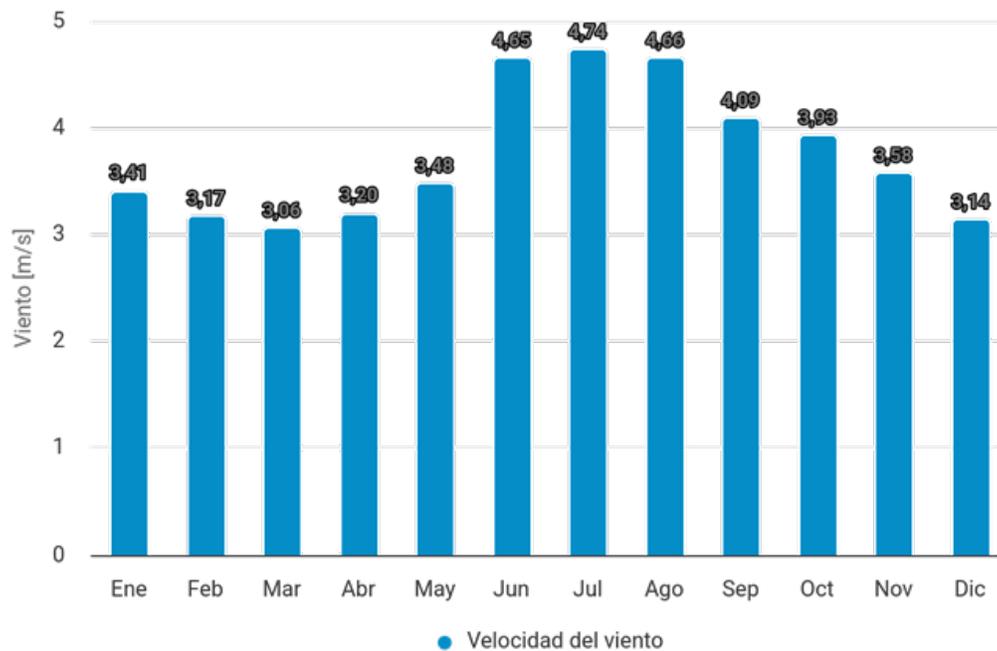
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 94. Radiación Solar en la zona de la Subestación Nogales 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 95. Viento en la zona de la Subestación Nogales 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.15 Zona de la Subestación Lo Aguirre 220 kV

4.1.15.1 Ubicación de la Central Generadora

Punto referencia Subestación: a 11 kilómetros al Oeste del comienzo de la ruta 68, por ruta 68. La Subestación Lo Aguirre 220 kV se encuentra ubicada a 5 km de la entrada este del túnel Lo Aguirre de la ruta 68, Comuna de Pudahuel, Región Metropolitana.

El área seleccionada para la unidad de punta se encuentra a una distancia no mayor de 10 km de la ubicación de la Subestación Lo Aguirre 220 kV, Comuna de Pudahuel, Región Metropolitana. Ver Figura 96 y Figura 98.

4.1.15.2 Aspectos Territoriales

Se detecta zona con plan de descontaminación: declarada zona saturada y latente por contaminación del aire, saturada por ozono, material particulado respirable, partículas en suspensión y declarada zona saturada por monóxido de carbono y latente por dióxido de nitrógeno.

Dado lo anterior, la instalación de unidades térmicas en las cercanías de la subestación se estima ambientalmente complejo y sujeto a compensaciones de emisiones. Por lo anterior se define ubicar las unidades térmicas para esta subestación fuera de la Región Metropolitana a una distancia aproximada de 40 km de la subestación.

La subestación está emplazada cercana (500 m) a un sitio prioritario denominado el Roble asociada a la ley 19.300 y al santuario de la naturaleza Quebrada de la Plata (5 km).

Se observan restricciones con el Plan Regulador Metropolitano de Santiago, estando la subestación emplazada dentro de zona urbana y distante a 7 km de límite urbano.

La zona no presenta administración de propiedad fiscal.

4.1.15.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel: Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el centro de distribución más próximo está a 26 km aproximadamente (Terminal Maipú Copec).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NOX con combustión diésel, y además para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde el centro poblado más cercano, este es Pudahuel aproximadamente a 10 km. Se puede también considerar la alternativa de explorar extracción de pozos profundos.

Gas natural: El suministro de Gas natural podrá ser tomado del Gasoducto que pasa cercano a la localización de la unidad de punta. La distancia aproximada es de 10 km. (Gasoducto San Bernardo - Quillota 24 pulgadas (Ratones-Quillota), Propiedad Electrogas).

Equipos: Para la descarga de los equipos, los puertos más próximos son: San Antonio a 94 km y Valparaíso aproximadamente a 97 km.

4.1.15.4 Recurso Energético Primario

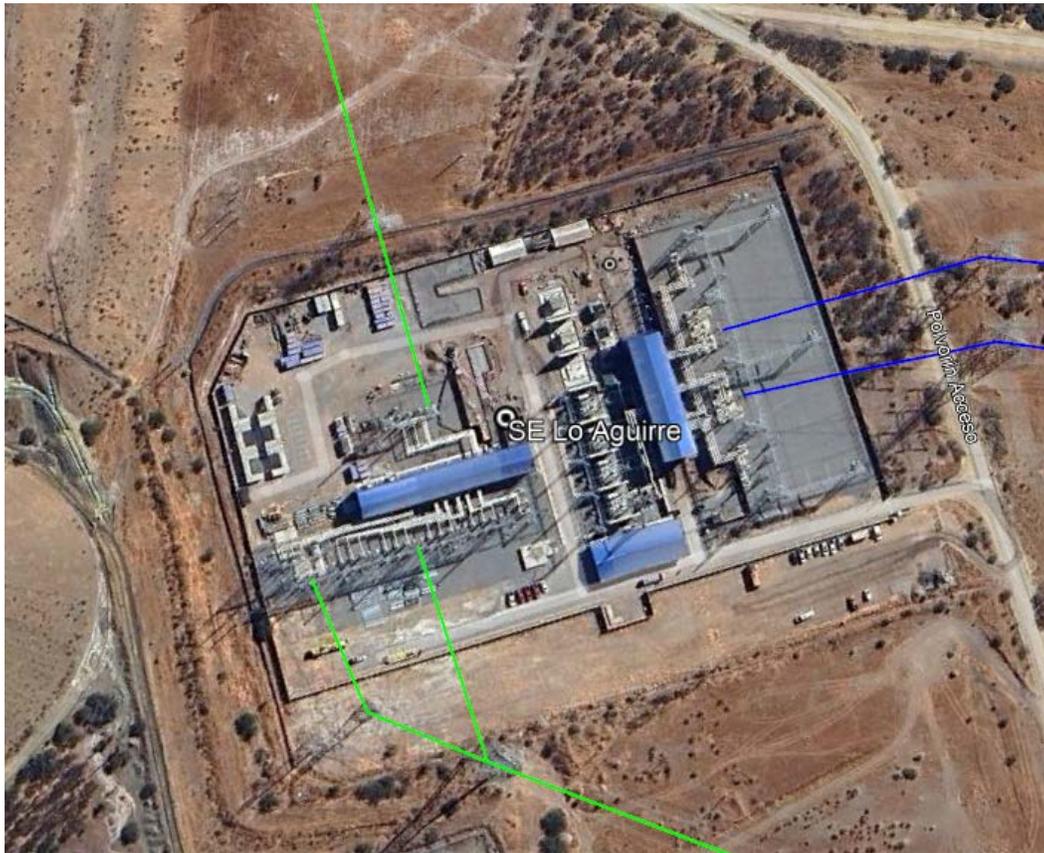
Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de irradiación diaria de 5,5 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 99. Por su parte, el promedio mensual de la irradiación diaria mínima y máxima, son del orden de 2,3 kWh/m²/día y 9 kWh/m²/día respectivamente, como promedio mensual.

Al utilizar la herramienta de la generación eléctrica fotovoltaica del Explorador Solar, se obtiene un valor estimado de 138,7 GWh/año y un factor de planta del 23% para un proyecto solar fotovoltaico de 70.000 kWp. Estas condiciones, sumado a la mediana frecuencia de ocurrencia de nubosidades (14%), no garantizan la factibilidad técnica de desarrollo de una central fotovoltaica para la generación de energía eléctrica.

Viento: Respecto al potencial eólico del área se puede señalar que el sitio seleccionado cuenta con un ciclo diario de velocidad y frecuencia de vientos que no sustenta la operación de una central eólica. Tal como se muestra en la Figura 100, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 3,1 m/s, con un mínimo medio de 1,1 m/s y un máximo medio de 5,3 m/s, lo cual lo convierte en un sitio poco adecuado para la instalación de aerogeneradores debido a la baja velocidad media diaria y a la alta variabilidad entre la velocidad mínima medio y velocidad máxima medio en la zona.

En el Anexo 1 se adjunta el Reporte Solar Fotovoltaico e Imagen del Recurso Viento (mt/seg) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 96. Subestación Lo Aguirre 220 kV



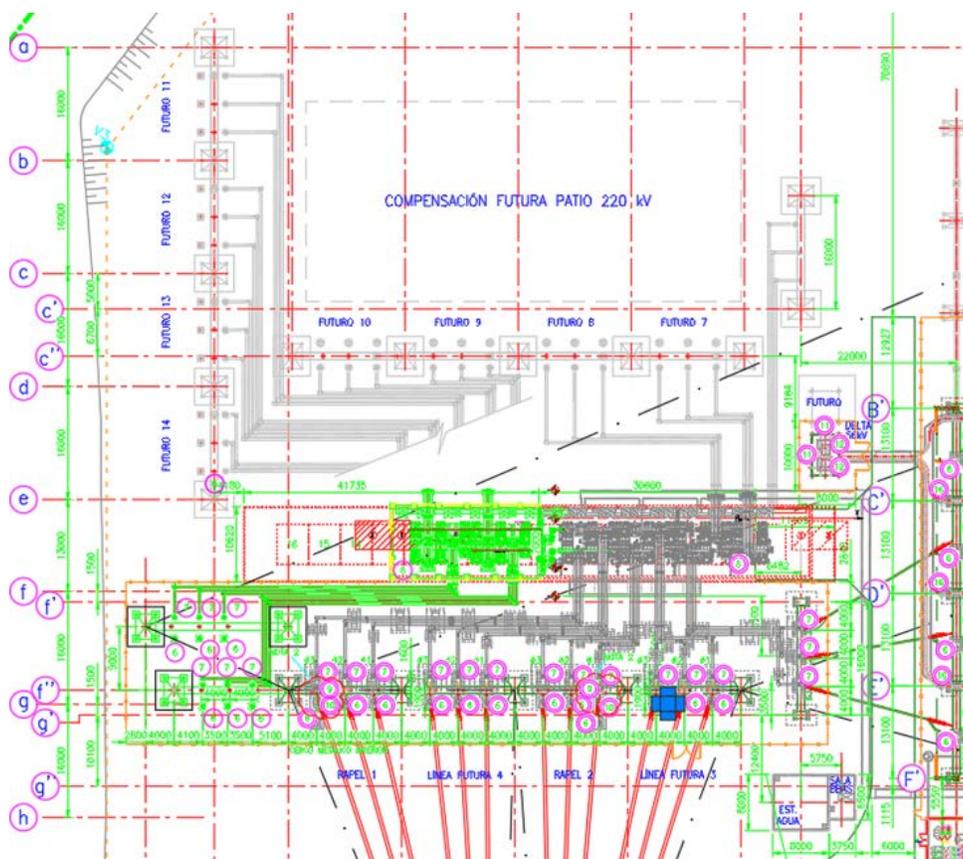
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.15.5 Aspectos Técnicos

Esta subestación es del tipo GIS interior, con una configuración del patio del tipo interruptor y medio, con un total de 7 paños (tres diagonales y media) en su diseño base, donde cada una de las 3 diagonales tiene tres interruptores, uno central y dos al lado de las barras, en nivel de 220 kV y todos son de propiedad de Transelec. El diseño base considera espacio para hasta 14 paños (7 diagonales).

La siguiente figura muestra la disposición en planta del diseño base de la subestación Lo Aguirre 220 kV.

Figura 97. Disposición Planta Subestación Lo Aguirre 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Esta subestación se ha ampliado para recibir varios proyectos, los que se indican a continuación.

- DE 82/2012 Línea 2x220 kV Seccionadora Lo Aguirre – Seccionadora Alto Melipilla C4.
- DE 198/2019: Banco Auto Transformador N°2.
- El sistema de control de Flujo Parinas Seccionadora Lo Aguirre definido en el DE 257/2022 fue retirado de las Obras en Expansión en el Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión 2024.

Con lo anterior quedaron habilitadas 6 diagonales (12 paños de línea) en la subestación, quedando 3 espacios disponibles.

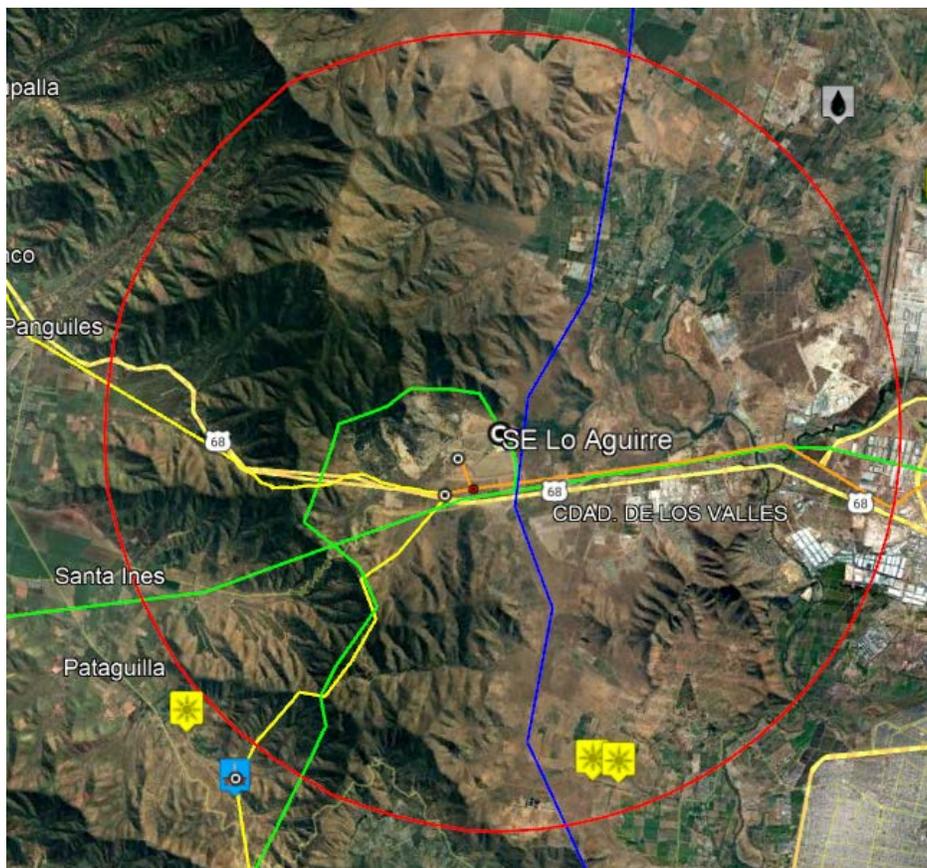
Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 220 kV, según se muestra en la figura anterior, podemos comentar lo siguiente:

- Considerando todas las ampliaciones en curso, en esta subestación se visualizan tres paños disponibles.

- Se han presentado dos solicitudes de conexión la cual fueron aprobadas, por lo que se estima que no hay posiciones disponibles. Después de esta solicitud se presentaron solicitudes adicionales las cuales han sido rechazadas, luego, se estima que una SAC en esta subestación sería rechazada.
- Esta subestación, por diseño considera espacios para futuras ampliaciones, los cuales a la fecha no han sido utilizados, quedando aun espacio para una diagonal adicional.

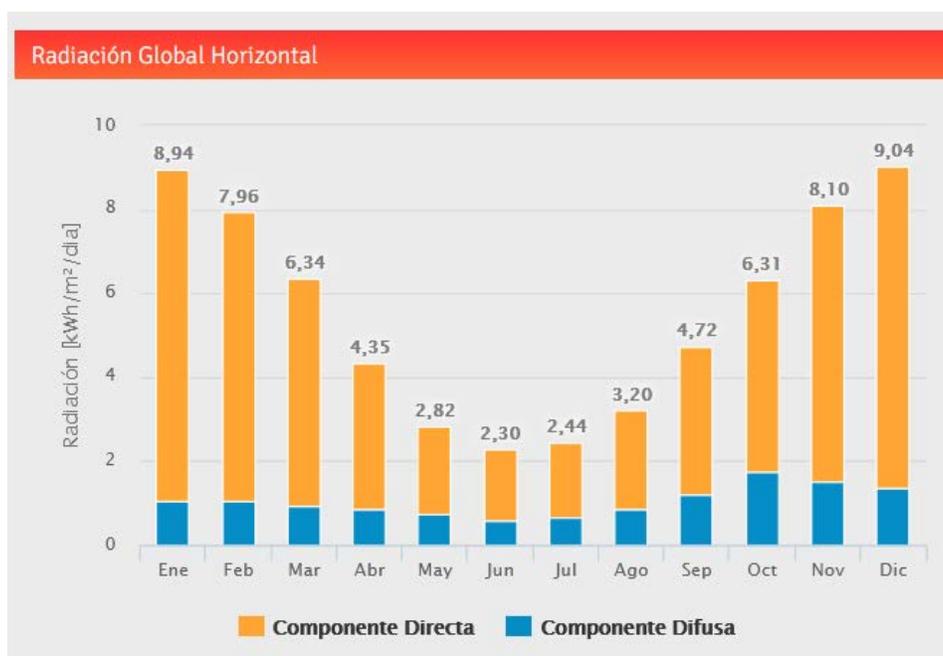
De lo antecedentes técnicos antes presentados, si bien no hay paños disponibles dentro del patio de 220 kV, se considera que, según lo expuesto antes, una ampliación de esta subestación no debiese revestir mayor complejidad. Por lo que se estima que la conexión en 220 kV de la unidad de punta a esta subestación es técnicamente factible y en plazos acotados concordantes con el horizonte de tiempo del presente estudio.

Figura 98. Subestación Lo Aguirre 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta



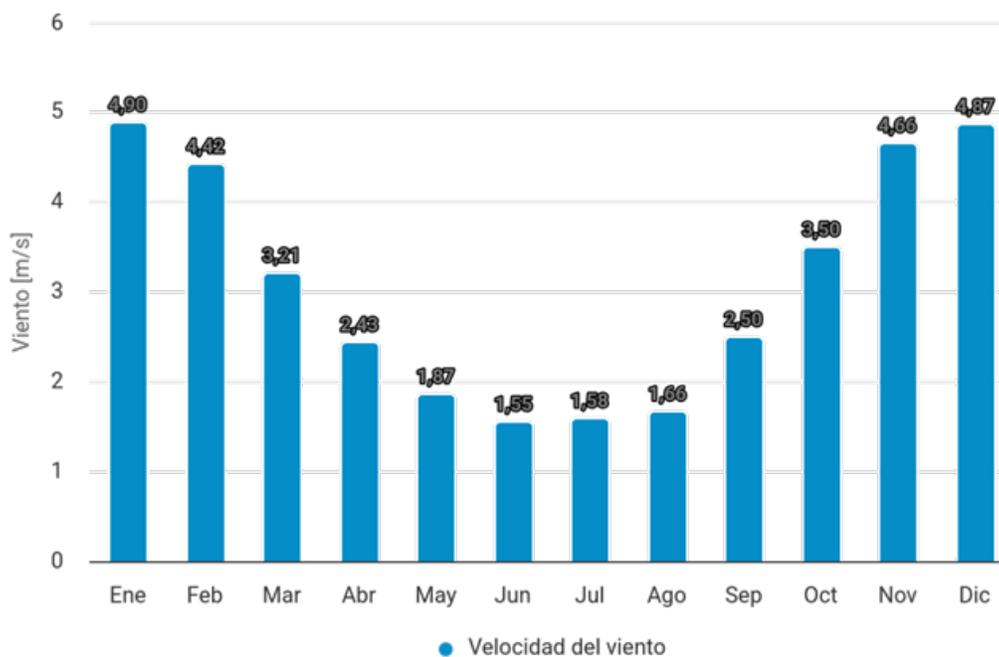
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 99. Radiación Solar en la zona de la Subestación Lo Aguirre 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 100. Viento en la zona de la Subestación Lo Aguirre kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.16 Zona de la Subestación Candelaria 220 kV

4.1.16.1 Ubicación de la Central Generadora

Punto referencia Subestación: a 7 kilómetros al Este del centro de Codegua por ruta H-171, H153.

La Subestación Candelaria 220 kV se encuentra ubicada en la localidad de Candelaria, comuna de San Francisco de Mostazal, Provincia de Cachapoal, VI Región del Libertador Bernardo O'Higgins.

El área seleccionada para la unidad de punta se encuentra a una distancia de no más de 10 km respecto de la ubicación de la Subestación Candelaria 220, comuna de Codegua, Región del Libertador Bernardo O'Higgins.

4.1.16.2 Aspectos Territoriales

La subestación está emplazada cercana (2 km) a un sitio prioritario denominada Precordillera Andina Norte asociada a la estrategia regional de biodiversidad.

Se observan restricciones de medio ambiente: zona saturada y latente, declara zona saturada por material particulado respirable MP10, como concentración anual y de 24 horas en el valle central de la VI Región.

El área se encuentra cercana (del orden de los 2 km) a límites de área afecta a plan Regulador Comunal (PRC Codegua y PRC Mostazal).

La zona no presenta administración de propiedad fiscal.

No obstante, lo anterior se ve que es posible encontrar sitios en un radio de 10 km de la subestación no afectos a las restricciones antes indicadas.

4.1.16.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel: Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el centro de distribución más próximo está a 70 km aproximadamente (Terminal Maipú Copec).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NOX con combustión diésel, y además para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde los centros poblados más cercanos, estos son: Mostazal a aproximadamente 8 km y Rancagua a 19 km. Se puede también considerar la alternativa de explorar extracción de pozos profundos.

Gas natural: El suministro de Gas natural podrá ser tomado del Gasoducto que pasa cercano a la localización de la unidad de punta. La distancia aproximada es de 1.5 km app. (Extensión a la VI Región Tramo San Vicente- El Peral, de propiedad de Gas Andes).

Equipos: Para la descarga de los equipos, los puertos más próximos son: San Antonio a 135 km. y Valparaíso aproximadamente a 190 km.

4.1.16.4 Recurso Energético Primario

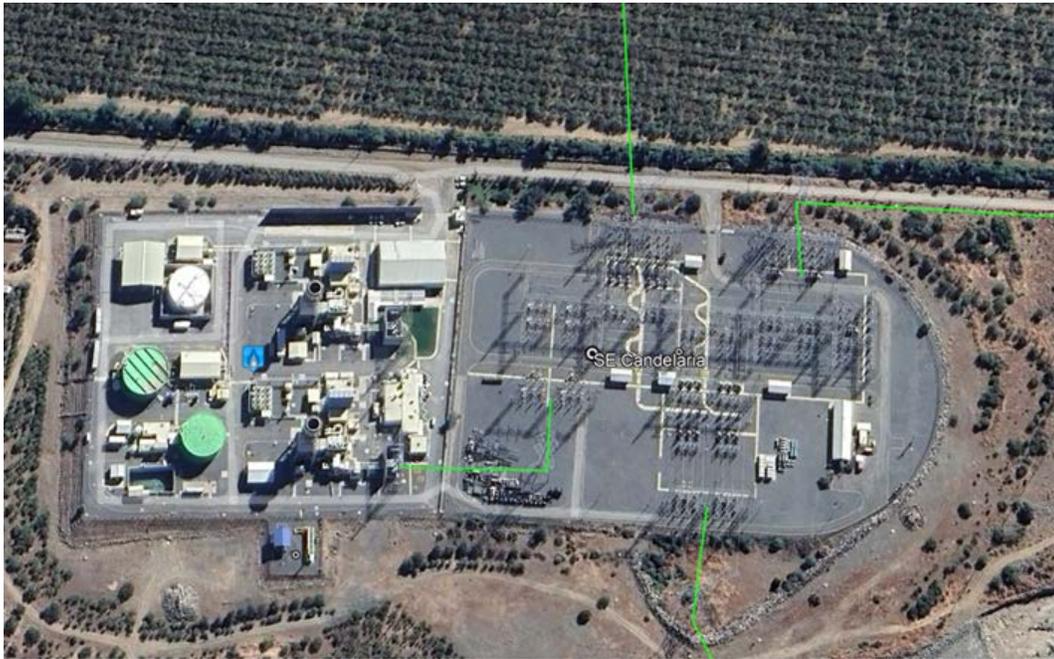
Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de irradiación diaria de 5,4 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 105. Por su parte, el promedio mensual de la irradiación diaria mínima y máxima, son del orden de 2,2 kWh/m²/día y 9 kWh/m²/día respectivamente, como promedio mensual.

Al utilizar la herramienta de la generación eléctrica fotovoltaica del Explorador Solar, se obtiene un valor estimado de 133,7 GWh/año y un factor de planta del 22% para un proyecto solar fotovoltaico de 70.000 kWp. Estas condiciones, sumado a la mediana frecuencia de ocurrencia de nubosidades (15%), no garantizan la factibilidad técnica de desarrollo de una central fotovoltaica para la generación de energía eléctrica.

Viento: Respecto al potencial eólico del área se puede señalar que el sitio seleccionado cuenta con un ciclo diario de velocidad y frecuencia de vientos que no sustenta la operación de una central eólica. Tal como se muestra en la Figura 106, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 3,5 m/s, con un mínimo medio de 2,0 m/s y un máximo medio de 7,0m/s, lo cual lo convierte en un sitio poco adecuado para la instalación de aerogeneradores debido a la baja velocidad media diaria y a la baja velocidad máxima medio en la zona.

En el Anexo 1 se adjunta el Reporte Solar Fotovoltaico e Imagen del Recurso Viento (mt/seg) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 101. Subestación Candelaria 220 kV

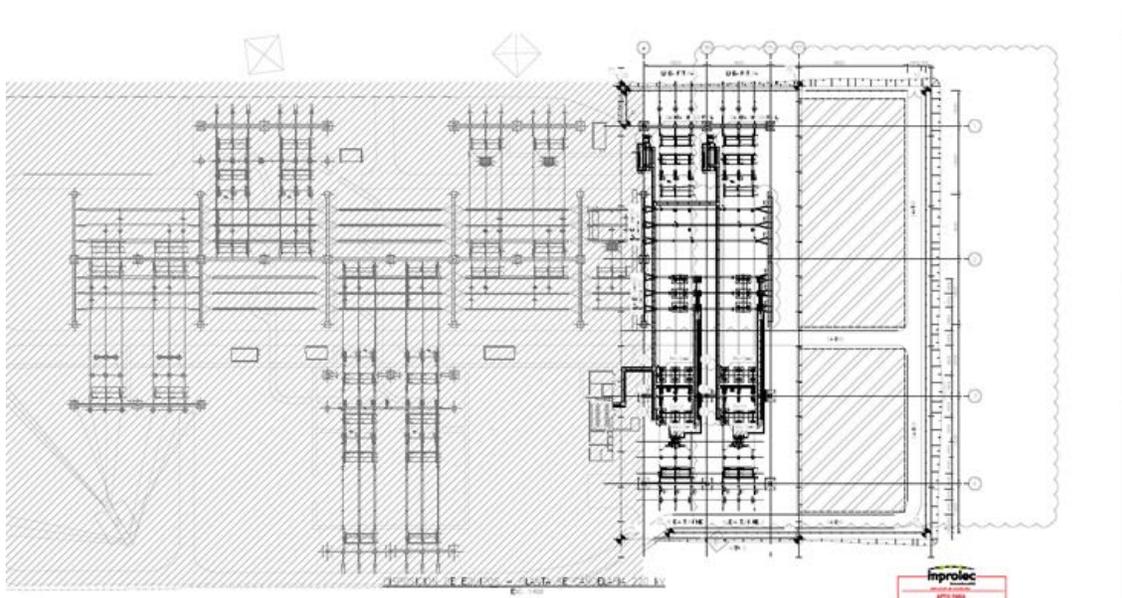


Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.16.5 Aspectos Técnicos

Esta subestación presenta una configuración de los patios del tipo convencional (Doble barra con acoplador) con un total de nueve paños en nivel de 220 kV, 7 de propiedad de Celeo Redes y 2 de Propiedad de Colbún. Se destaca que los paños de conexión para las líneas hacia S/E Maipo y S/E Puente Negro fueron normalizados a configuración interruptor y medio. La disposición de planta actual se muestra en la siguiente figura.

Figura 102. Disposición de Planta Subestación Candelaria 220 kV

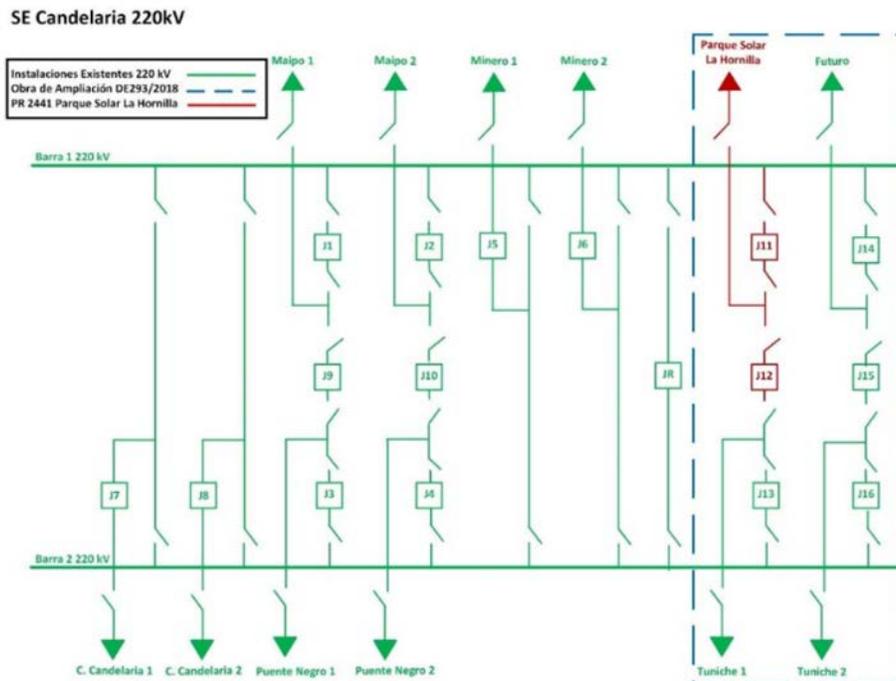


Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 220 kV, según se muestra en la figura anterior, podemos comentar lo siguiente:

- Se destaca que en esta subestación está en proceso de ampliación asociada a una obra decretada en el plan de expansión año 2017. Dicha obra cambió la configuración de interruptor y medio, habilitó la conexión para una nueva línea y deja terreno nivelado para dos nuevas diagonales.
- De la revisión de los informes de autorización de conexión, revisando el ultimo disponible se aprecia el estado de la configuración actual de la subestación en la siguiente figura.

Figura 103 Esquema Unilineal subestación Candelaria 220 kV²⁶



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

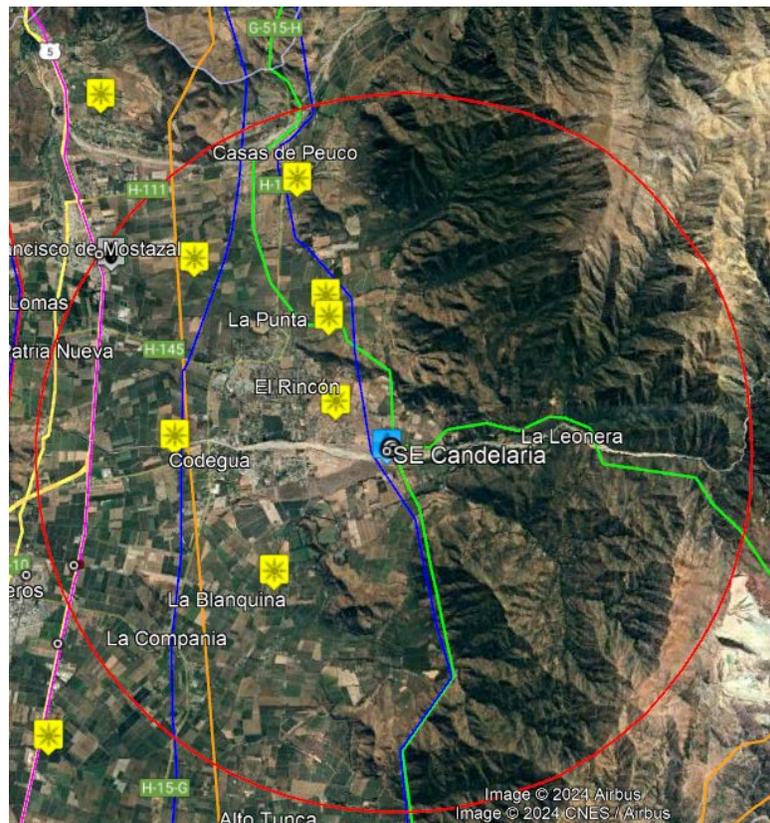
- Posterior a la solicitud asociada al diagrama anterior, se han presentado 3 solicitudes, una estando en trámite y dos en evaluación de admisibilidad. No se tienen antecedentes de ellas.
- De lo anterior se estima que no queda espacio disponible en la subestación. No obstante, lo anterior en el decreto del proyecto de expansión se indica que deberá dejarse espacio nivelado para la ampliación de la subestación. Esto último aún no se aprecia construido.
- Podría ser posible utilizar una solución similar de conversión a interruptor y medio con equipos compactos, para los paños de central Candelaria y líneas a Maipo, con lo cual podría ser posible incluir 4 posiciones más. No obstante, esto debe ser evaluado en detalle para confirmar su viabilidad técnica.
- En caso de requerirse espacio adicional, la expansión natural de esta subestación es hacia el Este, donde existe terreno despejado, pero con una suave pendiente que sería necesario

²⁶ Obtenido de informe de Autorización de Conexión Definitivo para la conexión del proyecto “Planta Solar La Hornilla” a S/E Candelaria en 220 kV de 2023. Existen solicitudes posteriores a la anterior, pero no se tienen antecedentes de ella.

nivelar. Este espacio es suficiente para uno o dos paños de conexión adicionales. Cabe destacar que para la acometida interferirían las líneas existentes que llegan desde el norte.

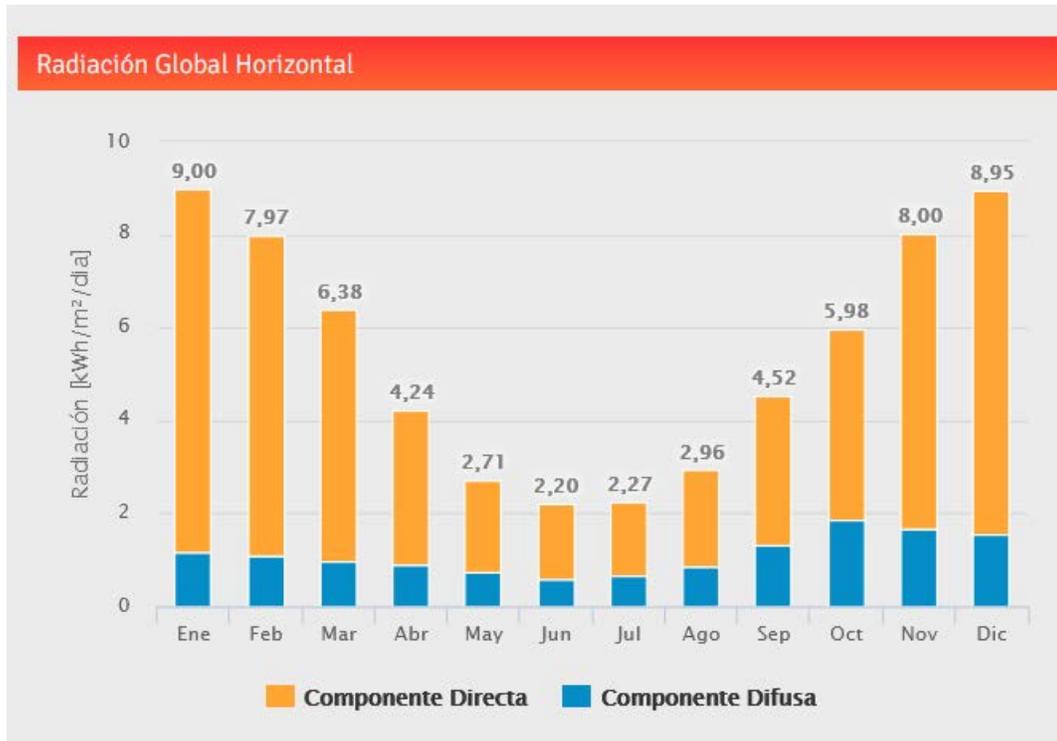
De los antecedentes técnicos antes presentados, se aprecia que podrían existir paños disponibles dentro de la subestación. Adicionalmente una ampliación de esta subestación no reviste mayor complejidad técnica dado que existen espacios reservados para estos efectos. Por lo anterior, se estima que la conexión en 220 kV de la unidad de punta a esta subestación es técnicamente factible desde el punto de vista del espacio utilizando un paño convencional y en plazos acotados concordantes con el horizonte de tiempo del presente estudio.

Figura 104. Subestación Candelaria 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta



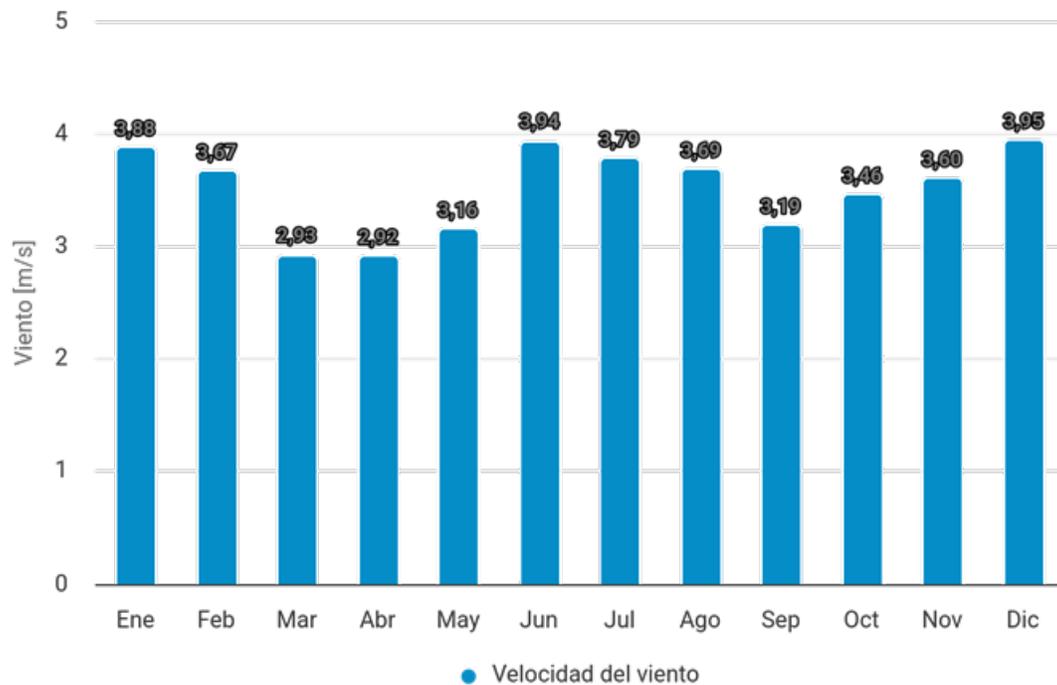
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 105. Radiación Solar en la zona de la Subestación Candelaria 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 106. Viento en la zona de la Subestación Candelaria 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.17 Zona de la Subestación Entre Ríos 220 kV

4.1.17.1 Ubicación de la Central Generadora

Punto referencia Subestación: a 10 kilómetros al Oeste de Pemuco por ruta N-85.

La Subestación Entre Ríos 220 kV se encuentra ubicada a 10 km al este de la localidad de Pemuco, Comuna de Pemuco, Provincia de Diguillin, Región de Ñuble.

El área seleccionada para la unidad de punta se encuentra a una distancia de no más allá de 10 km de la Subestación Entre Ríos 220 kV, Comuna de Pemuco, Región del Bio Bio. Ver Figura 107y Figura 109.

4.1.17.2 Aspectos Territoriales

No se detectan restricciones medio ambientales, de planificación territorial ni de propiedad fiscal.

De lo anterior se ve que es posible encontrar sitios en un radio de 10 km de la subestación no afectos a las restricciones antes indicadas.

4.1.17.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel: Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el centro de distribución más próximo está a 55 km aproximadamente (Chillán, Copec).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NO_x con combustión diésel, y además para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde los centros poblados más cercanos, estos son: Cabrero a una distancia aproximada de 30 km, Chillán a 55 km y Los Ángeles a 80 km. Se puede también considerar la alternativa de explorar extracción de pozos profundos.

Gas natural: El suministro de Gas natural podrá ser tomado del gasoducto que pasa cercano a la localización de la unidad de punta. La distancia aproximada es de 10 km app. (Lateral Charrúa, 16 pulgadas, Propiedad Gasoducto del Pacifico S.A.).

Equipos: Para la descarga de los equipos, los puertos más próximos son: Talcahuano aproximadamente a 140 km y San Antonio a 480 km.

4.1.17.4 Recurso Energético Primario

Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de irradiación diaria de 5,0 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 110. Por su parte, el promedio mensual de la irradiación diaria mínima y máxima, son del orden

de 1,6 kWh/m²/día y 8,6 kWh/m²/día respectivamente, como promedio mensual.

Al utilizar la herramienta de la generación eléctrica fotovoltaica del Explorador Solar, se obtiene un valor estimado de 127,1 GWh/año y un factor de planta del 21% para un proyecto solar fotovoltaico de 70.000 kWp. Estas condiciones, sumado a la mediana frecuencia de ocurrencia de nubosidades (18%), no garantizan la factibilidad técnica de desarrollo de una central fotovoltaica para la generación de energía eléctrica.

Viento:

Respecto al potencial eólico del área se puede señalar que el sitio seleccionado cuenta con un ciclo diario de velocidad y frecuencia de vientos que sustenta la operación de una central eólica. Tal como se muestra en la Figura 111, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 6,5 m/s, con un mínimo medio de 3,6 m/s y un máximo medio de 9,7 m/s, lo cual lo convierte en un sitio adecuado para la instalación de aerogeneradores debido tanto a la adecuada velocidad media diaria, como también a la velocidad máxima media en la zona y se estima que con aerogeneradores modernos se obtendrían factores de planta sobre el 30%.

En el Anexo 1 se adjunta el Reporte Solar Fotovoltaico e Imagen del Recurso Viento (mt/seg) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 107. Subestación Entre Ríos 220 kV

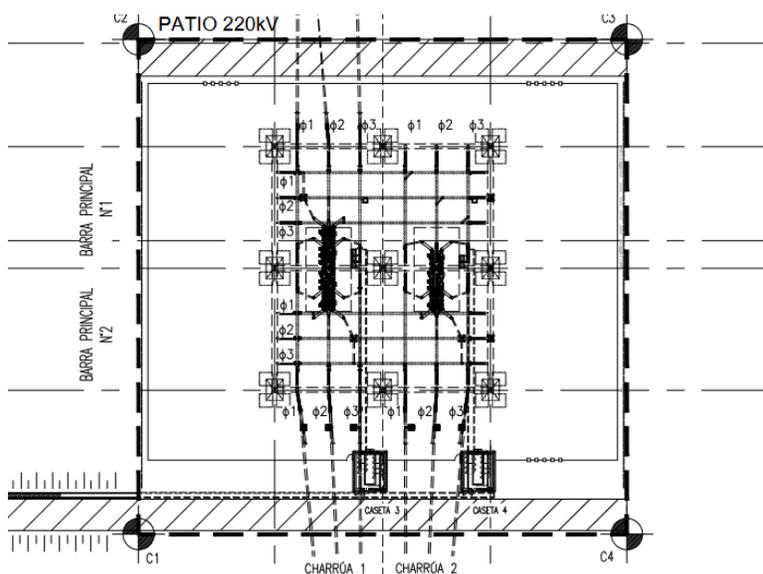


Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.17.5 Aspectos Técnicos

Esta subestación es del tipo híbrida, con una configuración del patio del tipo interruptor y medio, con un total de 3 paños (una diagonal y media), y todos son de propiedad de Transelec. La siguiente figura muestra la disposición en planta actual de la subestación Entre Ríos 220 kV.

Figura 108. Disposición de Planta Subestación Entre Ríos 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

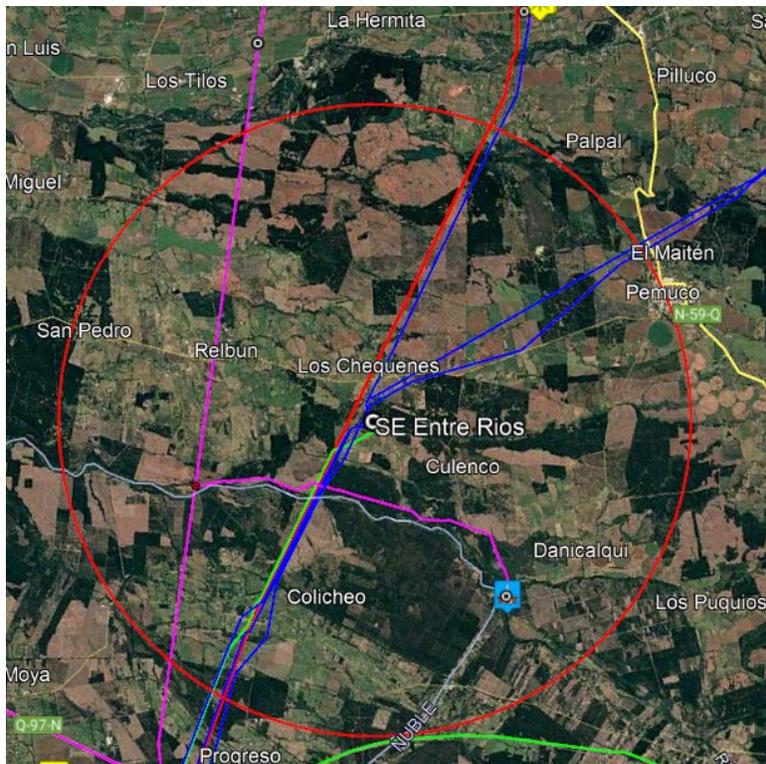
Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 220 kV, según se muestra en la figura anterior, podemos comentar lo siguiente:

- El Decreto Exento 4/2024 asociado al plan de expansión 2022 considera la ampliación el patio de 220 kV de esta subestación en 2 diagonales.
- De acuerdo con la información publicada por el Coordinador, se ha presentado un gran número (14) de solicitudes de conexión, donde las últimas de estas se han rechazado.
- De lo anterior se ve que no quedan posiciones disponibles en esta subestación.

Esta subestación, por diseño considera espacios para futuras ampliaciones, los cuales a la fecha no han sido utilizados, como se aprecia en la imagen satelital. De los antecedentes técnicos antes presentados, si bien no hay paños dentro del patio de 220 kV, se considera que, según lo expuesto antes, una ampliación de esta subestación no debiese revestir mayor complejidad. Se estima que la conexión en 220 kV de la unidad de punta a esta subestación es técnicamente factible y en plazos

acotados concordantes con el horizonte de tiempo del presente estudio, por ejemplo, vía la solicitud de conexión como obra urgente (Art. 102 de la LGSE²⁷).

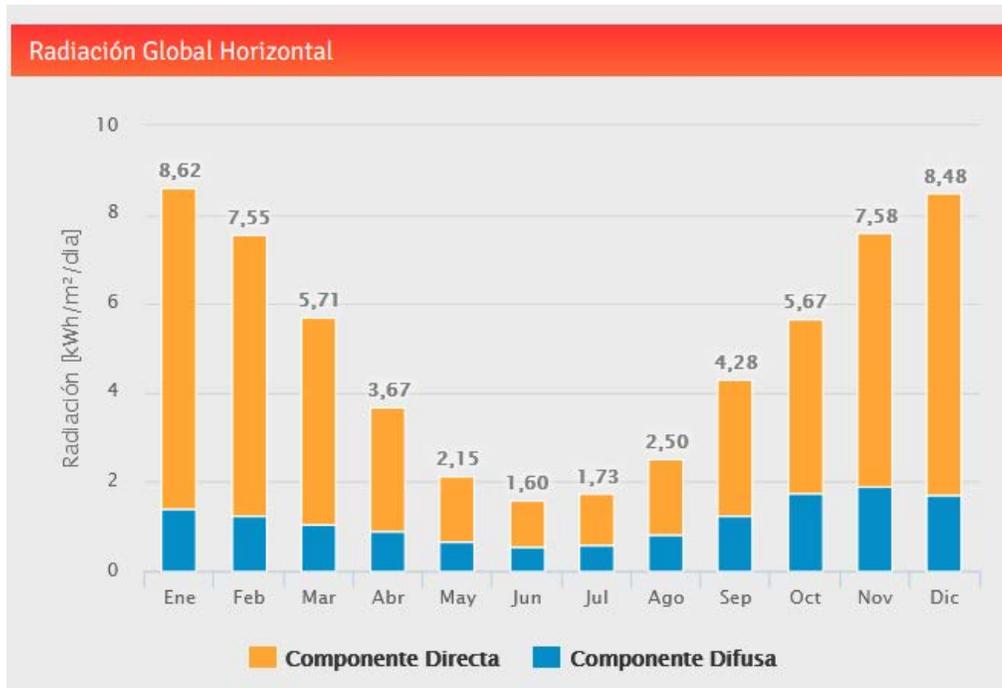
Figura 109. Subestación Entre Ríos 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

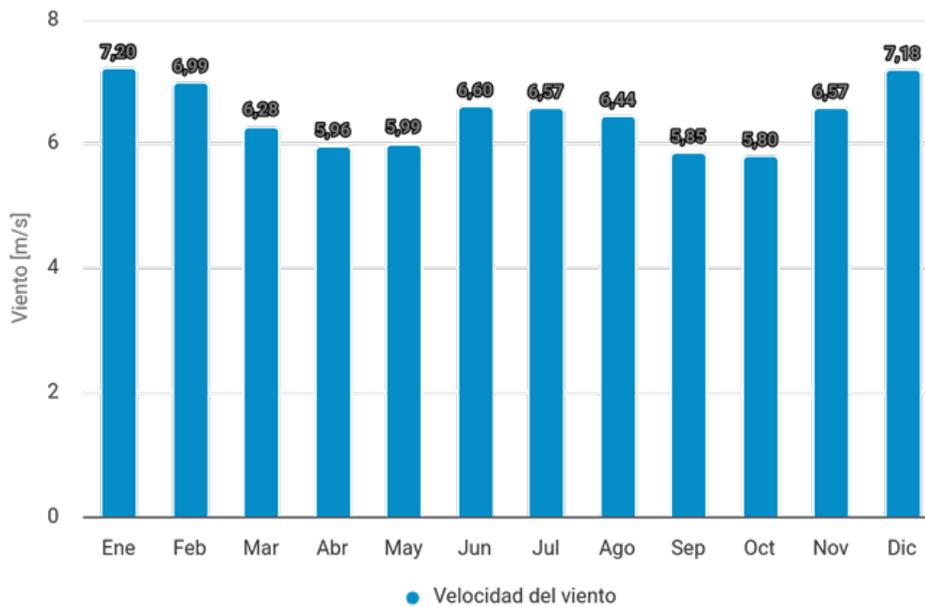
²⁷ Ley General de Servicios Eléctricos

Figura 110. Radiación Solar en la zona de la Subestación Entre Ríos 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 111. Viento en la zona de la Subestación Entre Ríos 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.18 Zona de la Subestación Ciruelos 220 kV

4.1.18.1 Ubicación de la Central Generadora

Punto referencia Subestación: a 18 kilómetros al Sur de Lanco por ruta 5.

La Subestación Ciruelos 220 kV se encuentra ubicada en la localidad de San José de la Mariquina a un costado de la Ruta 5 Sur a la altura del km 785, frente a la Planta Valdivia de Celulosa Arauco, Comuna de San Jose de Mariquina, XVI Región de Valdivia.

El área seleccionada para la unidad de punta se encuentra a una distancia no mayor de 10 km de la Subestación Ciruelo 220 kV, Comuna de San Jose de la Mariquina, Región de los Ríos. Ver Figura 112 y Figura 114.

4.1.18.2 Aspectos Territoriales

No se detectan restricciones medio ambientales, de planificación territorial ni de propiedad fiscal.

4.1.18.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel: Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el centro de distribución más próximo está en Puerto Montt a 290 km aproximadamente (Terminal Pureo, Copec).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NOX con combustión diésel, y además para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde los centros poblados más cercanos, estos son Lanco a 18 y Loncoche una distancia aproximada de 35 km. Se puede también considerar la alternativa de explorar extracción de pozos profundos.

Gas natural: No está disponible un gasoducto cercano (distancia mayor a 275 km), por lo cual se ha determinado no considerar el suministro de gas natural como combustible para la Unidad de Punta.

Equipos: Para la descarga de los equipos, los puertos más próximos es Talcahuano distante aproximadamente a 400 km. y Puerto Montt a 290 km.

4.1.18.4 Recurso Energético Primario

Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de irradiación diaria de 3,99 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 115. Por su parte, el promedio mensual de la irradiación diaria mínima y máxima, son del orden de 1,1 kWh/m²/día y 7,7 kWh/m²/día respectivamente, como promedio mensual.

Al utilizar la herramienta de la generación eléctrica fotovoltaica del Explorador Solar, se obtiene un valor estimado de 99,8 GWh/año y un

factor de planta del 16% para un proyecto solar fotovoltaico de 70.000 kWp. Estas condiciones, sumado a la alta frecuencia de ocurrencia de nubosidades (27%), no garantizan la factibilidad técnica de desarrollo de una central fotovoltaica para la generación de energía eléctrica.

Viento:

Respecto al potencial eólico del área se puede señalar que el sitio seleccionado cuenta con un ciclo diario de velocidad y frecuencia de vientos que no sustenta la operación de una central eólica. Tal como se muestra en la Figura 116, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 6,3 m/s, con un mínimo medio de 4,18 m/s y un máximo medio de 8,55 m/s, lo cual lo convierte en un sitio adecuado para la instalación de aerogeneradores debido tanto a la adecuada velocidad media diaria, como también a la velocidad máxima media en la zona y se estima que con aerogeneradores modernos se obtendrían factores de planta sobre el 30%.

En el Anexo 1 se adjunta el Reporte Solar Fotovoltaico e Imagen del Recurso Viento (mt/seg) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 112. Subestación Ciruelos 220 kV

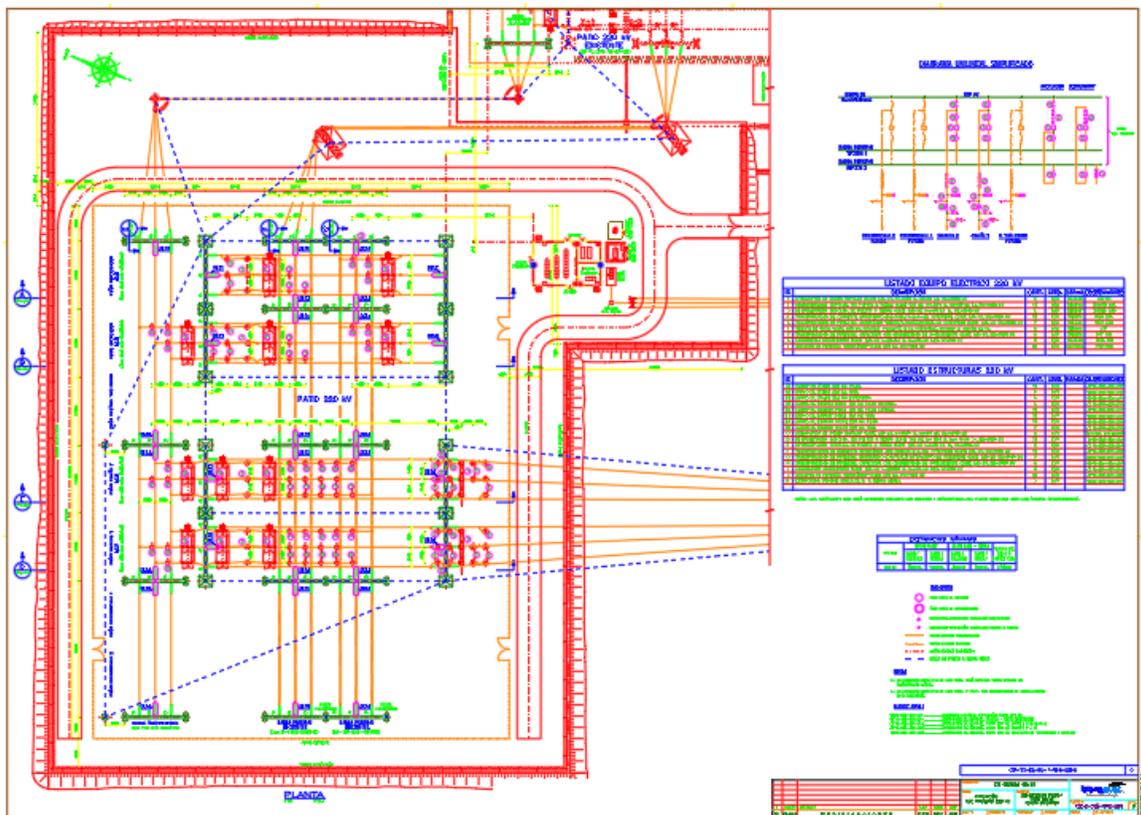


Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.18.5 Aspectos Técnicos

Esta subestación presenta una configuración de los patios del tipo convencional, con una configuración del tipo barra simple seccionada y transferencia, y tienen un total de diez (10) paños en nivel de 220 kV. En la siguiente figura se muestra la disposición de planta y una vista de la zona donde se realizó la última ampliación decretada en esta subestación.

Figura 113. Disposición de Planta y Elevación Subestación Ciruelos 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

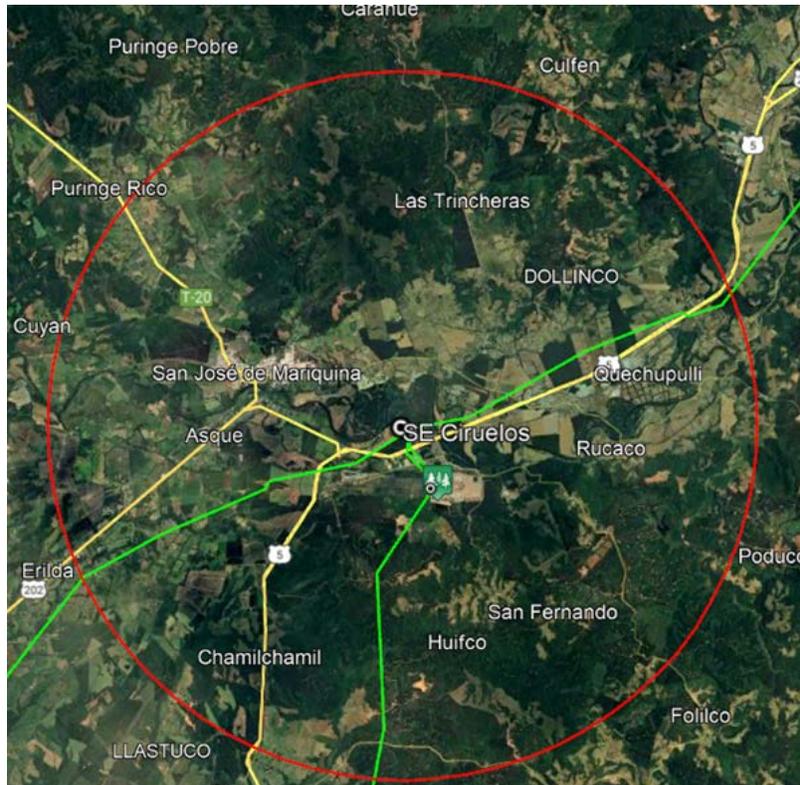
Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 220 kV, según se muestra en la figura anterior, podemos comentar lo siguiente:

- Se muestran dos posiciones disponibles en el patio de 220 kV junto con espacio nivelado para extensión de barra dentro del patio de 220 kV. Además, se ve que un paño que correspondía al proyecto de la Central San Pedro (Colbún) la cual fue desistida, por lo que este paño estará disponible.
- Los dos espacios que se aprecian están asignados para la conexión de un proyecto de transmisión (línea a subestación Pichiripulli).
- Existen dos solicitudes de conexión SAC en curso. A una de ellas se le asignó el paño J5 que se era el que le correspondía al proyecto de central San Pedro.

- Al oeste de la subestación se ve espacio libre para una ampliación de las barras, para al menos 2 posiciones, manteniendo la configuración de barras.

De los antecedentes técnicos antes presentados, si bien que no hay paños disponibles, se considera que, según lo expuesto antes, una ampliación de esta subestación no debiese revestir mayor complejidad. Se estima que la conexión en 220 kV de la unidad de punta a esta subestación es técnicamente factible y en plazos acotados concordantes con el horizonte de tiempo del presente estudio, por ejemplo, vía la solicitud de conexión como obra urgente (Art. 102 de la LGSE²⁸).

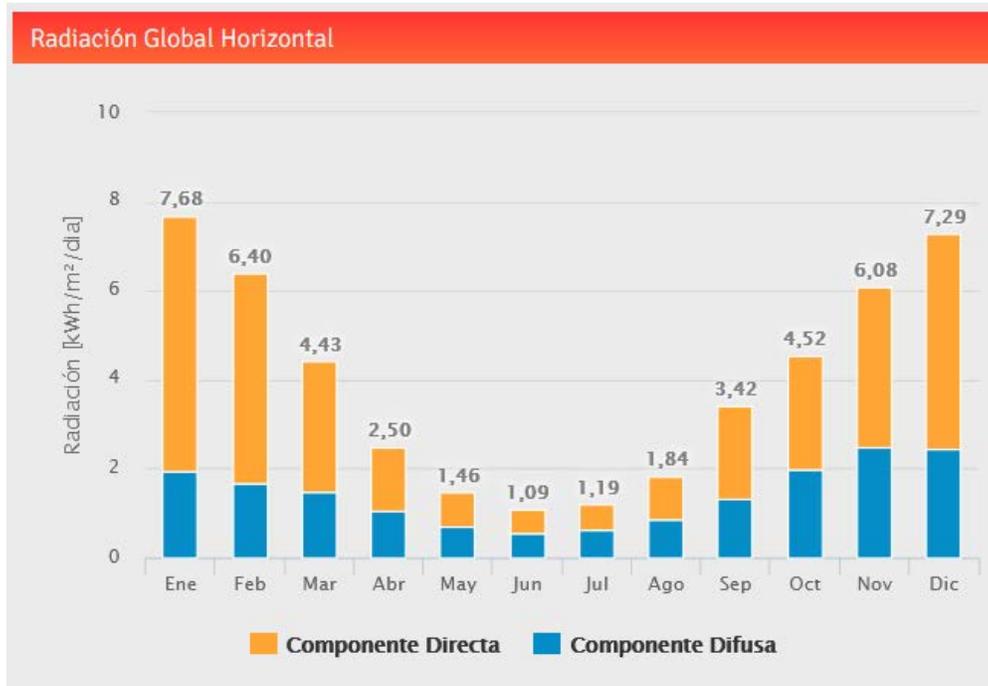
Figura 114. Subestación Ciruelos 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

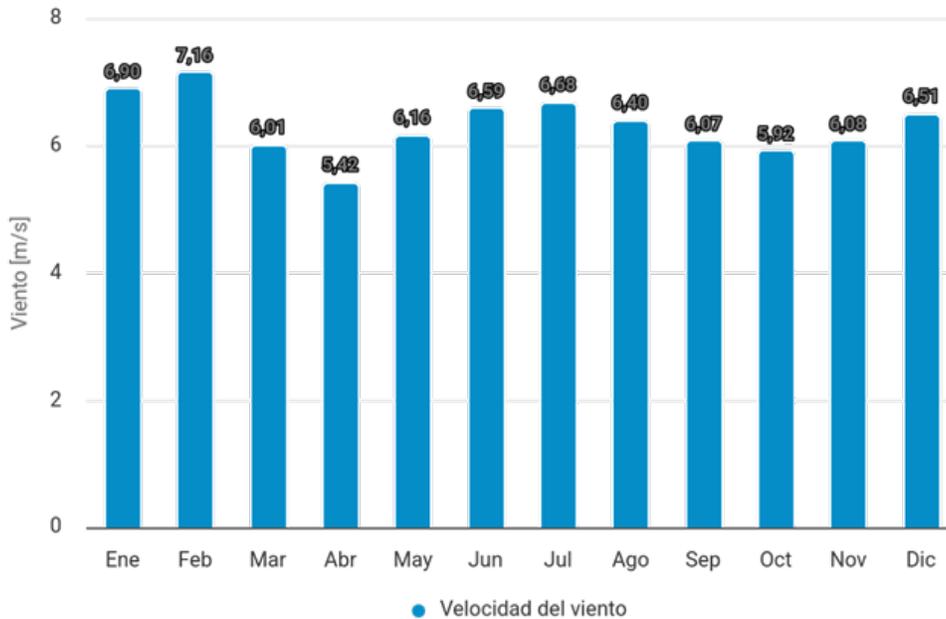
²⁸ Ley General de Servicios Eléctricos

Figura 115. Radiación Solar en la zona de la Subestación Ciruelos 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 116. Viento en la zona de la Subestación Ciruelos 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.19 Zona de la Subestación Tineo 220 kV

4.1.19.1 Ubicación de la Central Generadora

Punto referencia Subestación: a 6 Km al Oeste de Llanquihue por ruta V-40.

La Subestación Tineo 220 kV se encuentra ubicada a 20 km de distancia recta de la ciudad de Puerto Montt, Comuna de Puerto Montt, Provincia de Llanquihue, Región de Los Lagos.

El área seleccionada para la unidad de punta se encuentra a una distancia no mayor de 10 km de la ubicación de la Subestación Tineo 220 kV, Comuna de Llanquihue, Región de Los Lagos. Ver Figura 117y Figura 119.

4.1.19.2 Aspectos Territoriales

La subestación está emplazada cerca (1,5 km) de un sitio prioritario denominado Río Maullín asociada a ley 19.300.

Se observan una restricción medioambiental asociadas a la zona saturada por material particulado MP2,5 (como concentración en 24 horas), correspondiente a la comuna de San Pablo, de la Región de Los Lagos y a la macrozona centro-norte de la Región de Los Lagos.

No se detectan restricciones de planificación territorial ni de propiedad fiscal.

De lo anterior se ve que es posible encontrar sitios en un radio de 10 km de la subestación no afectos a las restricciones antes indicadas.

4.1.19.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel: Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el centro de distribución más próximo está en Calbuco a 80 km aproximadamente (Terminal Pureo, Copec).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NOX con combustión diésel, y además para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde el centro poblado más cercano, esto es Puerto Varas a una distancia aproximada de 13 km. Se puede también considerar la alternativa de explorar extracción de pozos profundos.

Gas natural: No está disponible un gasoducto cercano (distancia mayor a 600 km), por lo cual se ha determinado no considerar el suministro de gas natural como combustible para la Unidad de Punta.

Equipos: Para la descarga de los equipos, los puertos más próximos son: Puerto Montt 75 km y Talcahuano 690 km

4.1.19.4 Recurso Energético Primario

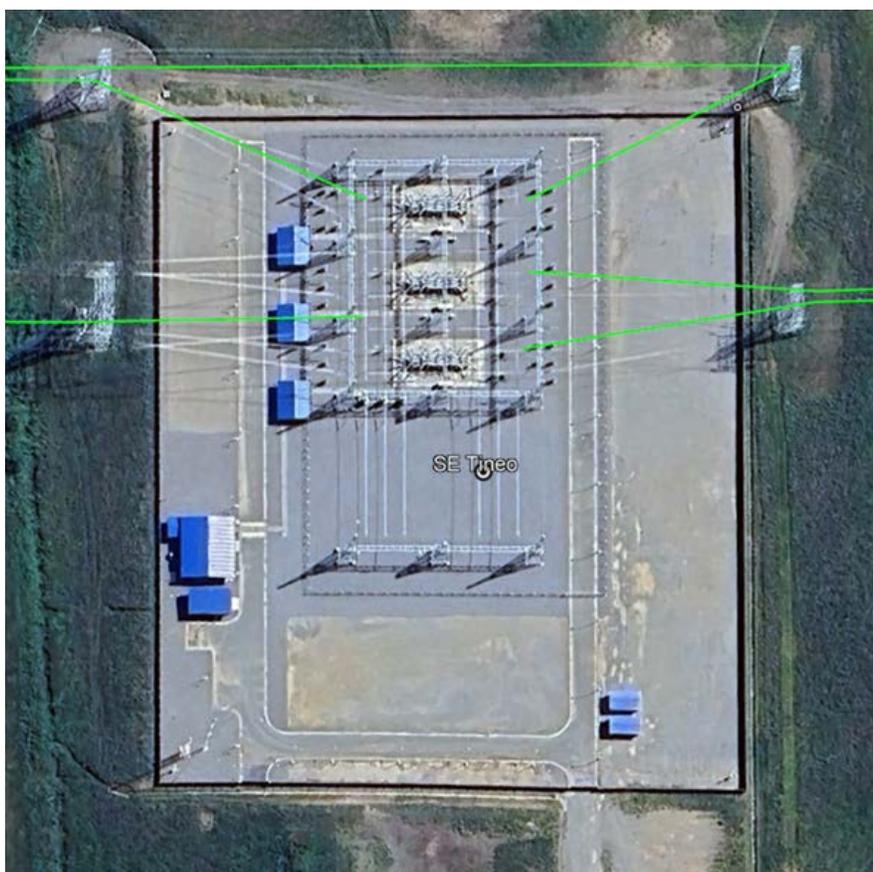
Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de irradiación diaria de 3,5 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 120. Por su parte, el promedio mensual de la irradiación diaria mínima y máxima, son del orden de 1,1 kWh/m²/día y 6,7 kWh/m²/día respectivamente, como promedio mensual.

Al utilizar la herramienta de la generación eléctrica fotovoltaica del Explorador Solar, se obtiene un valor estimado de 87,5 GWh/año y un factor de planta del 14% para un proyecto solar fotovoltaico de 70.000 kWp. Estas condiciones, sumado a la alta frecuencia de ocurrencia de nubosidades (31%), no garantizan la factibilidad técnica de desarrollo de una central fotovoltaica para la generación de energía eléctrica.

Viento: Respecto al potencial eólico del área se puede señalar que el sitio seleccionado cuenta con un ciclo diario de velocidad y frecuencia de vientos que sustenta la operación de una central eólica. Tal como se muestra en la Figura 121, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 6,4 m/s, con un mínimo medio de 3,8 m/s y un máximo medio de 8,8 m/s, lo cual lo convierte en un sitio adecuado para la instalación de aerogeneradores debido tanto a la adecuada velocidad media diaria, como también a la velocidad máxima media en la zona y se estima que con aerogeneradores modernos se obtendrían factores de planta sobre el 30%.

En el Anexo 1 se adjunta el Reporte Solar Fotovoltaico e Imagen del Recurso Viento (mt/seg) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 117. Subestación Tineo 220 kV

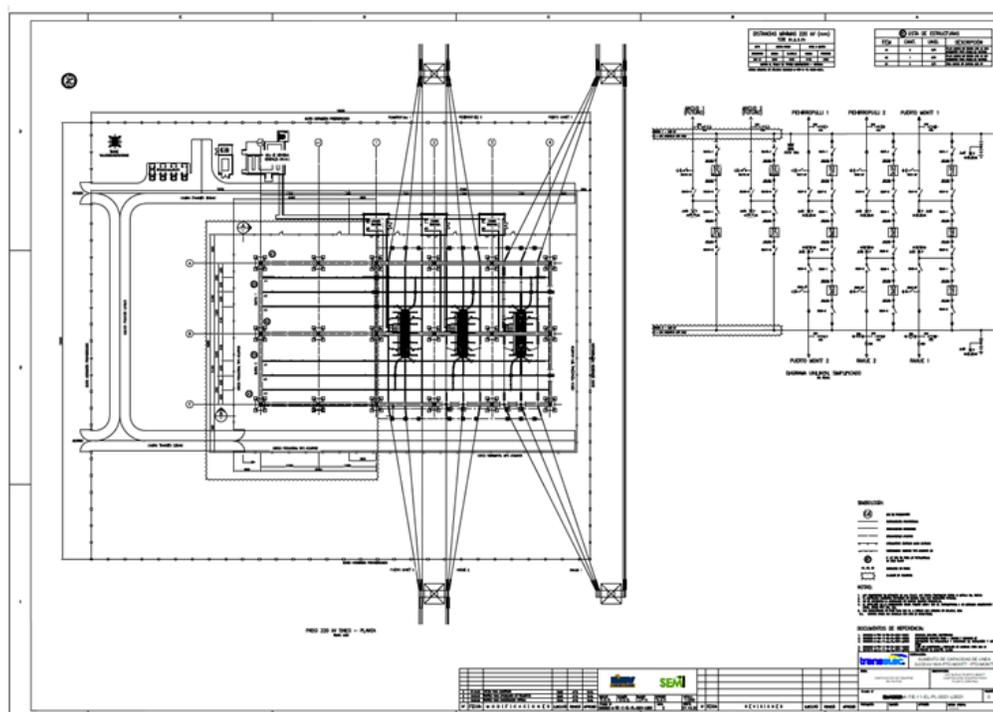


Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.19.5 Aspectos Técnicos

Esta subestación es del tipo híbrida, con una configuración del patio del tipo interruptor y medio, con un total de 6 paños (tres diagonales), y todos son de propiedad de Transelec. La siguiente figura muestra la disposición en planta actual de la subestación Tineo 220 kV.

Figura 118. Disposición de Planta Subestación Tineo 220 kV



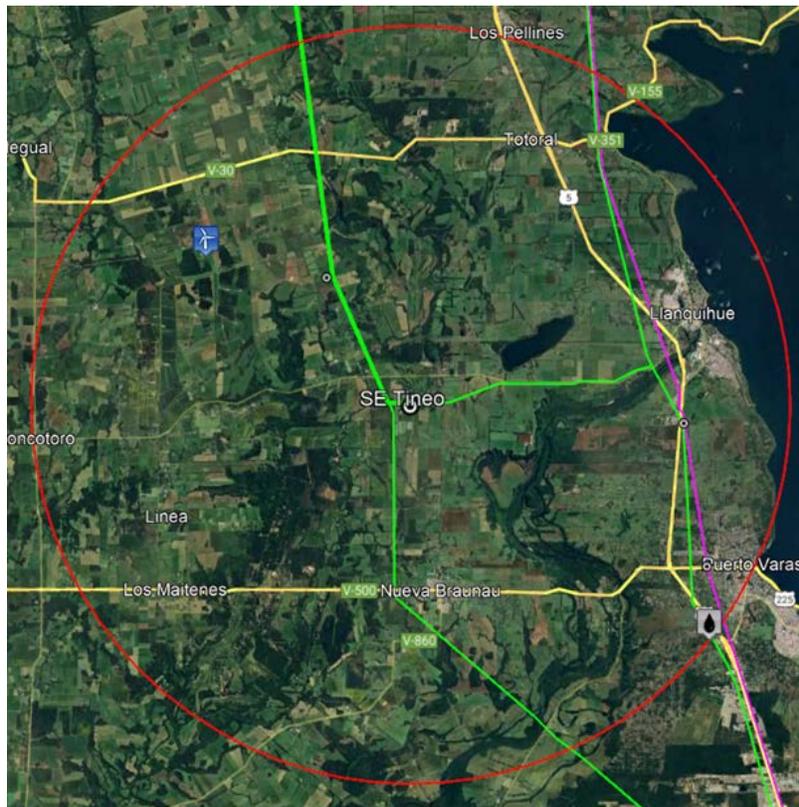
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 220 kV, según se muestra en la figura anterior, podemos comentar lo siguiente:

- Se aprecia paños disponibles. Se ve terreno nivelado para afectos de futuras ampliaciones.
- Existe espacio bajo barras para dos diagonales, estando dos paños ya reservados para la conexión de la línea en 220 kV a S/E Ancud 220 kV.
- Existe una obra de ampliación decretada en el plan de expansión 2022 que considera la ampliación del patio de 220 kV en 3 diagonales.
- De lo anterior se tendría espacio para la conexión de 8 proyectos.
- Existen diversas (16) SAC presentadas en esta subestación. De la revisión de las solicitudes se ve que estas ya ocuparían 7 de las 8 posiciones disponibles, por lo que solo quedaría una posición.
- De ser necesario, existe terreno libre hacia el sur para la ampliación de la subestación.

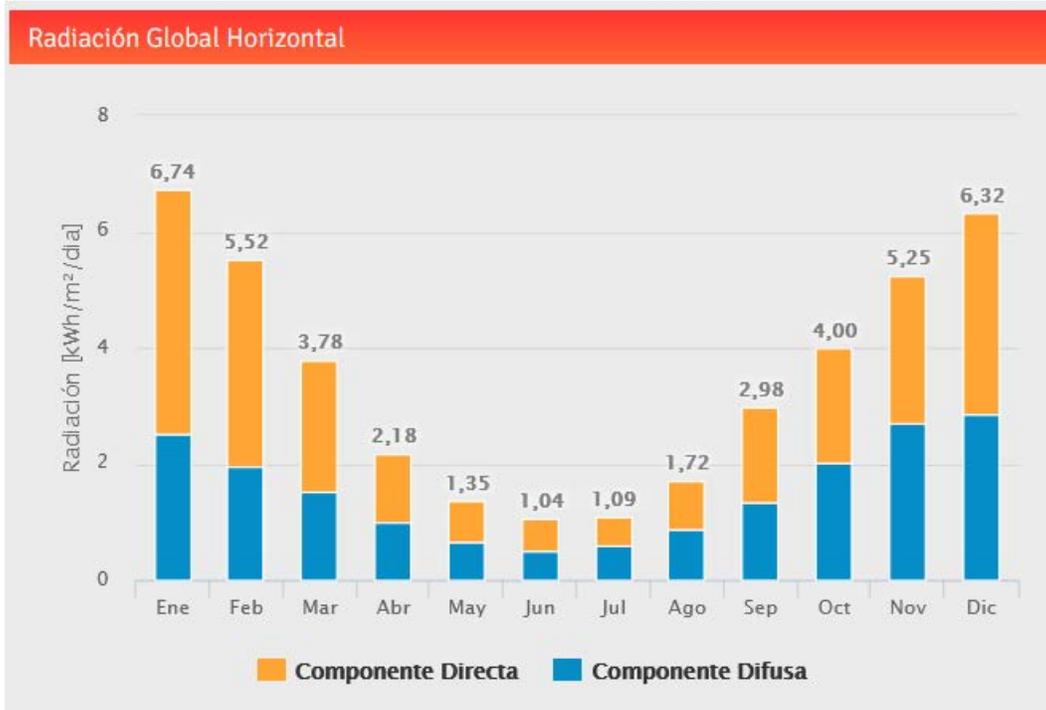
De los antecedentes técnicos antes presentados se considera que, dada la existencia de un paño disponible y además terreno para ampliaciones adyacente al patio de 220 kV, es técnicamente factible la conexión de la unidad de punta a esta subestación en plazos acotados concordantes con el horizonte de tiempo del presente estudio.

Figura 119. Subestación Tineo 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta



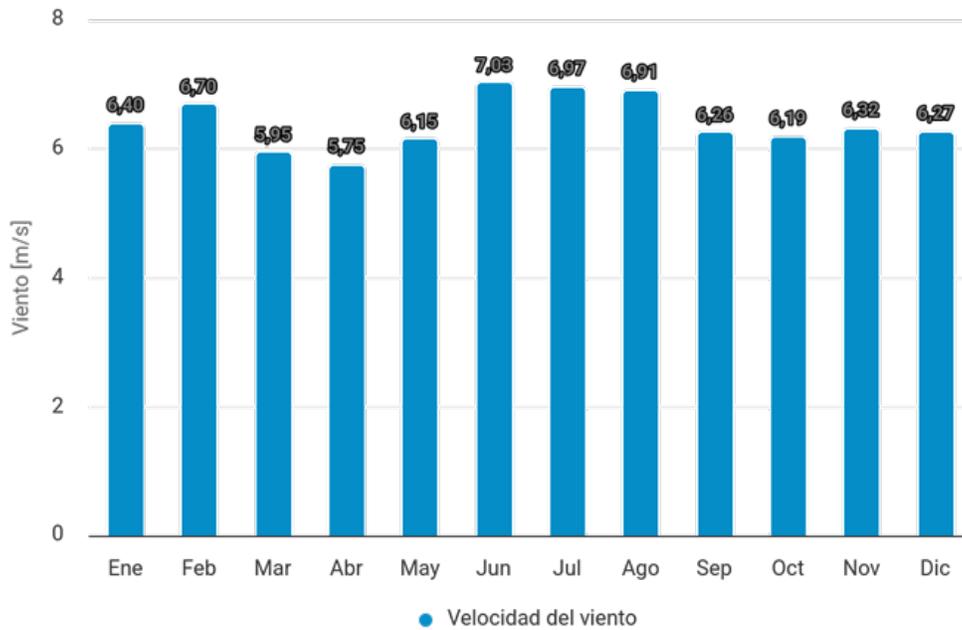
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 120. Radiación Solar en la zona de la Subestación Tineo 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 121. Viento en la zona de la Subestación Tineo 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.20 Zona de la Subestación Puerto Montt 220 kV

4.1.20.1 Ubicación de la Central Generadora

Punto referencia Subestación: Contigua al acceso por Avenida Salvador Allende a ciudad de Puerto Montt.

La Subestación Puerto Montt 220 kV en el acceso a la ciudad de Puerto Montt, Comuna de Puerto Montt, Provincia de Llanquihue, Región de Los Lagos.

El área seleccionada para la unidad de punta se encuentra a una distancia no mayor de 10 km de la ubicación Subestación Puerto Montt 220 kV, Comuna de Puerto Montt, Región de Los Lagos. Ver Figura 122 y Figura 124.

4.1.20.2 Aspectos Territoriales

La subestación está emplazada cercana de humedales.

Se observan restricciones medioambientales asociadas a una zona saturada por material particulado MP2,5 (como concentración de 24 horas) definida en la comuna de San Pablo, de la Región de Los Lagos y a la macrozona centro-norte de la Región de Los Lagos.

El área se encuentra dentro de los límites del área afecta al plan Regulador Comunal. (PRC Puerto Montt) y Límite Urbano.

La zona no presenta zonas relevantes con administración de propiedad fiscal.

No obstante, lo anterior se ve que es posible encontrar sitios en un radio de 10 km de la subestación no afectados a las restricciones antes indicadas.

4.1.20.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel: Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el centro de distribución más próximo está en Calbuco a 55 km aproximadamente (Terminal Pureo, Copec).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NOX con combustión diésel, y además para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde el centro poblado más cercano, esto es Puerto Montt a una distancia aproximada de 1 km. Se puede también considerar la alternativa de explorar extracción de pozos profundos.

Gas natural: No está disponible un gasoducto cercano (distancia mayor a 600 km), por lo cual se ha determinado no considerar el suministro de gas natural como combustible para la Unidad de Punta.

Equipos: Para la descarga de los equipos, el puerto más próximo es Puerto Montt 3 km.

4.1.20.4 Recurso Energético Primario

Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de irradiación diaria de 3,5 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 125. Por su parte, el promedio mensual de la irradiación diaria mínima y máxima, son del orden de 1,1 kWh/m²/día y 6,7 kWh/m²/día respectivamente, como promedio mensual.

Al utilizar la herramienta de la generación eléctrica fotovoltaica del Explorador Solar, se obtiene un valor estimado de 88,2 GWh/año y un factor de planta del 14% para un proyecto solar fotovoltaico de 70.000 kWp. Estas condiciones, sumado a la mediana frecuencia de ocurrencia de nubosidades (30%), no garantizan la factibilidad técnica de desarrollo de una central fotovoltaica para la generación de energía eléctrica.

Viento: Respecto al potencial eólico del área se puede señalar que el sitio seleccionado cuenta con un ciclo diario de velocidad y frecuencia de vientos que sustenta la operación de una central eólica. Tal como se muestra en la Figura 126, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 6,3 m/s, con un mínimo medio de 4,3 m/s y un máximo medio de 9,6 m/s, lo cual lo convierte en un sitio adecuado para la instalación de aerogeneradores debido tanto a la adecuada velocidad media diaria, como también a la velocidad máxima media en la zona y se estima que con aerogeneradores modernos se obtendrían factores de planta sobre el 30%.

En el Anexo 1 se adjunta el Reporte Solar Fotovoltaico e Imagen del Recurso Viento (mt/seg) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 122. Subestación Puerto Montt 220 kV

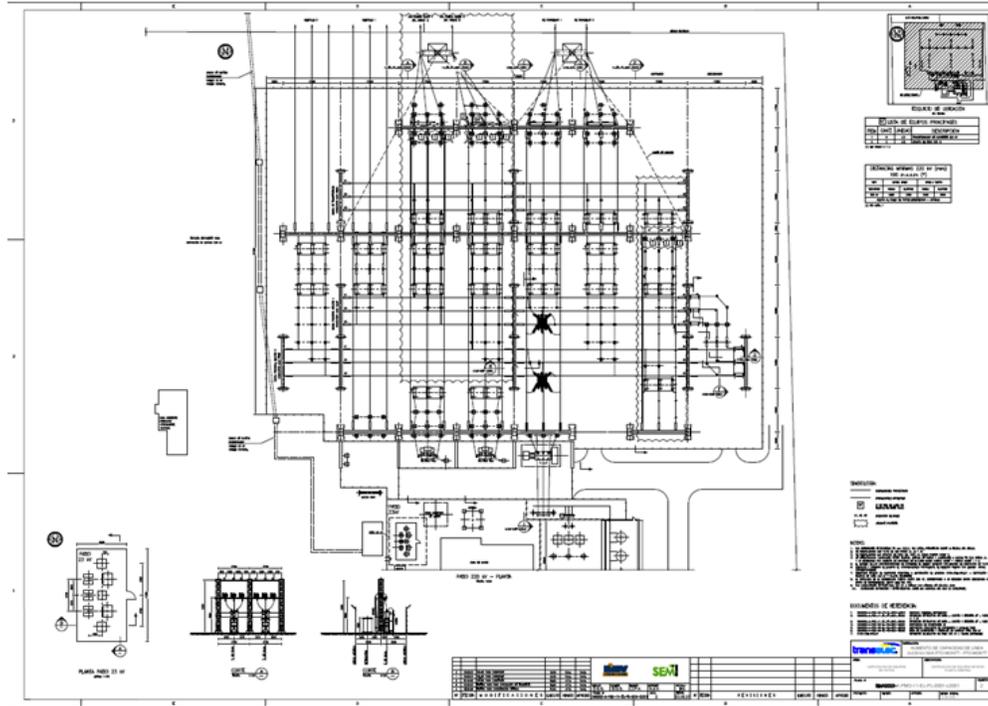


Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.20.5 Aspectos Técnicos

Esta subestación es del tipo convencional, con una configuración del patio del tipo doble barra y transferencia con un total de once (11) paños, y todos son de propiedad de Transelec. La siguiente figura muestra la disposición en planta actual de la subestación Puerto Montt 220 kV.

Figura 123. Disposición de Planta Subestación Puerto Montt 220 kV



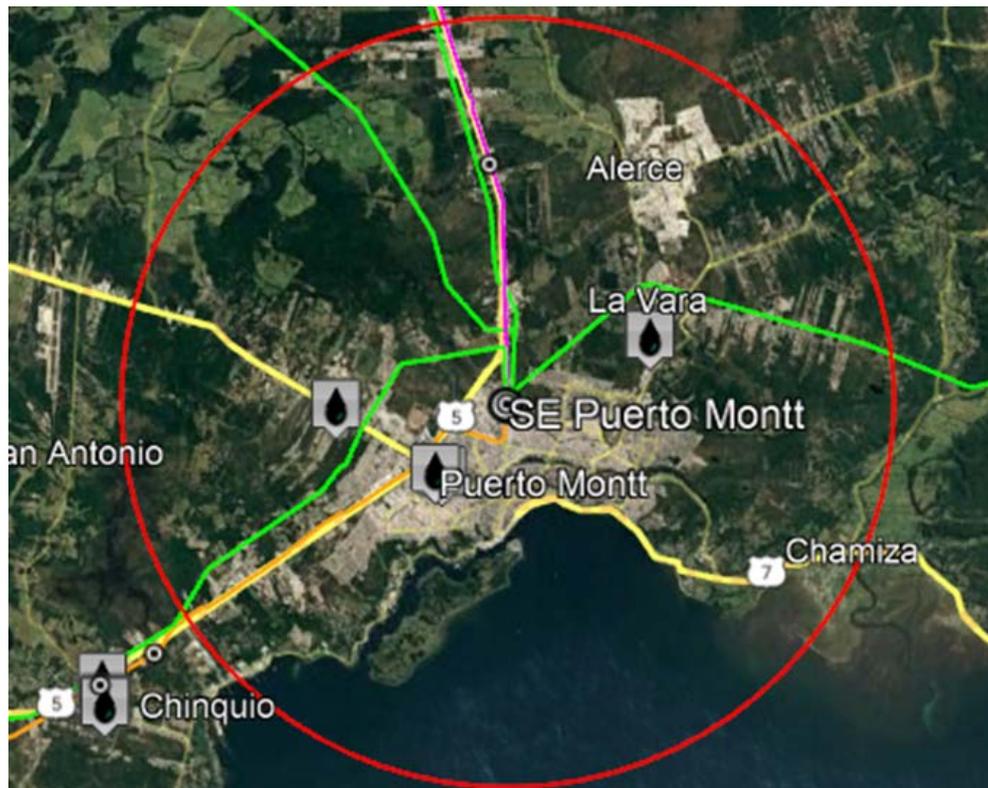
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 220 kV, según se muestra en la figura anterior, podemos comentar lo siguiente:

- No se aprecia paño disponible.
- Fuera de obras de aumento de capacidad, no se han decretado obras de ampliación en esta subestación.
- Se estima que la admisibilidad de una SAC para un proyecto en esta subestación sería rechazada. En cualquier caso, no hay antecedentes de SAC presentadas en esta subestación.
- Existe espacio para ampliación de las barras en el lado oeste de la subestación, pero la acometida a este punto se estima compleja, y se estima que debería ser subterránea para bordear la subestación y salir por el lado este de la subestación Puerto Montt STS., la cual está ubicada colindante por el lado norte a subestación Puerto Montt.

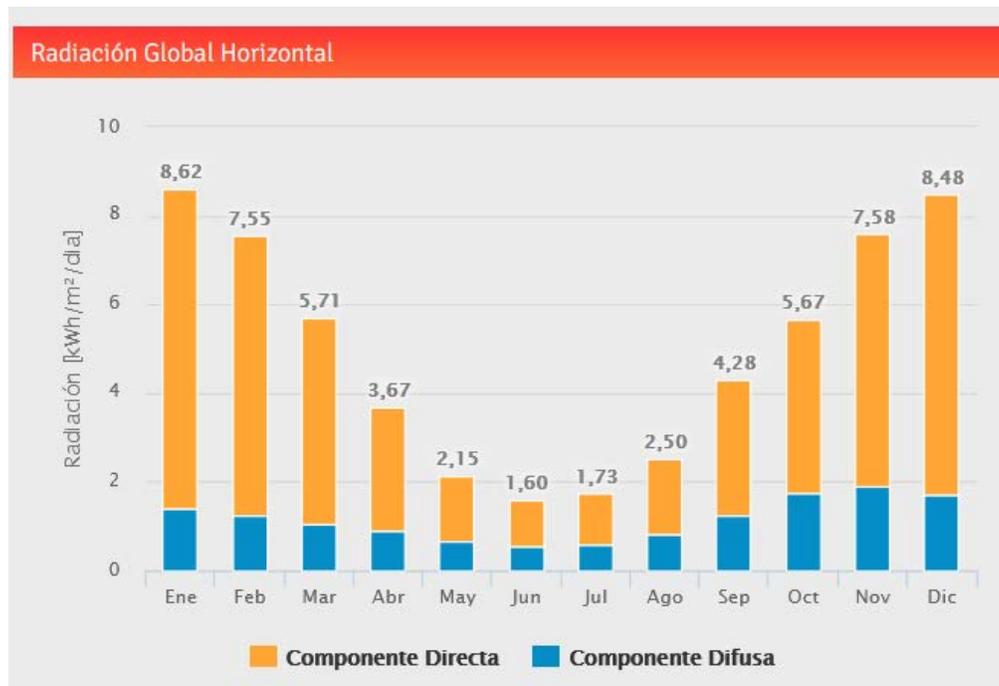
De los antecedentes técnicos antes presentados se considera que, dada la existencia de espacio, a pesar de cierta complejidad de una ampliación de esta subestación, esta es técnicamente factible y viabiliza la conexión de la unidad de punta a esta subestación y en plazos acotados concordantes con el horizonte de tiempo del presente estudio, por ejemplo, vía la solicitud de conexión como obra urgente (Art. 102 de la LGSE).

Figura 124. Subestación Puerto Montt 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta



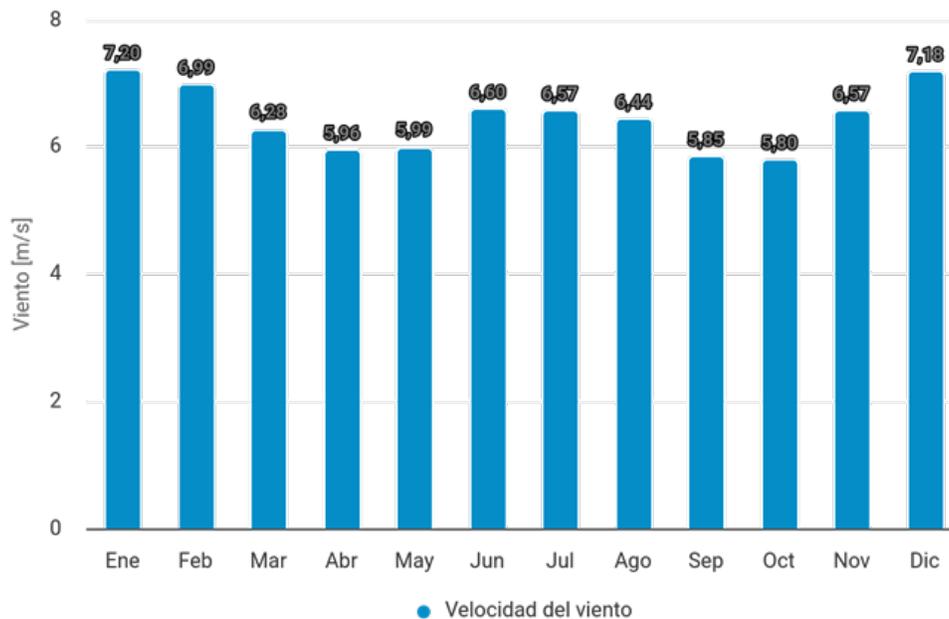
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 125. Radiación Solar en la zona de la Subestación Puerto Montt



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 126. Viento en la zona de la Subestación Puerto Montt



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta

A continuación, en el cuadro siguiente se presenta un resumen del análisis realizado en las distintas subestaciones del SEN.

Tabla 10 Cuadro resumen aspectos logísticos, aspectos técnicos y recurso renovable Subestaciones del SEN

Subestación Básica	Aspectos Territoriales	Aspectos Logísticos						Recurso Renovable		Aspecto Técnico	
		Localidad Suministro	Distancia Centro Suministro Petróleo Diesel	Gasoducto	Distancia Gasoducto (km)	Puerto para Descarga de Equipos	Distancia a Puerto (km)	Radiación Solar	Viento	Disponibilidad Paño	Posibilidad de ampliación con puesta en servicio en periodo 2024-2028
Roncacho 220 kV	Existen zonas sin restricciones relevantes dentro de la zona de interés.	Arica	85	Troncal Paso Jama – Crucero	390	Arica	85	Adecuado	No Adecuado	No	Si
Cóndores 220 kV	Existen zonas sin restricciones relevantes dentro de la zona de interés.	Iquique	16	Troncal Paso Jama – Crucero	260	Iquique	16	Adecuado	No Adecuado	No	Si
Nueva Pozo Almonte 220 kV	Existen zonas sin restricciones relevantes dentro de la zona de interés.	Iquique	65	Troncal Paso Jama – Crucero	215	Iquique	65	Adecuado	No Adecuado	No	Si
Nueva Lagunas 220 kV	Existen zonas sin restricciones relevantes dentro de la zona de interés.	Iquique	130	Troncal Paso Jama – Crucero	160	Iquique	130	Adecuado	No Adecuado	Si	Si
Kimal 220 kV	Existen zonas sin restricciones relevantes dentro de la zona de interés.	Tocopilla	90	Troncal Paso Jama – Crucero	3	Tocopilla	90	Adecuado	No Adecuado	No	Si
Miraje 220 kV	Existen zonas sin restricciones relevantes dentro de la zona de interés.	Tocopilla	92	Troncal Paso Jama – Crucero	0,4	Tocopilla	92	Adecuado	No Adecuado	No	Si
Kapatru 220 kV	Existen zonas sin restricciones relevantes dentro de la zona de interés.	Mejillones	15	Trazado Tuinamej	1,5	Antofagasta	65	Adecuado	No Adecuado	No	Si
Parinas 220 kV	Existen zonas sin restricciones relevantes dentro de la zona de interés.	Antofagasta	160	Tramo La Negra – Paposo	53	Antofagasta	160	Adecuado	Adecuado	No	Si
Cumbres 220 kV	Existen zonas sin restricciones relevantes dentro de la zona de interés.	Caldera	157	Tramo La Negra – Paposo	200	Antofagasta	425	Adecuado	No Adecuado	No	Si
Illapa 220 kV	Existen zonas sin restricciones relevantes dentro de la zona de interés.	Caldera	170	Tramo La Negra – Paposo	210	Antofagasta	430	Adecuado	No Adecuado	No	Si
Nueva Cardones 220 kV	Existen zonas sin restricciones relevantes dentro de la zona de interés.	Caldera	92	Tramo La Negra – Paposo	350	Coquimbo	365	Adecuado	No Adecuado	No	Si
Nueva Maitencillo 220 kV	Existen zonas sin restricciones relevantes dentro de la zona de interés.	Coquimbo	225	Tramo La Negra – Paposo	400	Coquimbo	225	Adecuado	No Adecuado	No	Si
Nueva Pan de Azúcar 220 kV	Existen zonas sin restricciones relevantes dentro de la zona de interés.	Coquimbo	26	Gasoducto Quintero-Quillota 24 Pulgadas	300	Coquimbo	25	No Adecuado	No Adecuado	No	Si
Nogales 220 kV	Existen zonas sin restricciones relevantes dentro de la zona de interés.	Quintero	40	Gasoducto Quintero-Quillota 24 Pulgadas	27	Valparaíso	80	No Adecuado	No Adecuado	No	Si
Lo Aguirre 220 kV	Existen restricciones relevantes dentro de la zona de interés.	Santiago	26	Gasoducto San Bernardo - Quillota 24 pulgadas (Ratones-Quillota)	10	San Antonio	94	No Adecuado	No Adecuado	No	Si
Candelaria 220 kV	Existen zonas sin restricciones relevantes dentro de la zona de interés.	Santiago	70	Extensión a la VI Región Tramo San Vicente- El Peral,	1,5	San Antonio	135	No Adecuado	No Adecuado	SI	Si
Entre Ríos 220 kV	Existen zonas sin restricciones relevantes dentro de la zona de interés.	Chillán	55	Lateral Charrua	10	Talcahuano	140	No Adecuado	Adecuado	No	Si
Ciruelos 220 kV	Existen zonas sin restricciones relevantes dentro de la zona de interés.	Calbuco	295	Lateral Charrua	275	Puerto Montt	290	No Adecuado	Adecuado	No	Si
Tmeo 220 kV	Existen zonas sin restricciones relevantes dentro de la zona de interés.	Calbuco	80	Lateral Charrua	480	Puerto Montt	75	No Adecuado	Adecuado	No	Si
Puerto Montt 220 kV	Existen zonas sin restricciones relevantes dentro de la zona de interés.	Calbuco	55	Lateral Charrua	500	Puerto Montt	3	No Adecuado	Adecuado	No	Si

4.2 Umbrales del Recurso Viento y Radiación Solar para sistema híbrido del tipo Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento

Respecto de los sistemas híbridos del tipo renovable con capacidad de almacenamiento (Sistema Híbrido), como es un Parque Eólico o una Central Solar Fotovoltaica, ambas con sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS), que utilizan como recurso energético primario, el recurso viento y la radiación solar respectivamente, se ha considerado determinar algunos parámetros (valores) que permiten determinar la factibilidad técnica para analizar este tipo de sistema híbrido en cada una de las subestaciones del SEN analizadas. Los parámetros (valores) corresponden a los siguientes:

- Velocidad Media Diaria²⁹ (m/s), Velocidad Media Mínima³⁰ (m/s), Velocidad Media Máxima³¹ (m/s), Velocidad media del viento (m/s) y la densidad de potencia media (W/m²) para el caso de un Parque Eólico.
- Generación eléctrica esperada (MWh/año) para el caso de un Parque Eólico; y,
- Factor de planta esperado (%) para el caso de una Central Solar Fotovoltaica.

Esta sección se refiere específicamente a los criterios utilizados para determinar los umbrales necesarios del recurso viento y radiación solar, para la factibilidad técnico-económica de un proyecto del tipo parque eólico y central solar fotovoltaica, respectivamente.

La inclusión (complemento) de un sistema de almacenamiento de energía (SAE) mediante baterías (BESS) para las tecnologías que utilizan como equipamiento principal aerogeneradores onshore (parque eólico) o paneles solares (central solar fotovoltaica), también denominados sistemas híbridos se configuran de esta manera, es decir como un parque eólico+ SAE con baterías o central solar fotovoltaica + SAE con baterías, se ha considerado con la única finalidad de disponer de una capacidad o potencia (suficiencia) con una alta disponibilidad durante el periodo de control de punta, por lo que su inclusión no tiene efecto en la viabilidad de una ubicación.

Por lo anterior, en la se muestran los valores obtenidos de los parámetros antes señalados mediante los cuales a partir de ciertos valores (criterios) se ha considerado determinar el costo de inversión y costos fijos de operación para las tecnologías del tipo central renovable con capacidad de almacenamiento, en las Subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional del SEN que se indican. Los criterios (valores) utilizados para que una determinada Subestación del SEN sea considerada factible para la instalación de la unidad de punta mediante un proyecto híbrido del tipo Central Eólica

²⁹ corresponde al valor promedio de todos los valores horarios simulados durante el periodo mensual considerado.

³⁰ corresponde al promedio del valor mínimo en cada día simulado durante el periodo mensual considerado.

³¹ corresponde al promedio del valor máximo en cada día simulado durante el periodo mensual considerado.

y/o Central Solar Fotovoltaica, ambas con un Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) son los siguientes:

- a. Parque Eólico** (se debe cumplir los tres criterios señalados más abajo para esta tecnología).
 - Velocidad Media Diaria (m/s) $\geq 5,0$ m/s; la velocidad mínima media (m/s) $\geq 2,5$ m/s, y la diferencia entre la velocidad media máxima (m/s) y velocidad media mínima (m/s) $\leq 6,5$ m/s, de tal manera que la estacionalidad del recurso viento durante el año calendario no sea de un valor muy elevado.
 - Velocidad media del viento (m/s) @100m $> 5,0$ m/s; y,
 - Densidad de potencia media (W/m²) @100m > 200 (W/m²)
- b. Central Solar Fotovoltaica** (se debe cumplir el único criterio señalado más abajo para esta tecnología).
 - Factor de planta $\geq 24\%$

Adicionalmente, en el Anexo 1 están disponibles las imágenes (gráficos) del Recurso Viento para cada una de las veinte (20) subestaciones del SEN analizadas.

Tabla 11 Subestaciones del SEN – Recurso eólico y recurso solar – Elección Subestaciones donde aplica Sistema híbrido central Solar fotovoltaica + BESS y sistema híbrido parque eólico + BESS

Subestación	Parque Eólico + BESS		Central Fotovoltaica + BESS		Recurso Eólico			Recurso Solar	
	70 MW	150 MW	70 MW	150 MW	Velocidad Media @ 100 m (m/s)	Velocidad Media Mínima @ 100 m (m/s)	Velocidad Media Máxima @ 100 m (m/s)	Generación Fotovoltaica Esperada (GWh/año)	Factor de Planta
Roncacho 220 kV	-	-	✓	✓	2,7	1,98	4,8	175,5	29%
Cóndores 220 kV	-	-	✓	✓	2,9	1,59	5,38	175,0	29%
Nueva Pozo Almonte 220 kV	-	-	✓	✓	4,0	1,5	6,7	177,7	29%
Lagunas 220 kV	-	-	✓	✓	4,3	1,5	5,3	174,7	28%
Kimal 220 kV	-	-	✓	✓	4,7	3,2	6,5	179,5	29%
Miraje 220 kV	-	-	✓	✓	4,6	3,2	6,1	178,1	29%
Kapatur 220 kV	-	-	✓	✓	4,5	3,13	6,25	161,63	26%
Parinas 220 kV	✓	✓	✓	✓	7,0	4,6	11,8	191,8	31%
Cumbres 220 kV	-	-	✓	✓	3,4	2,52	4,11	176,4	29%
Illapa 220 kV	-	-	✓	✓	3,1	3,0	5,0	177,0	29%
Nueva Cardones 220 kV	-	-	✓	✓	3,2	2,0	4,0	160,6	26%
Nueva Maitencillo 220 kV	-	-	✓	✓	3,3	1,75	4,79	151,2	25%
Nueva Pan de Azúcar 220 kV	-	-	-	-	1,9	0,9	3,0	130,4	21%
Nogales 220 kV	-	-	-	-	3,8	2,2	8,3	132,4	22%
Lo Aguirre 220 kV	-	-	-	-	3,1	1,1	5,3	138,7	23%
Candelaria 220 kV	-	-	-	-	3,50	2,00	7,00	133,7	22%
Entre Ríos 220 kV	✓	✓	-	-	6,50	3,60	9,50	127,1	21%
Ciruelos 220 kV	✓	✓	-	-	6,30	4,18	8,55	99,8	16%
Tineo 220 kV	✓	✓	-	-	6,40	3,80	8,80	87,5	14%
Puerto Montt 220 kV	✓	✓	-	-	6,30	4,30	9,60		

El criterio de un factor de planta igual o superior al 24% para la instalación de una central solar fotovoltaica considera la localización geográfica de todas las subestaciones del SEN en las cuales es factible la instalación de la Unidad de Punta. Tal como se muestra en la tabla anterior, las localizaciones entre las Subestaciones Nueva Pan de Azúcar y Puerto Montt presentan un factor de planta entre 21% y 14% respectivamente, valor inferior al 24% definido como criterio para la instalación de una central solar fotovoltaica, las cuales se ubican en zonas geográficas con menor desarrollo de proyectos de energía renovable no convencional (ERNC) del tipo solar fotovoltaica de tamaño mayor o igual a 70 MW.

Por su parte, en el caso entre la zona de las subestaciones Nueva Pan de Azúcar y Puerto Montt, el Sistema de Evaluación Ambiental (www.sea.gob.cl) registra en proceso de admisión, en calificación o aprobación, un cantidad de proyectos del tipo y tamaño, solar fotovoltaico ≥ 70 MW, inferior a la zona comprendida al norte de la subestación Nueva Pan de Azúcar, lo cual probablemente resulta, dada la menor factibilidad técnica para el desarrollo de esta tecnología en dichas zonas geográficas del país.

Además, entre las zonas de las Subestaciones Pan de Azúcar y Puerto Montt se presenta una frecuencia de ocurrencia de nubosidad del orden del 17% y 30% respectivamente, lo cual es coincidente con el menor factor de planta indicado en los párrafos anteriores. Lo anterior permite concluir la menor factibilidad técnica de desarrollo de centrales solares fotovoltaicas en las zonas antes señaladas.

4.3 Criterios aplicables en la elección de las Subestaciones del SEN para el emplazamiento de un Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) Stand Alone

Por su parte para la tecnología del tipo Sistema de Almacenamiento de Energía Mediante Baterías (BES) Stand Alone se utilizará como primer criterio para definir las subestaciones del SEN candidatas para el emplazamiento de la tecnología antes señalada, las distintas de zonas geográficas establecidas en el estudio denominado “**Estudio³² de Almacenamiento de Energía del SEN**” de agosto 2023 realizado por el Coordinador Eléctrico Nacional.

En el Resumen Ejecutivo del Estudio antes señalado se identifican las zonas geográficas recomendadas por el Coordinador Eléctrico Nacional para la instalación de Sistemas BESS. Estas zonas geográficas corresponden a las siguientes:

Tabla 12 Subestaciones del SEN recomendadas para instalación de Sistema BESS estudio Coordinador Eléctrico Nacional

Zona Subestación Lagunas	Zona Subestación Kimal
Zona Subestación Andes	Zona Subestación Parinas
Zona Subestación Cumbre	Zona Subestación Nueva Cardones

Un segundo criterio para considerar en la elección de las subestaciones del SEN candidatas para el emplazamiento de la tecnología del tipo Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) Stand Alone será de acuerdo de los niveles de vertimiento³³ (“curtailment” en inglés) de las centrales solares fotovoltaicas y centrales eólicas informados por el Coordinador Eléctrico Nacional para los años 2022, 2023 y 2024.

El criterio que aplicará el Consultor es determinar de forma mensual para el periodo diciembre 2023 – noviembre 2024 (12 meses) las centrales solares fotovoltaicas y centrales eólicas que registren valores de vertimiento superiores a 9 GWh/mes, lo que corresponde a un equivalente promedio diario de 0,3 GWh/día de vertimiento.

Producto de lo anterior, se determinarán las centrales solares fotovoltaicas y centrales eólicas que cumplan con dicha condición de vertimiento, a las cuales se les asociara una zona geográfica del SEN. Estas zonas geográficas del SEN, a su vez, se asociarían ya sea por cercanía física (distancia en

³² Ver Resumen Ejecutivo en <https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/estudios-de-planificacion/estudios-de-almacenamiento/>

³³ <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/reducciones-de-generacion-renovable/>

km) o por cercanía eléctrica (línea de transmisión) a algunas de las Subestaciones del SEN propuestas por el Consultor como puntos de conexión factibles de la Unidad de Punta.

Finalmente, se determinarán las Subestaciones del SEN propuestas por el Consultor como puntos de conexión factibles de la Unidad de Punta, a las cuales producto de las asignaciones de las centrales solares fotovoltaicas y centrales eólicas resulten con mayores volúmenes de energía (GWh) vertida en el período de análisis, y así sean consideradas como candidatas para el emplazamiento de un Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) Stand Alone.

Las Tablas siguiente se muestran las centrales eólicas y centrales solares fotovoltaicas con volúmenes de energía (MWh) vertida superior a 9 GWh/mes para el periodo diciembre 2023 – noviembre 2024.

Tabla 14 Vertimiento (Energía MWh) Centrales Eólica y Solares Fotovoltaicas mayor 9.000 MWh/mes – Periodo Jun 2024 – Nov 2024

CENTRALES EÓLICAS Y CENTRALES SOLARES FOTOVOLTAICAS CON VERTIMIENTO (ENERGIA MWh) MAYOR A 9.000 MWh/MES - PERIODO DICIEMBRE 2023 - NOVIEMBRE 2024

Año	2024		2024		2024		2024		2024		2024	
	Junio		Julio		Agosto		Septiembre		Octubre		Noviembre	
Mes	Nombre Central	Energía (MWh)	Nombre Central	Energía (MWh)	Nombre Central	Energía (MWh)	Nombre Central	Energía (MWh)	Nombre Central	Energía (MWh)	Nombre Central	Energía (MWh)
CENTRALES EOLICAS							PE-SANJUAN	10.715	PE-CERROTIGRE	13.727	PE-CERROTIGRE	16.963
							PE-ATACAMA	10.591	PE-CALAMA	13.635	PE-ATACAMA	14.823
							PE-CALAMA	10.086	PE-LLANOSDELVIENTO	11.231	PE-CALAMA	14.698
									PE-SANGABRIEL	10.437	PE-LLANOSDELVIENTO	13.115
									PE-ATACAMA	9.273	PE-SANJUAN	11.811
											PE-CAMPO-LINDO	10.332
											PE-PUNTASIERRA	9.965
CENTRALES SOLARES FOTOVOLTAICAS	PFV-DIEGOALMAGROSUR	11.770	PFV-CAMPODELSOL	9.649	PFV-CAMPODELSOL	22.575	PFV-CAMPODELSOL	37.727	PFV-CAMPODELSOL	50.587	PFV-GUANCHOI	48.114
					PFV-CEME1	19.752	PFV-GUANCHOI	33.206	PFV-GUANCHOI	48.605	PFV-SOLDELDESIERTO	38.893
					PFV-GUANCHOI	19.495	PFV-CEME1	31.659	PFV-CEME1	42.066	PFV-CAMPODELSOL	37.698
					PFV-SANTAISABEL	14.271	PFV-FINISTERRAE	26.697	PFV-FINISTERRAE	33.972	PFV-FINISTERRAE	36.512
					PFV-FINISTERRAE	12.023	PFV-SANTAISABEL	18.328	PFV-SOLDELDESIERTO	24.130	PFV-CEME1	30.795
					PFV-SOLDELDESIERTO	11.098	PFV-SOLDELILA	16.425	PFV-LUZDELNORTE	22.232	PFV-LASSALINAS	28.695
					PFV-VALLEDELSOL	10.415	PFV-TAMAYA	14.393	PFV-LASSALINAS	21.274	PFV-LUZDELNORTE	26.081
					PFV-SOLDELILA	9.111	PFV-LUZDELNORTE	14.088	PFV-SOLDELILA	21.182	PFV-ELROMERO	25.514
							PFV-VALLEDELSOL	12.557	PFV-VALLEDELSOL	19.573	PFV-VALLEDELSOL	25.042
							PFV-LASSALINAS	11.934	PFV-SANTAISABEL	19.060	PFV-MALGARIDA	24.674
							PFV-VALLEESCONDIDO	11.456	PFV-TAMAYA	18.932	PFV-SOLDELILA	19.758
							PFV-PAMPATIGRE	10.643	PFV-MALGARIDA	17.760	PFV-DONAANTONIA	19.126
							PFV-DIEGOALMAGROSUR	10.279	PFV-ELROMERO	15.929	PFV-VALLEESCONDIDO	18.822
							PFV-SANPEDRO-GPG	9.184	PFV-ELPELICANO	14.924	PFV-DIEGOALMAGROSUR	18.173
									PFV-PAMPATIGRE	14.747	PFV-ELPELICANO	18.031
									PFV-VALLEESCONDIDO	14.629	PFV-PAMPATIGRE	17.709
									PFV-SANPEDRO-GPG	13.378	PFV-RIOSCONDIDO	16.940
									PFV-ATACAMASOLAR-2	12.050	PFV-MESEADELOSANDES	15.443
									PFV-WILLKA	10.658	PFV-SANPEDRO-GPG	15.122
									PFV-GRANJA	10.245	PFV-ATACAMASOLAR-2	13.628
									PFV-ELENA	9.280	PFV-SANTAISABEL	12.862
									PFV-DIEGOALMAGROSUR	9.152	PFV-CAPRICORNIO	12.795
									PFV-DOMEYKO	9.011	PFV-QUILAPILUN	11.786
											PFV-WILLKA	11.664
											PFV-TAMAYA	11.644
											PFV-ELENA	10.503
											PFV-LLANODELLAMPOS	10.484
										PFV-GRANJA	10.474	
										PFV-LAHUELLA	10.362	
										PFV-JAVIERA	10.124	

Por su parte, mediante la aplicación Google Earth Pro, utilizando el archivo en formato KMZ entregado por el Coordinador y la información pública en el Sistema de Evaluación Ambiental (SEA) de los proyectos de centrales solares fotovoltaicas aprobados ambientalmente y en operación en el SEN, es posible determinar la zona geográfica en la cual se encuentra instalada las principales centrales solares fotovoltaicas que presentan los mayores volúmenes de energía (MWh) vertida en el periodo antes señalado.

Mediante la tabla siguiente se muestran las principales centrales solares fotovoltaicas que presentan mayores volúmenes de energía (MWh) vertida, donde además se asocia a una zona geográfica en la cual se encuentra una Subestación del SEN (nivel 220 kV o superior).

Tabla 15 Centrales solares fotovoltaicas y Zonas geográficas (Subestaciones del SEN) elegidas para determinación costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta mediante tecnología de Sistema BESS Stand Alone

Central PV	Zona Geografica
PFV-GUANCHOI	Zona Subestación Illapa
PFV-SOLDELDESIERTO	Zona Subestación Kimal
PFV-CAMPOSDELSOL	Zona Subestación Nueva Cardones
PFV-FINISTERRAE	Zona Subestación Miraje
PFV-CEME1	Zona Subestación Miraje
PFV-SOLDELILA	Zona Subestación Andes
PFV-SANTAISABEL	Zona Subestación Kimal
PFV-DIEGOALMAGROSUR	Zona Subestación Illapa
PFV-LUZDELNORTE	Zona Subestación Nueva Cardones
PFV-VALLEDELSOL	Zona Subestación Kimal

De la tabla anterior es posible concluir lo siguiente:

- Existen algunas Subestaciones del SEN ya incluidas más adelante para el emplazamiento de un Sistema BESS mediante el cual se realizará la determinación de los costos de inversión (CAPEX) y costos fijos de operación (CFO) de la Unidad de Punta, consideradas según lo establecido en el Estudio de Almacenamiento del SEN.
- Existen otras subestaciones no incluidas en el Estudio de Almacenamiento del SEN realizado por el Coordinador Eléctrico Nacional, las cuales serán incluidas como es el caso de Subestación Illapa y Subestación Miraje para el emplazamiento de un Sistema BESS lo que permitirá la determinación de los costos de inversión (CAPEX) y costos fijos de operación (CFO) de la Unidad de Punta.
- Producto de lo anterior, los tamaños de la unidad generadora del tipo híbrida como son una Central Eólica y una Central Solar Fotovoltaica, ambas con Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) y los tamaños de Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) Stand Alone que se analizarán para la determinación de los costos de inversión (CAPEX) y costos fijos de operación (CFO) de la Unidad de Punta, en las distintas subestaciones del SEN se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 16 Subestaciones del SEN, tamaños y tecnologías del tipo solar fotovoltaica + BESS, parque eólico + BESS y BESS stand alone candidatas para determinar costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta

Subestación del SEN	Central Eólica + Sistema BESS ³⁴			Central Solar Fotovoltaica + Sistema BESS ³⁵			Sistema BESS Stand Alone		
	70 MW	120 MW	150 MW	70 MW	120 MW	150 MW	70 MW	120 MW	150 MW
Roncacho 220 kV	-	-	-	ü	ü	ü	-	-	-
Cóndores 220 kV	-	-	-	ü	ü	ü	-	-	-
Nueva Pozo Almonte 220 kV	-	-	-	ü	ü	ü	-	-	-
Lagunas 220 kV	-	-	-	ü	ü	ü	ü	ü	ü
Kimal 220 kV	-	-	-	ü	ü	ü	ü	ü	ü
Miraje 220 kV	-	-	-	ü	ü	ü	ü	ü	ü
Kapatur 220 kV	-	-	-	ü	ü	ü	-	-	-
Parinas 220 kV	ü	ü	ü	ü	ü	ü	ü	ü	ü
Cumbres 220 kV	-	-	-	ü	ü	ü	ü	ü	ü
Illapa 220 kV	-	-	-	ü	ü	ü	ü	ü	ü
Nueva Cardones 220 kV	-	-	-	ü	ü	ü	ü	ü	ü
Nueva Maitencillo 220 kV	-	-	-	ü	ü	ü	-	-	-
Nueva Pan de Azúcar 220 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nogales 220 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lo Aguirre 220 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Candelaria 220 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre Ríos 220 kV	ü	ü	ü	-	-	-	-	-	-
Ciruelos 220 kV	ü	ü	ü	-	-	-	-	-	-
Tineo 220 kV	ü	ü	ü	-	-	-	-	-	-
Puerto Montt 220 kV	ü	ü	ü	-	-	-	-	-	-

³⁴ Se analizará también para cinco horas, en el caso de una central solar fotovoltaica + BESS (4 hr)

³⁵ Se analizará también para cinco horas, en el caso de un parque eólico + BESS (4 hr)

4.4 Subestaciones de los Sistemas Medianos Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams

De igual forma que lo establecido en el punto 4.2 anterior, respecto de las Subestaciones del SEN, se utilizarán como fuente de información para visualizar el estado de las subestaciones de los Sistemas Medianos de la Región de Magallanes, lo siguiente:

- Aplicación Google Earth Pro versión 7.3.6.9796 (64-bit);
- Información técnica de centrales generadoras, subestaciones, líneas de transmisión, etc. disponibles en la Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional;
- Archivo en formato kmz denominado SISTEMA ELECTRICO NACIONAL_V31 con la información de centrales de los SSMM entregada por el Coordinador;
- Resolución Exenta N° 16 de 2024 que Aprueba Informe Técnico Definitivo del Estudio de Planificación y Tarifación de los sistemas medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, cuadrienio 2022 – 2026³⁶; y,
- Anexos Resolución Exenta N° 16 de 2024³⁷

Todo lo anterior con el objetivo principal de conocer la información actualizada de centrales y subestaciones de los SSMM, analizar tanto los posibles espacios o terrenos disponibles para el emplazamiento de la central generadora (Unidad de Punta), como también la conexión eléctrica de la central generadora (Unidad de Punta) al respectivo SSMM.

Para el caso de los Sistemas Medianos de la Región de Magallanes (Pta. Arenas, Pto. Natales, Porvenir y Pto. Williams) no hay cambios topológicos en el sistema de transmisión, tampoco la incorporación de nuevas unidades generadoras. Por lo anterior, el Consultor ha utilizado la misma información de las visitas técnicas realizadas en el contexto del estudio de Determinación de los Costos de Inversión y Costos Fijos de Operación de la Unidad de Punta del año 2020.

A continuación, se realiza un análisis de los lugares propuestos y las condiciones necesarias para la instalación de la central generadora (Unidad de Punta), teniendo en consideración aspectos territoriales, logísticos y técnicos, lo cual permitirá determinar la factibilidad técnica de la instalación y conexión eléctrica de la central generadora (Unidad de Punta) a los SSMM de EDELMAG. Estos Sistemas Medianos corresponden a Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams.

³⁶ https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/01/Rex-aprueba-ITD-SSMM-Pta.-Arenas-Pto.-Natales-Porvenir-y-Pto.-Williams_VF.pdf

³⁷ https://comisionenergia-my.sharepoint.com/:u:/g/personal/onedrive-subdeptargedis_cne_cl/EdI5whLL1mBDmkJeTyfYX_EB-O0FDis-6pW1o1H4ZM-0IQ?e=d3qSYN

Para estos Sistemas Medianos se revisó el recurso viento (parque eólico) en el caso de Punta Arenas, ya que el tamaño de la unidad de punta, que corresponde a 15 MW, es compatible con aerogeneradores comercialmente disponibles, los cuales hoy se encuentra sobre los 4 MW de potencia. El análisis del recurso eólico se acota solo para la Central Tres Puentes del Sistema Mediano de Punta Arenas, dado que en los otros Sistemas Medianos de la Región de Magallanes los tamaños necesarios de turbinas eólicas no están comercialmente disponibles, debido el menor de tamaño de la Unidad de Punta requerida. Respecto al recurso solar, según lo analizado para el SEN, la zona sur del país y en el caso particular de la zona de Magallanes no es adecuada para la instalación de plantas solares fotovoltaicas.

4.4.1 Zona de la Subestación Tres Puentes

4.4.1.1 Ubicación de la Central Generadora

En el Sistema Mediano de Punta Arenas, existen tres empresas propietarias de las instalaciones de generación eléctrica. Sin embargo, para efectos del emplazamiento de la Unidad de Punta se ha considerado utilizar las instalaciones de la Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (EDEL MAG), correspondiente al Sistema Mediano de Punta Arenas en particular la zona de la Central Tres Puentes, dado que esta dispone del equipamiento e infraestructura requerida (conexión a gasoducto, estanques de combustibles para petróleo diésel, subestación eléctrica, etc.) para la conexión de una nueva Unidad Generadora.

De acuerdo con lo anterior, el terreno considerado para la Unidad de Punta se muestra en Figura 127, el cual está ubicado al interior de la Central Tres Puentes dado que existe espacio suficiente para la instalación de la Unidad de Punta.

4.4.1.2 Aspectos Territoriales

Se detectan concesiones mineras de exploración en el área indicada. No se observan restricciones medio ambientales. El área se encuentra dentro del límite urbano de Punta Arenas. No se observan restricciones de propiedad fiscal.

4.4.1.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel: Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el suministro no presenta problemas dada la cercanía a centros de distribución. El más próximo está a 19 km aproximadamente (Terminal Cabo Negro ENAP).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NO_x con combustión diésel, y además para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde el centro poblado más cercano, este es en la misma ciudad de Punta Arenas. Se puede también considerar la alternativa de explorar extracción de pozos profundos.

Gas natural: El suministro de Gas natural podrá ser tomado desde la misma Central Tres Puentes, considerando una aplicación del City Gate, conectándose a la unidad de punta por una tubería de 4" de 100 m de longitud.

Equipos Para la descarga de los equipos, se dispone del puerto de Punta Arenas. La distancia desde la Central Tres Puentes a Puerto es de aproximadamente 1 km.

4.4.1.4 Recurso Energético Primario

Recurso Viento: Respecto al potencial eólico del área se puede señalar que el sitio seleccionado cuenta con un ciclo diario de velocidad y frecuencia de vientos que sustenta la operación de una central eólica. Tal como se muestra en la Figura 129, el área del proyecto se ubica en un sector con

vientos que promedian una velocidad media diaria de $9,7\pm 0,5$ m/s, con un mínimo medio de $4,0\pm 0,2$ m/s y un máximo medio de $15,7\pm 0,8$ m/s, lo cual lo convierten en un sitio adecuado para la instalación de aerogeneradores debido a la alta velocidad medio diario y alta velocidad máximo diario del recurso viento en la zona.

En el Anexo 1 se adjunta una imagen (gráfico) del Recurso Viento del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 127. Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta – Tres Puentes



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.4.1.5 Ubicación Subestación Tres Puentes 11,5 kV

La Subestación Tres Puentes se encuentra ubicada en el sector de Tres Puentes al norte de la ciudad de Punta Arenas, Comuna de Punta Arenas, de la provincia de Magallanes de la XII Región de Magallanes y es parte de la Central Tres Puentes.

4.4.1.6 Aspectos Técnicos

La Subestación Tres Puentes está compuesta por patios de 11,5 kV, 13,8 kV y 66 kV, y la conexión de nuevas unidades de generación está contemplado que se realice a la barra de 11,5 kV. El patio de

11,5 kV presenta una configuración del tipo barra simple seccionada y está compuesto por celdas metálicas de media tensión alojadas en salas eléctricas, con un total de once (11) paños en nivel de 11,5 kV todos de propiedad de EDELMAG.

Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 11,5 kV, según se muestra en la Figura 127 en virtud de los antecedentes se puede indicar lo siguiente:

- No existen posiciones disponibles en las celdas de 11,5 kV existentes.
- En la subestación Tres Puentes la conexión de las Turbinas a Gas existentes al sistema eléctrico es mediante el uso de salas eléctricas tipo contenedor, dentro de las cuales se aloja el equipo de maniobra correspondiente a celdas metálicas, de clase 15 kV.
- Existe espacio disponible para instalar una nueva sala eléctrica, la cual aloje el equipamiento para la Unidad de Punta.

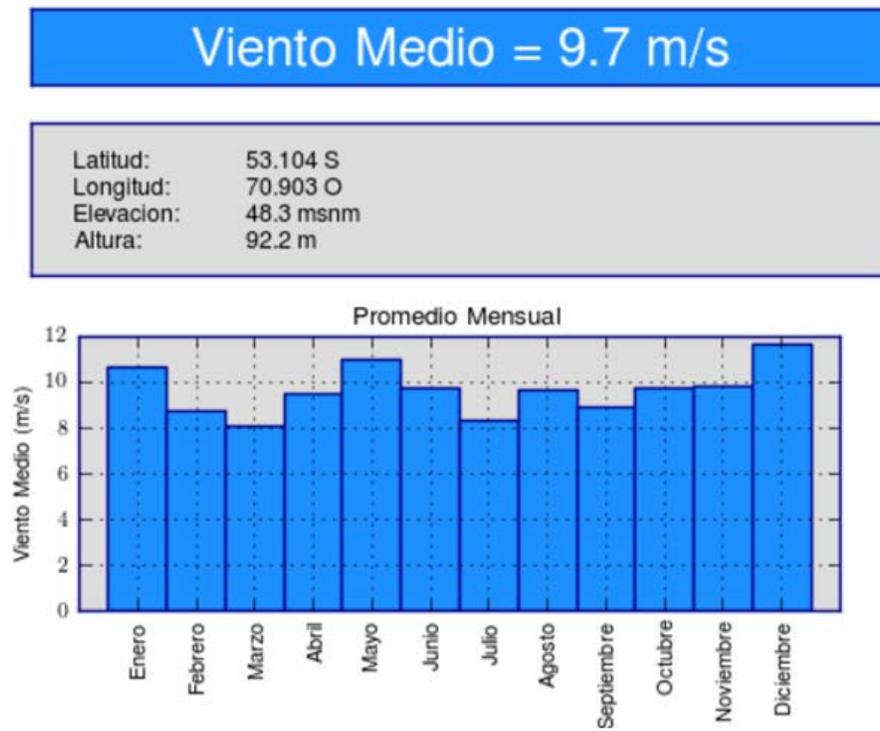
De lo anterior es posible concluir que la conexión es factible a la Subestación Tres Puentes, desde un punto de vista de disponibilidad de espacio, mediante el uso de celdas de media tensión de 11,5 kV alojadas en una sala eléctrica.

Figura 128. Sector emplazamiento Central y Subestación - Tres Puentes



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 129. Viento en la zona de la Subestación Tres Puentes



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 130. Subestación Tres Puentes



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Respecto de la tecnología del tipo central renovable con capacidad de almacenamiento, como es un parque eólico con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS), que utilizan como recurso energético primario el viento se ha considerado determinar algunos parámetros (valores) que permiten determinar la factibilidad técnica para analizar este tipo de tecnología para la Subestación Tres Puentes. Los parámetros (valores) corresponden a los siguientes:

- Velocidad Media Diaria (m/s), Velocidad Media Mínima (m/s), Velocidad Media Máxima (m/s), Velocidad media del viento (m/s) y la densidad de potencia, media (W/m²) para el caso de un Parque Eólico.
- Generación eléctrica esperada (MWh/año) para el caso de un Parque Eólico.

Por lo anterior, en el cuadro siguiente se muestran los valores obtenidos de los parámetros antes señalados mediante los cuales a partir de ciertos valores (criterios) se ha considerado determinar el costo de inversión y costos fijos de operación para las tecnologías del tipo central renovable con capacidad de almacenamiento, en la subestación Tres Puentes como parte del SSMM de Punta Arenas. Los criterios (valores) utilizados para que una determinada subestación sea considerada factible para la instalación de la unidad de punta mediante un proyecto del tipo Central Eólica con capacidad de almacenamiento de energía mediante baterías son los siguientes:

Parque Eólico (se deben cumplir los tres criterios señalados más abajo).

- Velocidad Media Diaria (m/s) $\geq 5,0$ m/s; velocidad mínima media (m/s) $\geq 2,5$ m/s, y que la diferencia entre la velocidad medio máxima (m/s) y velocidad media mínima (m/s) sea $\leq 6,5$ m/s, de tal manera que la estacionalidad del recurso viento durante el año calendario no sea de un valor muy elevado.
- Velocidad media del viento (m/s) @100m $> 5,0$ m/s; y,
- Densidad de potencia media (W/m²) @100m > 200 (W/m²)

Producto de lo anterior, la tecnología y tamaño de la central Eólica con almacenamiento de energía mediante baterías que se analizará en las distintas subestaciones del SSMM se muestran en el cuadro siguiente:

Tabla 17 Subestación, tecnología y tamaño de sistema híbrido mediante parque eólico + BESS - Sistema Mediano Punta Arenas

Subestación	Central Eólica + BESS
Tres Puentes	12.4 MW-

El tamaño indicado corresponde al más cercano posible a 15 MW considerando turbinas eólicas de 6,2 MW. En relación con el tamaño del BESS, este se considera de 15 MW, dado el tamaño de la unidad de punta y con una capacidad de almacenamiento de 4 horas, es decir de 60 MWh.

4.4.2 Zona de la Subestación Puerto Natales

4.4.2.1 Ubicación de la Central Generadora

En el Sistema Mediano de Puerto Natales, existe solo una empresa propietaria de las instalaciones de generación eléctrica. Por lo anterior, para efectos del emplazamiento de la Unidad de Punta se ha considerado utilizar las instalaciones de la Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (EDEL MAG), correspondiente al Sistema Mediano de Puerto Natales, en particular la zona de la Central Puerto Natales, dado que esta dispone del equipamiento e infraestructura requerida (conexión a gasoducto, estanques de combustibles para petróleo diésel, subestación eléctrica, etc.) para la conexión de una nueva Unidad Generadora.

De acuerdo con lo anterior, el terreno considerado para la Unidad de Punta se muestra en la Figura 131, el cual está ubicado al interior de la Central Puerto Natales dado que existe espacio suficiente para la instalación de la Unidad de Punta.

4.4.2.2 Aspectos Territoriales

Se detectan concesiones mineras de exploración en el área indicada. No se observan restricciones medio ambientales. El área se encuentra dentro del límite urbano de Puerto Natales. No se observan restricciones de propiedad fiscal.

4.4.2.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel:	Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el suministro no presenta problemas dada la cercanía a centros de distribución. El más próximo está a 250 km aproximadamente (Terminal Cabo Negro ENAP).
Agua cruda:	El requerimiento de agua cruda para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde el centro poblado más cercano, este es en la misma ciudad de Puerto Natales. Se puede también considerar la alternativa de explorar extracción de pozos profundos.
Gas natural:	El suministro de Gas natural podrá ser tomado desde la misma Central Puerto Natales, considerando una aplicación del City Gate.
Equipos:	Para la descarga de los equipos, se dispone del puerto en la misma ciudad de Puerto Natales. La distancia a la Central Puerto Natales desde Puerto 1 km.

Figura 131. Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta - Puerto Natales



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.4.2.4 Ubicación Subestación Puerto Natales 13,2 kV

La Subestación Puerto Natales se encuentra ubicada en el extremo este de la ciudad de Puerto Natales, Comuna de Natales, de la provincia de Última Esperanza de la XII Región de Magallanes y es parte de la Central Puerto Natales.

4.4.2.5 Aspectos Técnicos

La subestación Puerto Natales está compuesta solo por un patio de 13,2 kV. Dicho patio es del tipo convencional y presenta una configuración del tipo barra simple seccionada, con un total de once (13) paños todos de propiedad de EDELMAG.

Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 13,2 kV, según se muestra en la Figura 133, podemos comentar lo siguiente:

- No existen paños existentes disponibles en el patio de 13,2 kV.
- En el lado este del patio de 13,2 kV de la subestación existe espacio el cual permitiría ampliar la subestación con un paño de conexión adicional.

De lo anterior es posible concluir que la conexión es factible a la Subestación Puerto Natales, desde un punto de vista de disponibilidad de espacio, mediante el uso de un paño en 13,2 kV del tipo convencional.

Figura 132. Sector emplazamiento Central y Subestación - Puerto Natales



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 133. Subestación Puerto Natales



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.4.3 Zona de la Subestación Porvenir

4.4.3.1 Ubicación de la Central Generadora

En el Sistema Mediano de Porvenir, existe solo una empresa propietaria de las instalaciones de generación eléctrica. Por lo anterior, para efectos del emplazamiento de la Unidad de Punta se ha considerado utilizar las instalaciones de la Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (EDELMAG), correspondiente al Sistema Mediano de Porvenir, en particular la zona de la Central Porvenir, dado que esta dispone del equipamiento e infraestructura requerida (conexión a gasoducto, estanques de combustibles para petróleo diésel, subestación eléctrica, etc.) para la conexión de una nueva Unidad Generadora.

De acuerdo con lo anterior, el terreno considerado para la Unidad de Punta se muestra en la Figura 134, el cual está ubicado al interior de la Central Porvenir dado que existe espacio suficiente para la instalación de la Unidad de Punta.

4.4.3.2 Aspectos Territoriales

No se detectan concesiones mineras en el área indicada. No se observan restricciones medio ambientales. El área se encuentra dentro del límite urbano de Porvenir. No se observan restricciones de propiedad fiscal.

4.4.3.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel:	Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el suministro no presenta problemas dada la cercanía a centros de distribución. El más próximo está a 21 millas náuticas (38,9 km) aproximadamente (Terminal Cabo Negro ENAP).
Agua cruda:	El requerimiento de agua cruda para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde el centro poblado más cercano, este es en la misma ciudad de Porvenir. Se puede también considerar la alternativa de explorar extracción de pozos profundos.
Gas natural:	El suministro de Gas natural podrá ser tomado desde la misma Central Porvenir, considerando una aplicación del City Gate.
Equipos:	Para la descarga de los equipos, se dispone del puerto de Punta Arenas y traslado por barcaza hasta Porvenir, distante a 21 millas náuticas (38,9 km) aproximadamente.

Figura 134. Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta - Porvenir



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.4.3.4 Ubicación Subestación Porvenir 13,2 kV

La Subestación Porvenir se encuentra ubicada en el extremo este de la ciudad de Porvenir, Comuna de Porvenir, de la provincia de Tierra del Fuego de la XII Región de Magallanes y es parte de la Central Porvenir.

4.4.3.5 Aspectos Técnicos

La subestación Porvenir está compuesta solo por un patio de 13,2 kV. Dicho patio es del tipo convencional y presenta una configuración del tipo barra simple seccionada, con un total de trece (13) paños en nivel de 13,2 kV todos de propiedad de EDELMAG.

Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 13,2 kV, según se muestra en la Figura 136, podemos comentar lo siguiente:

- No existen paños existentes disponibles en el patio de 13,2 kV.

- En el patio de 13,2 kV de la subestación existe espacio, lo cual permite ampliar la subestación con un paño de conexión adicional.

De lo anterior es posible concluir que la conexión es factible a la Subestación Porvenir, desde un punto de vista de disponibilidad de espacio, mediante el uso de un paño en 13,2 kV del tipo convencional.

Figura 135. Sector emplazamiento Central y Subestación - Porvenir



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 136. Subestación Porvenir



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.4.4 Zona de la Subestación Puerto Williams

4.4.4.1 Ubicación de la Central Generadora

En el Sistema Mediano de Puerto Williams, existe solo una empresa propietaria de las instalaciones de generación eléctrica. Por lo anterior, para efectos del emplazamiento de la Unidad de Punta se ha considerado utilizar las instalaciones de la Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (EDELMAG), correspondiente al Sistema Mediano de Puerto Williams, en particular la zona de la Central Puerto Williams, dado que esta dispone del equipamiento e infraestructura requerida (estanques de combustibles para petróleo diésel, subestación eléctrica, etc.) para la conexión de una nueva Unidad Generadora.

De acuerdo con lo anterior, el terreno considerado para la Unidad de Punta se muestra en la Figura 137, el cual está ubicado al interior de la Central Puerto Williams dado que existe espacio suficiente para la instalación de la Unidad de Punta.

4.4.4.2 Aspectos Territoriales

No se detectan concesiones mineras en el área indicada. No se observan restricciones medio ambientales. No se detectan restricciones de Planificación Territorial. A 200 m se detecta zona de administración de propiedad fiscal.

4.4.4.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel: Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el suministro podría presentar problemas de abastecimiento dada la lejanía del principal centro de distribución. El más próximo está a 34 horas de navegación aproximadamente, desde Punta Arenas (Terminal Cabo Negro ENAP). En particular para este SSMM la empresa propietaria (EDELMAG) mantiene una capacidad de 60.000 lt en estanque de recepción de petróleo diésel. Por su parte, la capacidad del estanque de consumo es de 20.000 lt. La reposición se puede realizar semanalmente a través del ferry que navega entre la ciudad de Pta. Arenas y Pto. Williams, manteniendo siempre un stock de al menos 40.000 lt.

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde el centro poblado más cercano, este es Puerto Williams. Se puede también considerar la alternativa de explorar extracción de pozos profundos.

Gas natural: Combustible no disponible para esta ubicación.

Equipos: Para la descarga de los equipos, se dispone del puerto de Punta Arenas y traslado por barcaza hasta Puerto Williams (36 horas de navegación).

Figura 137. Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta - Puerto Williams



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.4.4.4 Ubicación Subestación Puerto Williams 13,2 kV

La Subestación Puerto Williams se encuentra ubicada al este de la ciudad de Puerto Williams, Comuna de Cabo de Hornos, de la provincia de la Antártica Chilena de la XII Región de Magallanes y es parte de la Central Puerto Williams.

4.4.4.5 Aspectos Técnicos

La subestación Puerto Williams está compuesta solo por un patio de 13,2 kV. Dicho patio es del tipo convencional y presenta una configuración del tipo barra simple seccionada, con un total de once paños en nivel de 13,2 kV todos de propiedad de EDELMAG.

Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 13,2 kV, según se muestra en la Figura 138, podemos comentar lo siguiente:

- No existen paños existentes disponibles en el patio de 13,2 kV
- En del patio de 13,2 kV de la subestación existe espacio, lo cual permite ampliar la subestación con un paño de conexión adicional.

De lo anterior es posible concluir que la conexión es factible a la Subestación Puerto Williams desde un punto de vista de disponibilidad de espacio, mediante el uso de un paño en 13,2 kV del tipo convencional.

Figura 138. Sector emplazamiento Central y Subestación - Puerto Williams



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.5 Subestaciones de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Puerto Cisnes, Cochamó y Hornopirén

De igual forma que lo establecido en el punto 4.2 anterior, se utilizarán como fuente de información para visualizar el estado de las subestaciones de los Sistemas Medianos de la Región de Aysén, lo siguiente:

- Aplicación Google Earth Pro versión 7.3.6.9796 (64-bit);
- Información técnica de centrales generadoras, subestaciones, líneas de transmisión, etc. disponibles en la Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional;
- Archivo en formato kmz denominado SISTEMA ELECTRICO NACIONAL_V31 con la información de centrales de los SSMM entregado por el Coordinador;
- Resolución Exenta N° 448 de 2024 que Aprueba Informe Técnico Final del Estudio de Planificación y Tarifación de los sistemas medianos de Aysén, Palena, General Carrera y Puerto Cisnes, cuatrienio 2022 – 2026³⁸;
- Anexos Resolución Exenta N° 448 de 2024³⁹;
- Resolución Exenta N° 449 de 2024 que Aprueba Informe Técnico Final del Estudio de Planificación y Tarifación del sistema mediano de Cochamó, cuatrienio 2022 – 2026⁴⁰;
- Anexos Resolución Exenta N° 449 de 2024⁴¹;
- Resolución Exenta N° 450 de 2024 que Aprueba Informe Técnico Final del Estudio de Planificación y Tarifación del sistema mediano de Hornopirén, cuatrienio 2022 – 2026⁴²; y,
- Anexos Resolución Exenta N° 450 de 2024⁴³.

Todo lo anterior con el objetivo principal de conocer la información actualizada de centrales y subestaciones de los SSMM, analizar tanto los posibles espacios o terrenos disponibles para el emplazamiento de la central generadora (Unidad de Punta), como también la conexión eléctrica de la central generadora (Unidad de Punta) al respectivo SSMM.

³⁸ <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/08/Rex-CNE-N-448-2024-aprueba-IT-FINAL-SSMM-Aysen-Palena-General-Carrera-y-Puerto-Cisnes.pdf>

³⁹ https://comisionenergia-my.sharepoint.com/:u:/g/personal/onedrive-subdeptargedis_cne_cl/ESCoyrmtbOVHuuEAtJDAvOwBHozmFuHrbjXt6G5SmQT-Ag?e=TYz0vo

⁴⁰ <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/08/Rex-CNE-N-449-2024-aprueba-IT-FINAL-SSMM-Cochamo.pdf>

⁴¹ https://comisionenergia-my.sharepoint.com/:u:/g/personal/onedrive-subdeptargedis_cne_cl/EbYbVHiaHphOou4b0p_lyVsBuPcQZJ2B2zrV8YgAdm5wJg?e=T7fvgi

⁴² <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/08/Rex-CNE-N-450-2024-aprueba-IT-FINAL-SSMM-Hornopiren.pdf>

⁴³ https://comisionenergia-my.sharepoint.com/:u:/g/personal/onedrive-subdeptargedis_cne_cl/ERQwHuz2lwxNt2770R87PWoBV8GK63YggXV9NpH54Un6qQ?e=8Fe9xN

Considerando que no existen cambios topológicos relevantes en las subestaciones de los SSMM de la Empresa Eléctrica de Aysén S.A. (EDELAYSEN), Empresa Eléctrica Cuchildeo SpA y de la Sociedad Generadora Austral S.A. (SAGESA), el Consultor ha utilizado la misma información de las visitas técnicas realizadas en el contexto del estudio de Determinación de los Costos de Inversión y Costos Fijos de Operación de la Unidad de Punta del año 2020. Adicionalmente, para el único nuevo Sistema Mediano incorporado en la determinación del costo de inversión y costo fijo de operación de la unidad de punta, que corresponde a Puerto Cisnes (Subestación Nuevo Reino) se ha obtenido información del Estudio tarifario de los Sistemas Medianos 2022 - 2026 e imágenes de la aplicación Google Earth Pro versión 7.3.6.9796 (64-bit).

A continuación, se realiza un análisis de los lugares propuestos y las condiciones necesarias para la instalación de la central generadora (Unidad de Punta), teniendo en consideración aspectos territoriales, logísticos y técnicos, lo cual permitirá determinar la factibilidad técnica de la instalación y conexión eléctrica de la central generadora (Unidad de Punta) a los SSMM de EDELAYSEN y SAGESA (Aysén, Palena, General Carrera, Puerto Cisnes y Cochamó), SAGESA y Empresa Eléctrica Cuchildeo SpA (Hornopirén).

Respecto al Gas Natural, se destaca que dicho combustible no está disponible para estos Sistema Medianos, por lo cual no se considera en el análisis.

4.5.1 Zona de la Subestación Chacabuco - Sistema Mediano Aysén

4.5.1.1 Ubicación de la Central Generadora

En el Sistema Mediano de Aysén, existe solo una empresa propietaria de las instalaciones de generación eléctrica. Por lo anterior, para efectos del emplazamiento de la Unidad de Punta se ha considerado utilizar las instalaciones de la Empresa Eléctrica de Aysén S.A. (EDELAYSEN), correspondiente al Sistema Mediano de Aysén, en particular la zona de la Central Chacabuco, dado que esta dispone del equipamiento e infraestructura requerida (estanques de combustibles para petróleo diésel, subestación eléctrica, etc.) para la conexión de una nueva Unidad Generadora.

De acuerdo con lo anterior, el terreno considerado para la Unidad de Punta se muestra en la Figura 139, el cual está ubicado al interior de la Central Diésel Chacabuco dado que existe espacio suficiente para la instalación de la Unidad de Punta.

4.5.1.2 Aspectos Territoriales

Se detectan una concesión minera a 1 km de distancia. No se observan restricciones medio ambientales. No se detectan restricciones de Planificación Territorial. No se observan restricciones de propiedad fiscal.

4.5.1.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel:	Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el suministro no presenta problemas dada la cercanía a centros de distribución. El más próximo está a 6 km aproximadamente (Terminal Puerto Chacabuco Copec).
Agua cruda:	El requerimiento de agua cruda para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde el centro poblado más cercano., que corresponde a Coyhaique Se puede también considerar la alternativa de explorar extracción de pozos profundos.
Equipos	Para la descarga de los equipos y suministros, el puerto más cercano es Puerto Chacabuco, aproximadamente a 6 km.

Figura 139. Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta – Chacabuco (SSMM Aysén)



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.5.1.4 Ubicación Subestación Chacabuco

La Subestación Chacabuco que es parte de la Central Diésel Chacabuco está ubicada al Sur de la ciudad de Coyhaique, en la comuna de Coyhaique de la provincia de Coyhaique de la XI Región de Aysén.

4.5.1.5 Aspectos Técnicos

La subestación Chacabuco está compuesta solo por un patio de 33 kV. Dicho patio es del tipo convencional y presenta una configuración del tipo barra simple seccionada con un total de siete paños en nivel de 33 kV todos de propiedad de EDELAYSEN.

Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 33 kV, según se muestra en la Figura 140, podemos comentar lo siguiente:

- Se dispone de paños existentes disponibles en el patio de 33 kV para la conexión de nuevas unidades, incluyendo el transformador elevador respectivo.

De lo anterior es posible concluir que la conexión es factible a la Subestación Chacabuco, desde un punto de vista de disponibilidad de espacio, mediante el uso de un paño en 23 kV del tipo convencional.

Figura 140. Sector emplazamiento Central y Subestación – Chacabuco (SSMM Aysén)



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 141. Subestación Chacabuco (SSMM Aysén)



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.5.2 Zona de la Subestación Tehuelche - Sistema Mediano Aysén

4.5.2.1 Ubicación de la Central Generadora

En el Sistema Mediano de Aysén, existe solo una empresa propietaria de las instalaciones de generación eléctrica. Por lo anterior, para efectos del emplazamiento de la Unidad de Punta se ha considerado utilizar las instalaciones de la Empresa Eléctrica de Aysén S.A. (EDELAYSEN), correspondiente al Sistema Mediano de Aysén, en particular la zona de la Central Tehuelche, dado que esta dispone del equipamiento e infraestructura requerida (estanques de combustibles para petróleo diésel, subestación eléctrica, etc.) para la conexión de una nueva Unidad Generadora.

De acuerdo con lo anterior, el terreno considerado para la Unidad de Punta se muestra en la Figura 142, el cual está ubicado al interior de la Central Diésel Tehuelche dado que existe espacio suficiente para la instalación de la Unidad de Punta.

4.5.2.2 Aspectos Territoriales

No se detectan concesiones mineras en el área indicada. No se detectan restricciones de Planificación Territorial. No se observan restricciones de propiedad fiscal. Se detecta zona con plan de descontaminación: declarada zona saturada y latente por contaminación del aire, debido a material particulado respirable y partículas en suspensión.

4.5.2.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel:	Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el suministro no presenta problemas dada la cercanía a centros de distribución. El más próximo está a 84 km aproximadamente (Terminal Puerto Chacabuco Copec).
Agua cruda:	El requerimiento de agua cruda para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde el centro poblado más cercano. Se puede también considerar la alternativa de explorar extracción de pozos profundos.
Equipos:	Para la descarga de los equipos y suministros, el puerto más cercano es Puerto Chacabuco, aproximadamente a 84 km. El centro poblado más cercano es Coihaique, distante a 7 km.

Figura 142. Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta – Tehuelche (SSMM Aysén)



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.5.2.4 Ubicación Subestación Tehuelche

La Subestación Tehuelche, que es parte de la Central Diésel Tehuelche está ubicada al Sur de la ciudad de Coyhaique, en la comuna de Coyhaique de la provincia de Coyhaique de la XI Región de Aysén.

4.5.2.5 Aspectos Técnicos

La subestación Tehuelche está compuesta solo por un patio de 23 kV. Dicho patio es del tipo convencional y presenta una configuración del tipo barra simple seccionada con un total de catorce (14) paños en nivel de 23 kV todos de propiedad de EDELAYSEN.

Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 23 kV, según se muestra en la Figura 143, podemos comentar lo siguiente:

- No existen paños existentes disponibles en el patio de 23 kV.
- En del patio de 23 kV de la subestación existe espacio, lo cual permitiría ampliar la subestación con un paño de conexión adicional, tal cual se muestra en la figura más adelante.

De lo anterior es posible concluir que la conexión es factible a la Subestación Tehuelche, desde un punto de vista de disponibilidad de espacio, mediante el uso de un paño en 23 kV del tipo convencional.

Figura 143. Sector emplazamiento Central y Subestación – Tehuelche (SSMM Aysén)



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 144. Subestación Tehuelche (SSMM Aysén)



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.5.3 Zona de la Subestación Palena

4.5.3.1 Ubicación de la Central Generadora

En el Sistema Mediano de Aysén, existe solo una empresa propietaria de las instalaciones de generación eléctrica. Por lo anterior, para efectos del emplazamiento de la Unidad de Punta se ha considerado utilizar las instalaciones de la Empresa Eléctrica de Aysén S.A. (EDELAYSEN), correspondiente al Sistema Mediano de Palena, en particular la zona de la Central Palena, dado que esta dispone del equipamiento e infraestructura requerida (estanques de combustibles para petróleo diésel, subestación eléctrica, etc.) para la conexión de una nueva Unidad Generadora.

De acuerdo con lo anterior, el terreno considerado para la Unidad de Punta se muestra en la Figura 145 ,en el cual está ubicado al interior de la subestación Palena.

4.5.3.2 Aspectos Territoriales

No se detectan concesiones mineras en el área indicada. No se observan restricciones medio ambientales. No se detectan restricciones de Planificación Territorial. No se observan restricciones de propiedad fiscal.

4.5.3.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel:	Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el suministro no presenta problemas dada la cercanía a centros de distribución. El más próximo está a 217 km aproximadamente (Terminal Puerto Chacabuco Copec).
Agua cruda:	El requerimiento de agua cruda para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde el centro poblado más cercano. Se puede también considerar la alternativa de explorar extracción de pozos profundos.
Equipos	Para la descarga de los equipos y suministros, los puertos más cercanos son Puerto Chacabuco, aproximadamente a 217 km y Puerto Montt a 260 km aproximadamente.

Figura 145. Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta - Palena



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.5.3.4 Ubicación Subestación Palena

La Subestación Palena, que es parte de la Central Diésel Palena, está ubicada al Nor-Oeste de la localidad de La Junta en la comuna de Cisnes de la provincia de Aysén, XI Región de Aysén.

4.5.3.5 Aspectos Técnicos

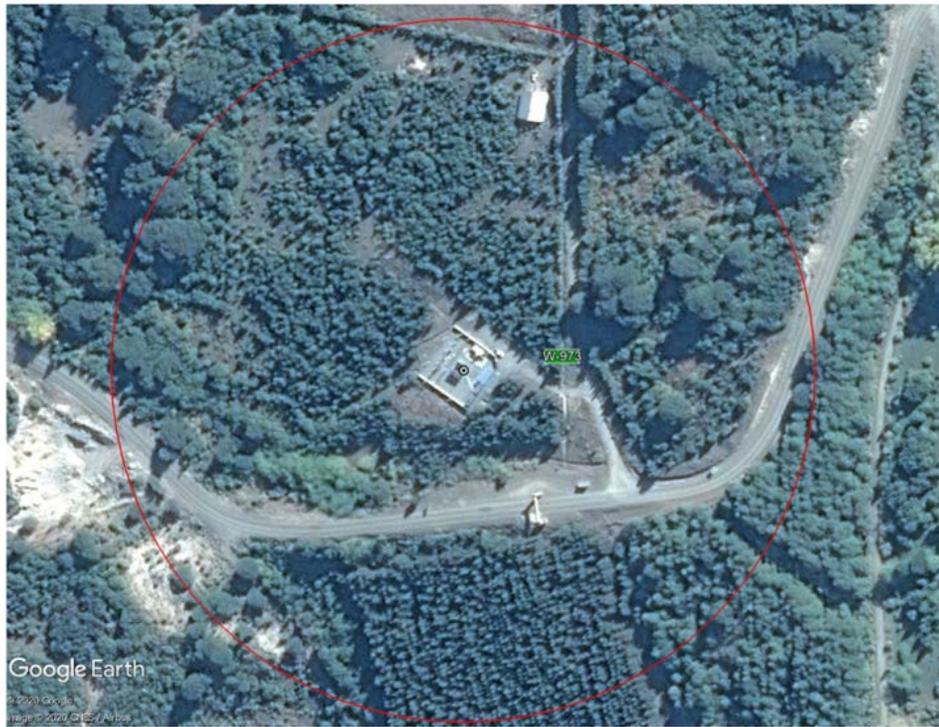
La subestación Palena está compuesta por un patio de 23 kV. Dicho patio es del tipo convencional y presenta una configuración del tipo barra simple seccionada con un total de tres paños en nivel de 23 kV, todos de propiedad de EDELAYSEN.

Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 23 kV, según se muestra en la Figura 146, podemos comentar lo siguiente:

- No existen paños existentes disponibles en el patio de 23 kV.
- En del patio de 23 kV de la subestación existe espacio, lo cual permitiría ampliar la subestación con un paño de conexión adicional.

De lo anterior es posible concluir que la conexión es factible a la Subestación Palena, desde un punto de vista de disponibilidad de espacio, mediante el uso de un paño en 23 kV del tipo convencional.

Figura 146. Sector emplazamiento Central y Subestación - Palena



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.5.4 Zona de la Subestación Chile Chico - Sistema Mediano General Carrera

4.5.4.1 Ubicación de la Central Generadora

En el Sistema Mediano de General Carrera, existe solo una empresa propietaria de las instalaciones de generación eléctrica. Por lo anterior, para efectos del emplazamiento de la Unidad de Punta se ha considerado utilizar las instalaciones de la Empresa Eléctrica Aysén S.A. (EDELAYSEN), correspondiente al Sistema Mediano de General Carrera, en particular la zona de la Central Chile Chico, dado que esta dispone del equipamiento e infraestructura requerida (estanques de combustibles para petróleo diésel, subestación eléctrica, etc.) para la conexión de una nueva Unidad Generadora.

De acuerdo con lo anterior, el terreno considerado para la Unidad de Punta se muestra en la Figura 147, el cual está ubicado al interior de la Central Diésel Chile Chico dado que existe espacio suficiente para la instalación de la Unidad de Punta.

4.5.4.2 Aspectos Territoriales

No se detectan concesiones mineras en el área indicada. No se observan restricciones medio ambientales. No se detectan restricciones de Planificación Territorial. No se observan restricciones de propiedad fiscal.

4.5.4.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel:	Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el suministro no presenta problemas dada la cercanía a centros de distribución. El más próximo está a 135 km aproximadamente (Terminal Puerto Chacabuco Copec).
Agua cruda:	El requerimiento de agua cruda para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde el centro poblado más cercano. Se puede también considerar la alternativa de explorar extracción de pozos profundos.
Equipos:	Para la descarga de los equipos y suministros, el puerto más cercano es Puerto Chacabuco, aproximadamente a 135 km.

Figura 147. Sector emplazamiento Central, Subestación Chile y Unidad de Punta – Chile Chico (SSMM General Carrera)



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.5.4.4 Ubicación Subestación Chile Chico

La Subestación Chile Chico, que es parte de la Central Diésel Chile Chico está ubicada al Oeste de la localidad de Chile Chico, en la comuna de Chile Chico de la provincia de General Carrera de la XI Región de Aysén.

4.5.4.5 Aspectos Técnicos

La subestación Chile Chico está compuesta por un patio de 23 kV. Dicho patio es del tipo convencional y presenta una configuración del tipo barra simple seccionada con un total de diez (10) paños en nivel de 23 kV todos de propiedad de EDELAYSEN.

Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 23 kV, según se muestra en la figura de más adelante, podemos comentar lo siguiente:

- No existen paños existentes disponibles en el patio de 23 kV.
- En del patio de 23 kV de la subestación existe espacio, lo cual permite ampliar la subestación con un paño de conexión adicional, tal cual se muestra en la Figura 148.

De lo anterior es posible concluir que la conexión es factible a la Subestación Chile Chico, desde un punto de vista de disponibilidad de espacio, mediante el uso de un paño en 23 kV del tipo convencional.

Figura 148. Sector emplazamiento Central y Subestación - Chile Chico (SSMM General Carrera)



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 149. Subestación Chile Chico (SSMM General Carrera)



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.5.5 Zona de la Subestación Nuevo Reino - Sistema Mediano Puerto Cisnes

4.5.5.1 Ubicación de la Central Generadora

En el Sistema Mediano de Puerto Cisnes, existe solo una empresa propietaria de las instalaciones de generación eléctrica. Por lo anterior, para efectos del emplazamiento de la Unidad de Punta se ha considerado utilizar las instalaciones de la Empresa Eléctrica Aysén S.A. (EDELAYSEN), correspondiente al Sistema Mediano de Puerto Cisnes, en particular la zona de la Central Hidroeléctrica Nuevo Reino, dado que esta dispone del equipamiento e infraestructura requerida (estanques de combustibles para petróleo diésel, subestación eléctrica, etc.) para la conexión de una nueva Unidad Generadora.

De acuerdo con lo anterior, el terreno considerado para la Unidad de Punta se muestra en la Figura 150, el cual está ubicado al interior de la Central Hidroeléctrica Nuevo Reino dado que existe espacio suficiente para la instalación de la Unidad de Punta.

4.5.5.2 Aspectos Territoriales

No se detectan concesiones mineras en el área indicada No se observan restricciones medio ambientales. No se detectan restricciones de Planificación Territorial. No se observan restricciones de propiedad fiscal.

4.5.5.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel: Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el suministro no presenta problemas dada la cercanía a centros de distribución. El más próximo está a 164 km aproximadamente (Terminal Puerto Chacabuco Copec).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde el centro poblado más cercano (Puerto Cisnes). Se puede también considerar la alternativa de explorar extracción de pozos profundos.

Equipos: Para la descarga de los equipos y suministros, el puerto más cercano es Puerto Chacabuco, aproximadamente a 164 m.

Figura 150. Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta – Nuevo Reino (SSMM Puerto Cisnes)



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.5.5.4 Ubicación Subestación Nuevo Reino

La Subestación Nuevo Reino, que es parte de la Central Diésel Nuevo Reino está ubicada al Noreste de la localidad de Puerto Cisnes, en la comuna de Cisnes de la provincia de Aysén de la XI Región de Aysén.

4.5.5.5 Aspectos Técnicos

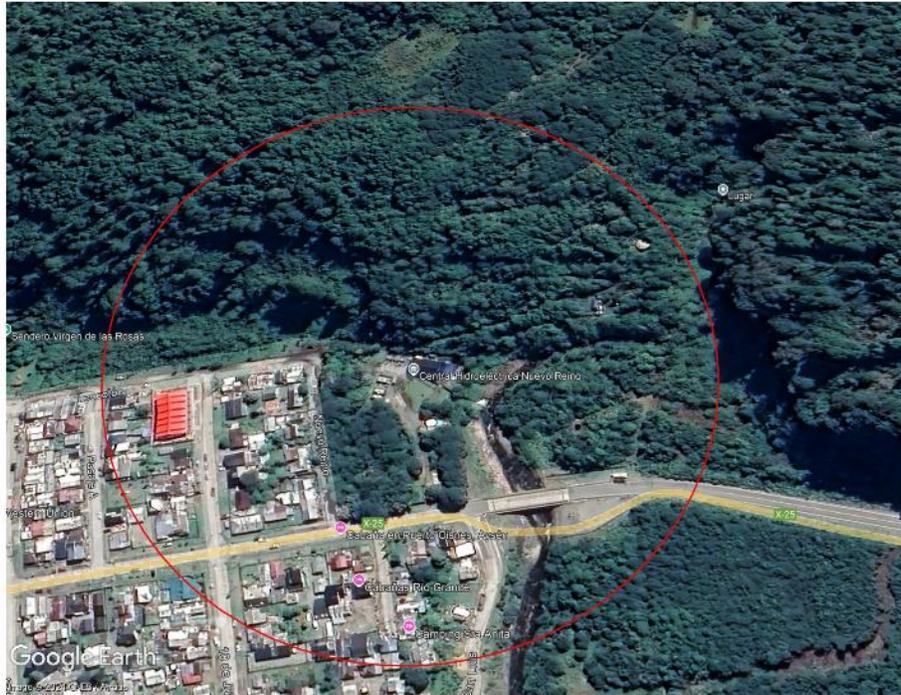
La subestación Nuevo Reino está compuesta por un patio de 23 kV. Dicho patio es del tipo convencional y presenta una configuración del tipo barra simple con un total de diez paños en nivel de 23 kV todos de propiedad de EDELAYSEN.

Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 23 kV, según se muestra en la figura de más adelante, podemos comentar lo siguiente:

- No existen paños existentes disponibles en el patio de 23 kV.
- En del patio de 23 kV de la subestación existe espacio, lo cual permite ampliar la subestación con un paño de conexión adicional, tal cual se muestra en la Figura 151.

De lo anterior es posible concluir que la conexión es factible a la Subestación Nuevo Reino, desde un punto de vista de disponibilidad de espacio, mediante el uso de un paño en 23 kV del tipo convencional.

Figura 151. Sector emplazamiento Central y Subestación – Nuevo Reino (SSMM Puerto Cisnes)



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.5.6 Zona de la Subestación Hornopirén

4.5.6.1 Ubicación de la Central Generadora

En el Sistema Mediano de Aysén, existe al menos dos empresas propietarias de las instalaciones de generación eléctrica. Por lo anterior, para efectos del emplazamiento de la Unidad de Punta se ha considerado utilizar las instalaciones de la Empresa Sociedad Austral de Generación Eléctrica S.A. (SAGESA), correspondiente al Sistema Mediano de Hornopirén, en particular la zona de la Central Hornopirén, dado que esta dispone del equipamiento e infraestructura requerida (estanques de combustibles para petróleo diésel, subestación eléctrica, etc.) para la conexión de una nueva Unidad Generadora.

De acuerdo con lo anterior, el terreno considerado para la Unidad de Punta se muestra en la Figura 152, el cual está ubicado al interior de la Central Diésel Hornopirén dado que existe espacio suficiente para la instalación de la Unidad de Punta.

4.5.6.2 Aspectos Territoriales

Se detectan concesiones mineras de exploración en el área indicada. No se observan restricciones medio ambientales. No se detectan restricciones de Planificación Territorial. Se encuentra el Parque Nacional Hornopirén a 7 km de distancia.

4.5.6.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel:	Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el suministro más próximo está a 166 km aproximadamente (Terminal Pureo Copec Pto. Montt).
Agua cruda:	El requerimiento de agua cruda para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde el centro poblado más cercano. Se puede también considerar la alternativa.
Equipos:	Para la descarga de los equipos y suministros, el puerto más cercano es Puerto Montt, aproximadamente a 150 km.

Figura 152. Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta - Hornopirén



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.5.6.4 Ubicación Subestación Hornopirén

La Subestación Hornopirén, que es parte de la Central Diésel Hornopirén está ubicada al Nor-Oeste de la localidad de Hornopirén, en la comuna de Hualaihué de la provincia de Palena de la X Región de los Lagos.

4.5.6.5 Aspectos Técnicos

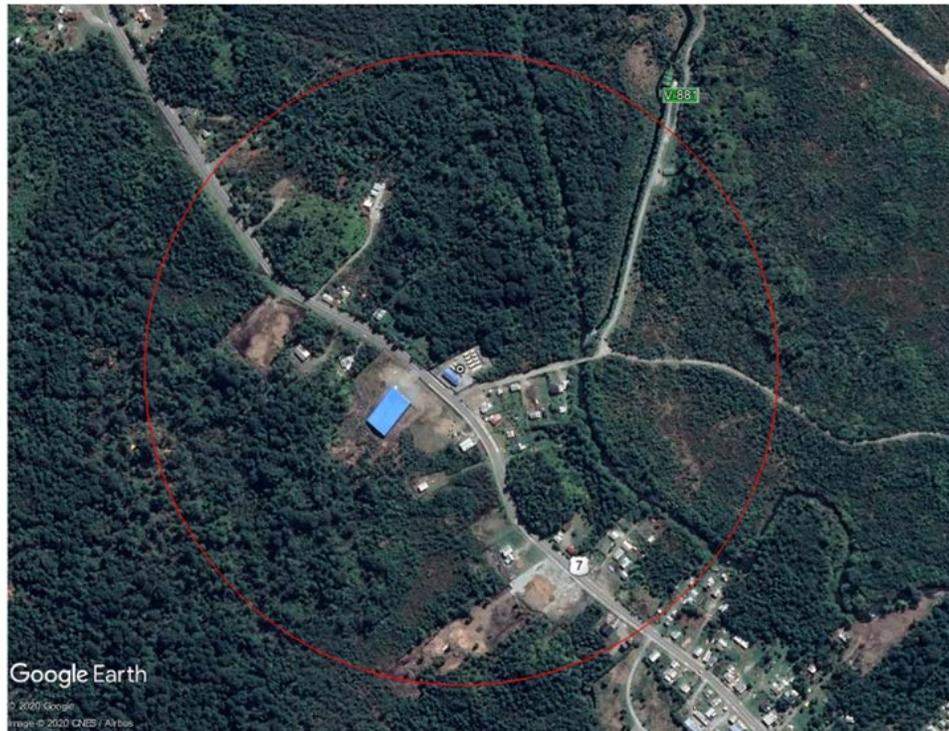
La subestación Hornopirén está compuesta solo por un patio de 13,2 kV. Dicho patio es del tipo convencional y presenta una configuración del tipo barra simple seccionada con un total de once (11) paños en nivel de 13,2 kV todos de propiedad de SAGESA.

Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 13,2 kV, según se muestra en la Figura 154, podemos comentar lo siguiente:

- Se dispone de paños existentes disponibles en el patio de 13,2 kV para la conexión de nuevas unidades.

De lo anterior es posible concluir que la conexión es factible a la Subestación Hornopirén, desde un punto de vista de disponibilidad de espacio, mediante el uso de un paño en 13,2 kV del tipo convencional.

Figura 153. Sector emplazamiento Central y Subestación – Hornopirén



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 154. Subestación Hornopirén



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.5.7 Zona de la Subestación Cochamó

4.5.7.1 Ubicación de la Central Generadora

En el Sistema Mediano de Aysén, existe solo una empresa propietaria de las instalaciones de generación eléctrica. Por lo anterior, para efectos del emplazamiento de la Unidad de Punta se ha considerado utilizar las instalaciones de la Empresa Sociedad Austral de Generación Eléctrica S.A. (SAGESA), correspondiente al Sistema Mediano de Cochamó, en particular la zona de la Central Cochamó, dado que esta dispone del equipamiento e infraestructura requerida (estanques de combustibles para petróleo diésel, subestación eléctrica, etc.) para la conexión de una nueva Unidad Generadora.

De acuerdo con lo anterior, el terreno considerado para la Unidad de Punta se muestra en la Figura 155, el cual está ubicado al interior de la Central Diésel Cochamó dado que existe espacio suficiente para la instalación de la Unidad de Punta.

4.5.7.2 Aspectos Territoriales

No se detectan concesiones mineras en el área indicada. No se observan restricciones medio ambientales. No se detectan restricciones de Planificación Territorial. No se observan restricciones de propiedad fiscal.

4.5.7.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel: Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el suministro desde el centro de distribución más próximo está a 165 km (Terminal Pureo Copec Pto. Montt).

Equipos: Para la descarga de los equipos y suministros, el puerto más cercano es Puerto Montt, aproximadamente a 110 km.

Figura 155. Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta - Cochamó



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.5.7.4 Ubicación Subestación Cochamó

La Subestación Cochamó, que es parte de la Central Diésel Cochamó, está ubicada al norte de la localidad de Cochamó, en la comuna de Cochamó de la provincia de Llanquihue de la X Región de los Lagos.

4.5.7.5 Aspectos Técnicos

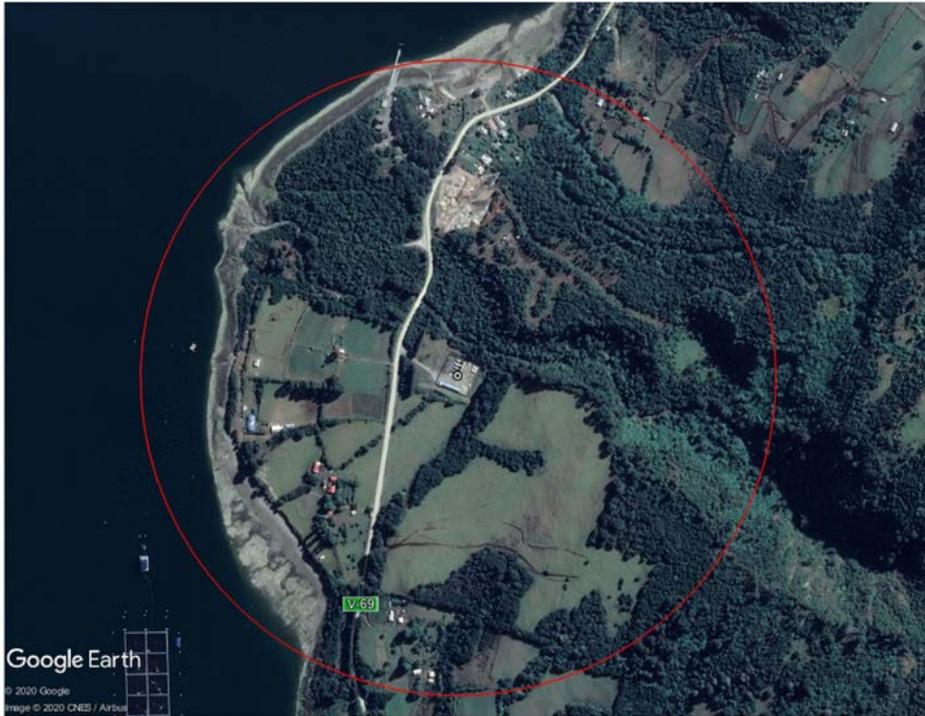
La subestación Cochamó está compuesta solo por un patio de 13,2 kV. Dicho patio es del tipo convencional y presenta una configuración del tipo barra simple con un total de seis paños en nivel de 13,2 kV todos de propiedad de SAGESA.

Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 13,2 kV, según se muestra en la Figura 157, podemos comentar lo siguiente:

- Se dispone de paños existentes disponibles en el patio de 13,2 kV para la conexión de nuevas unidades.

De lo anterior es posible concluir que la conexión es factible a la Subestación Cochamó, desde un punto de vista de disponibilidad de espacio, mediante el uso de un paño en 13,2 kV del tipo convencional.

Figura 156. Sector emplazamiento Central y Subestación - Cochamó



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 157. Subestación Cochamó



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

5. DISEÑO DETALLADO DE LOS PROYECTOS A ANALIZAR, IDENTIFICANDO LOS REQUERIMIENTOS Y EQUIPOS PRINCIPALES

5.1 Central Generadora del tipo Turbina a Gas en Ciclo Simple o Abierto (TG CA) de 70 MW, 120 MW y 150 MW

En la presente sección se describe el diseño para una Central Generadora del tipo Turbina a Gas en Ciclo Simple o Abierto (TG CA) de 70 MW, 120 MW y 150 MW.

5.1.1 Requerimientos de espacio

Los requerimientos de espacio físico (terrenos) necesarios para la instalación de una Central Generadora del tipo Turbina a Gas en Ciclo Abierto o Simple (TG CA) de tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW se obtienen a partir del Plano de Disposición General (Layout incorporado en el Anexo 2 de este documento) para cada uno de los tamaños antes indicados, el cual considera, entre otros, equipamiento principal (Turbinas a Gas que incluye generador eléctrico), sistemas del Balance de Planta (BOP) (mecánicos y eléctricos) y las Obras Civiles relacionadas con las instalaciones de operación y caminos interiores. Adicionalmente, la disposición general considera también la conexión a una subestación de salida en nivel de 220 kV que incluye los equipos de maniobras para la interconexión a la línea de transmisión la cual se conectará al Sistema Eléctrico Nacional.

Las superficies de terrenos requeridos que permiten la instalación de la Central Generadora (Unidad de Punta), mediante la tecnología del tipo Turbina a Gas en Ciclo Abierto o Simple (TG CA) de los tamaños antes indicados, son las siguientes:

Tabla 18 Tamaño (MW), nivel de tensión, área requerida (terreno) Unidad de Punta – Tecnología del tipo TG CA

Tamaño (MW)	Nivel Tensión (kV)	Terreno m ² (hectareas)	Referencia Plano de Disposición (Layout)
70MW	220	13.120 (1,312)	Ver plano CNE-24-001-500
120 MW	220	13.735 (1,374)	Ver plano CNE-24-001-501
150 MW	220	13.940 (1,394)	Ver plano CNE-24-001-502

5.1.2 Equipamiento principal

El equipamiento requerido de acuerdo con la disposición general de la Central Generadora (Turbina a Gas en Ciclo Abierto o Simple TG CA) se muestra en el Anexo 2, el cual se compone de:

- Turbina de combustión: Se trata de un modelo estándar con sus secciones de compresión de aire, cámaras de combustión y turbina. Incluye el sistema de entrada de aire (con filtros y

silenciador), los sistemas de instrumentación y control, el sistema de lubricación, una caja reductora de velocidad (según el diseño del fabricante) y todos los subsistemas necesarios para su operación óptima. El sistema de combustión es dual, lo que le permite operar con gas natural y diésel.

- Generador eléctrico: Equipado con sus sistemas correspondientes de excitación y regulación de voltaje. Incluye sistemas de lubricación y enfriamiento del estator.
- Sistema de enfriamiento: Consiste en un circuito cerrado de agua desmineralizada, impulsada por bombas, para abastecer a los sistemas que requieren enfriamiento. Cuenta con un estanque de expansión y un intercambiador de calor o aerofriador que utiliza aire forzado para reducir la temperatura del agua.
- Sistema de control: Su diseño busca una operación centralizada a través de Controladores Lógicos Programables (PLC) y un Sistema de Control Distribuido (DCS). El DCS integra y analiza los datos operacionales de la turbina de combustión, el sistema de distribución de gas y el resto de los equipos (Balance of Plant, o BOP). El sistema de control principal se ubicará en el edificio de administración, con los equipos electrónicos en una sala adyacente. Una interfaz del DCS con el sistema propio de control de la turbina permitirá arranques y paradas (normales y de emergencia) de forma remota. También se incluyen sistemas de sincronización automática
- Chimenea para gases de combustión: Incorpora un silenciador. Su altura depende del modelo, del fabricante y de las especificaciones del proyecto. Las alturas estimadas son 20 m para 70 MW, 30 m para 120 MW y 35 m para 150 MW.
- Interruptor de generador: se considera para un nivel de tensión de 13,8 kV⁴⁴ (clase 15 kV) o estándar del fabricante con una capacidad nominal de corriente de aproximadamente 4 kA, 6 kA y 7 kA para los tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW respectivamente.
- Transformador de servicios auxiliares: Transforma el voltaje desde el nivel de generación (típicamente 15 kV) a la media tensión de distribución (típicamente 6.6 kV). El transformador es trifásico, sumergido en aceite mineral, con refrigeración ONAN. Su capacidad máxima aproximada es de 2 MVA (70 MW), 2.5 MVA (120 MW) y 2.5 MVA (150 MW).
- Ductos de barras de fases segregadas: contempladas para un nivel de tensión de 15 kV (clase 15 kV) con una capacidad nominal de corriente de aproximadamente 4 kA, 6 kA y 7 kA para los tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW respectivamente.

El BOP⁴⁵ se compone principalmente de las siguientes instalaciones:

⁴⁴Los antecedentes que utiliza el Consultor para señalar que típicamente el nivel de tensión es de 13,8 kV en bornes del generador, para la tecnología del tipo turbina a gas, es la información recopilada de las cotizaciones informativas recibidas de los fabricantes o representantes locales de las principales marcas de este tipo de tecnología. Esta tensión depende del fabricante y el tamaño de la turbina y el rango de valores tipo va desde 11 kV hasta 20 kV. En cualquier caso, esta definición no tiene incidencia en los cálculos realizados.

⁴⁵ Para los distintos ítems del BOP mecánico se estimaron volúmenes y capacidades indicados en la presente sección. Los precios unitarios asociados fueron estimados en base a referencias del Consultor para proyectos similares.

- Pozos profundos y motobombas para la captación de aguas subterráneas, en caso de existir disponibilidad de recursos de aguas subterráneas o superficiales.
- Estanque de agua cruda con sus bombas correspondientes, para almacenamiento de agua desde pozos profundos o recepción de agua en camiones aljibes y para alimentación de la planta desmineralizadora u otros eventuales requerimientos. Este estanque contiene, además, la reserva de la red del sistema contraincendio. La capacidad estimada será de 760 m³, 1.320 m³ y 1.680 m³ para los tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW respectivamente, calculada para una operación semanal de 4 horas diarias durante 5 días. Para estimar esta capacidad, se consideró el consumo de agua desmineralizada que utilizará la turbina de combustión, para el abatimiento de NO_x, en función del consumo de petróleo diésel.
- Planta de agua desmineralizada. Se contempla la instalación de una planta con una capacidad estimada de 120 m³/día, 210 m³/día y 260 m³/día para los tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW respectivamente. Esta capacidad ha sido calculada para cubrir el requerimiento de abatimiento de NO_x en la turbina de combustión y consumos propios de la planta desmineralizadora. Esta planta será del tipo Osmosis Inversa para el pre-tratamiento del agua de pozo, para luego realizar una desmineralización fina en una planta modular de electrodeionización (EDI).
- Estanque de agua desmineralizada, para los requerimientos de agua para el abatimiento de NO_x, cuando se use petróleo diésel como combustible. La capacidad de este estanque será de 550 m³, 950 m³ y 1.200 m³ para los tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW respectivamente, estimada para cubrir el abatimiento de NO_x para el uso de diésel por 4 h/día por 5 días.
- Sistema contra incendios. Comprende una red presurizada de agua, con una bomba eléctrica, una motobomba a petróleo diésel y una bomba joker, para mantener el sistema presurizado. Esta red tendrá estaciones para conexión de mangueras contraincendio, además de la conexión al anillo de refrigeración y monitor contraincendio del estanque de petróleo diésel. Deberá cumplir con los estándares de la NFPA⁴⁶ para este tipo de instalaciones. Como se menciona precedentemente, el estanque soporte de la red es el estanque de agua cruda.
- Tratamiento de RILes⁴⁷. Corresponderá a una planta o proceso que permita que la disposición de las aguas residuales cumpla con el D.S. 90/2000 de MINSEGPRES.
- Planta de tratamiento de aguas servidas. Los efluentes líquidos domésticos serán dispuestos en el sistema de alcantarillado que tendrá la Unidad de Punta y tratados con una planta de tratamiento modular de aguas servidas, mediante el sistema de lodos activados (Ecojet). Este tipo de planta es de tipo prefabricada, existente en el mercado y de amplio uso. El diseño y proceso de estas plantas garantiza que las aguas tratadas cumplan con la NCh 1.333/78 para Agua de Riego y con el D.S. N° 90/2000 de MINSEGPRES.
- Instalaciones de recepción de gas natural. Comprende una tubería de conexión al gaseoducto cercano, además de una estación receptora de medición, regulación y acondicionadora de GN, para suplir consumo estimado de gas natural de la turbina de 17.927 Nm³/h, 30.460 Nm³/h y

⁴⁶ National Fire Protection Association

⁴⁷ Residuos líquidos industriales

37.742 Nm³/h para los tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW respectivamente. Para determinar el consumo estimado de gas natural se consideró el Heat Rate bruto promedio de unidades de 70 MW, 120 MW y 150 MW de diferentes fabricantes. Estos sistemas pueden requerir de un equipo de calentamiento del gas, para prevenir congelamiento por expansión en las cañerías.

- Estanque de petróleo diésel con estación receptora para camiones estanque. La capacidad estimada será de 550 m³, 950 m³ y 1.200 m³, calculada para una operación semanal de 4 horas diarias durante 5 días, para un consumo estimado de 17 t/h, 29 t/h y 36,6 t/h para tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW respectivamente. Para este cálculo se consideró el Heat Rate bruto promedio de unidades de 70 MW, 120 MW y 150 MW de diferentes fabricantes. Contará con un rack de filtrado y bombeo de petróleo diésel a la turbina de combustión. Este estanque deberá tener un pretil de contención de derrames cumpliendo la normativa vigente y tanto el estanque como sus instalaciones de recepción y bombeo deberá ser recepcionado por la SEC.
- Sistema de aire comprimido. El sistema de aire comprimido suministra aire comprimido tanto para servicios generales de la planta (aire de servicios) como aire comprimido filtrado y seco para instrumentos (aire de regulación).
- Sistemas eléctricos auxiliares: Los sistemas eléctricos auxiliares suministran energía eléctrica a los distintos consumos del BOP. Dicho sistema considera celdas de media tensión, alimentadas desde el transformador de servicios auxiliares de la unidad, desde donde se entrega energía eléctrica al partidor de la turbina y, mediante un transformador, al centro de distribución de Baja Tensión (BT). Desde el centro de distribución de BT se alimentan los centros de control de motores (CCMM) y los tableros de fuerza y alumbrado de la central. Adicionalmente se dispondrá de baterías y cargadores de baterías en 125 VDC para la alimentación de los consumos en corriente continua, junto con inversores de 120 VAC, para proveer potencia a equipos críticos.
- Edificio de administración, taller, bodega, casa de cambio, comedor, sala de control subestación.
- Control de acceso.

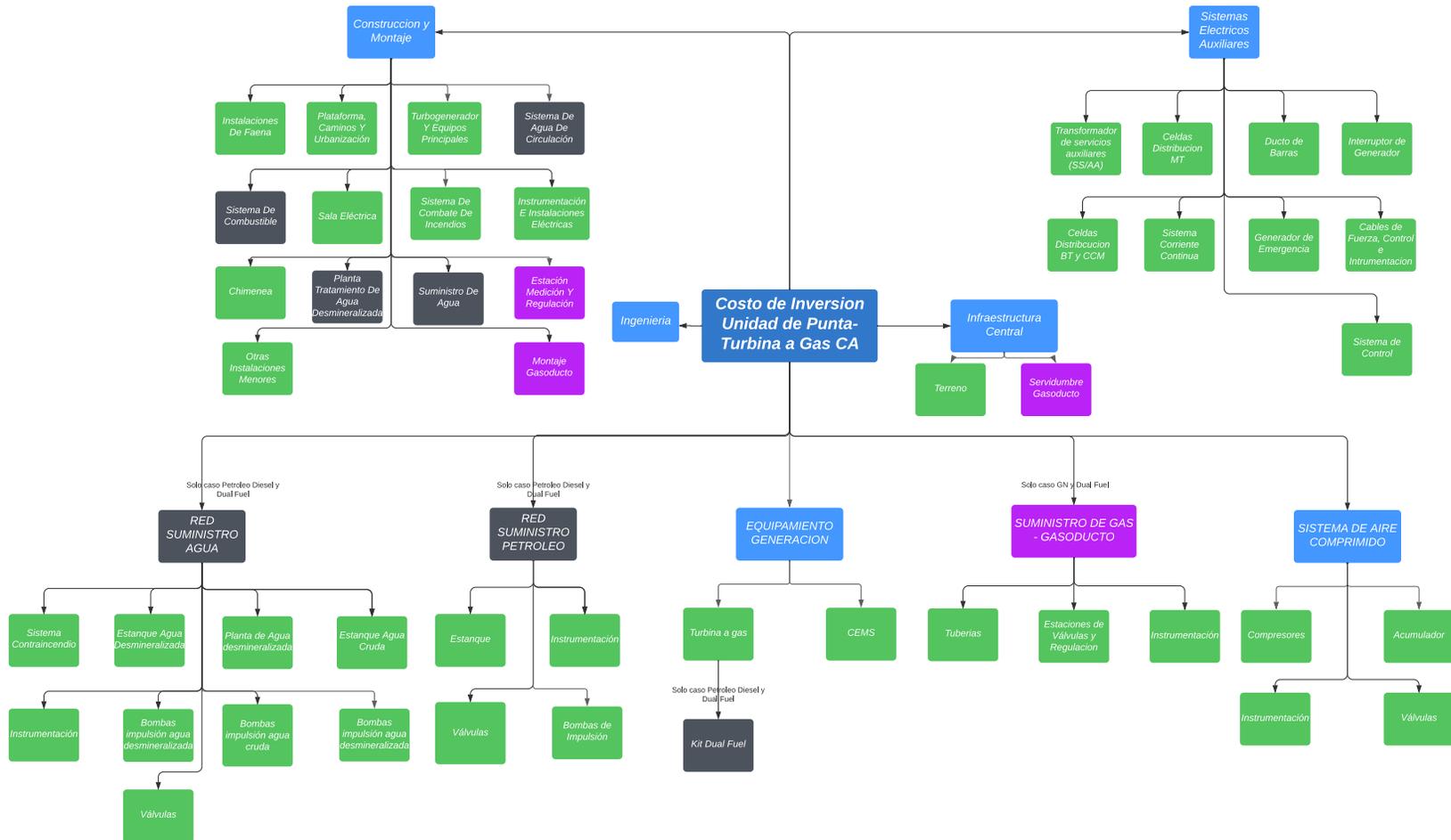
Para los distintos ítems del BOP mecánico se estiman volúmenes y capacidades indicados en la presente sección. Los precios unitarios asociados fueron estimados en base a referencias del Consultor para proyectos similares.

El Anexo 2 muestra la disposición general de la Unidad de Punta (Turbina a Gas en Ciclo Simple o Abierto – TG CA) para los tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW, considerando que el paño de conexión al sistema eléctrico correspondiente será en nivel de 220 kV.

- Tamaño 70 MW: CNE-24-001-500
- Tamaño 120 MW: CNE-24-001-501
- Tamaño 150 MW: CNE-24-001-502

La estructura de costos considerada para la Central Generadora del tipo Turbina a Gas en Ciclo Simple o Abierto (TG CA) de 70 MW, 120 MW Y 150 MW se muestra en el siguiente mapa conceptual.

Figura 158. Mapa Conceptual Estructura Partidas de Costos -Turbina a Gas



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

5.2 Central Generadora del tipo Híbrida – Parque Eólico más un Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) de tamaño 70 MW, 120 MW y 150 MW

En la presente sección se describe el diseño para una Central Generadora del tipo Híbrida – Parque Eólico más un Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) de tamaño 70 MW, 120 MW y 150 MW.

5.2.1 Requerimientos de espacio

Los requerimientos de espacio físico (terreno) necesario para la instalación de la Central Generadora (Unidad de Punta) del tipo híbrida constituido por un Parque Eólico más un Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) de tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW se obtiene a partir del plano de Disposición General (Layout incorporado en el Anexo 2 de este documento) el que considera entre otros, el equipamiento principal (Aerogeneradores, transformadores de poder y celdas de media tensión), las obras civiles como son las plataformas de los aerogeneradores y obras civiles relacionadas con sala de control y caminos interiores. Adicionalmente, esta disposición considera la subestación de salida en nivel de media tensión que incluye los equipos de maniobra para la conexión a la línea de transmisión la cual se conectará al sistema eléctrico correspondiente.

Las superficies de terrenos requeridos que permiten la instalación de la Central Generadora (Unidad de Punta) del tipo híbrida mediante un Parque Eólico más un Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS), de tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW, son las siguientes:

Tabla 19 Tamaño (MW) Unidad de Punta, Nivel de Tensión, Área requerida (terreno) y Referencia de Plano – Sistema híbrido del tipo parque eólico con sistema BESS en el SEN

Tamaño (MW)	Nivel Tensión (kV)	Terreno m ² (hectareas)	Referencia Plano de Disposición (Layout)
70 MW	220	201.800 (201,8)	Ver plano CNE-24-001-503
120 MW	220	350.000 (305,0)	Ver plano CNE-24-001-504
150 MW	220	491.400 (491,4)	Ver plano CNE-24-001-505

5.2.2 Equipamiento principal

El equipamiento principal de una Central Generadora del tipo híbrida constituida mediante un Parque Eólico más un Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) se muestra en el Anexo 2 en la disposición general, el cual se compone de:

- Aerogeneradores. Este posee una estructura compuesta por una torre de soporte, un rotor con tres aspas y una góndola equipada con un anemómetro y una veleta que proporcionan la información relativa a dirección y velocidad del viento. El aerogenerador considerado corresponde a un aerogenerador tipo con una capacidad instalada de 6.200 kW con altura de buje de 119 m.

Las principales componentes del aerogenerador son los siguientes:

- Torre: es una estructura tubular, conformada por material metálico o de hormigón, con una altura máxima según el modelo y marca del aerogenerador, cuya función es sustentar la estructura del aerogenerador. La altura del Hub para este modelo es de 119 mt. Contempla una puerta en la base para permitir el acceso del personal a la góndola por medio de una escalera interna.
- Rotor: conjunto conformado por las aspas y el eje al que van unidas, a través de una pieza, denominada buje.
- Aspas: son elementos aerodinámicos, construidas con materiales livianos, cómo fibra de carbono y vidrio, que tienen la función de captar la energía cinética del viento y transmitirla al eje del rotor. Se acoplan al buje del aerogenerador.
- Bujes: elemento central con el cual se unen las tres aspas y que transmite la energía generada al eje de baja velocidad.
- Góndola: compartimiento cerrado que contiene los componentes más importantes del aerogenerador, incluyendo la caja multiplicadora, generador eléctrico, sistemas de control, enfriamiento/calefacción y frenos, entre otros.
- Caja multiplicadora: es la caja de cambio con engranajes que incrementa el número de revoluciones traspasadas desde el rotor (baja velocidad) hacia el generador eléctrico (alta velocidad).
- Fundaciones de cada aerogenerador, de una superficie aproximada de 25,2 m de diámetro y una profundidad de 3,2 m. y para su construcción se requiere una excavación de 2.665,5 m³. La fundación está construida con una armadura de fierro y rellena con hormigón, para la cual se requieren 889 m³ de hormigón. En Anexo 4 se adjunta metodología utilizada para estimar fundaciones de aerogeneradores.
- Plataformas de montaje, serán utilizadas en la fase de construcción para el montaje de estas estructuras y en caso de ser necesario en la fase de operación para efectos de un mantenimiento mayor.
- Caminos interiores con carpeta y características geométricas (pendientes, radios de giro, etc.) en concordancia con los requerimientos del fabricante del aerogenerador.
- Red de media tensión compuesta por cable aislado dispuesto en canalización directamente enterrada.
- Celdas de media tensión para conexión de circuitos de red de media tensión, transformador elevador y de servicios auxiliares.
- Sistemas eléctricos auxiliares compuestos por tableros de SS/AA en corriente alterna y continua, cargadores de baterías, generador eléctrico de emergencia y sistema de iluminación.
- Sistemas de telecomunicaciones, SCADA y sistema de control.

- Sistemas de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS⁴⁸), corresponde a un conjunto de baterías de litio, la infraestructura del sistema BESS corresponderá a contenedores de 20 pies instalados sobre apoyos de concreto. En estos contenedores se encontrarán las baterías de litio, las unidades PCS para el control de las baterías, y además contendrán inversores/rectificadores, transformadores de potencia y las celdas de protección de MV. El sistema BESS tendrá la capacidad de almacenar parte de la energía generada por parque eólico y liberarla al sistema eléctrico por un periodo de 4 horas promedio.

Los componentes principales del Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) son los siguientes:

- Sistema de baterías, mediante baterías de ión litio (Li-Ión), con una capacidad de 4,472 MWh. Contenedor de baterías, incluye 6 racks de baterías, BMS, HVAC, distribución interna de energía 0,5C máx, el cual generalmente comprende los siguientes componentes:
 - Celdas, módulos de baterías, paquetes de baterías o baterías
 - BMS⁴⁹ (obligatorio para las baterías de ion de litio)
 - Protecciones eléctricas
- Conversor y sistema de control asociado (PCS) de 213 kW
- Armario de control y comunicaciones de arreglo
- Armario de control de planta
- Centro de transformación inteligente BT/MT
- Transformador de distribución para servicios auxiliares de arreglo
- Celdas MT para conexión de módulo BESS a sistema colector
- Cableado de MT
- Celdas MT para conexión de circuitos provenientes de sistema colector
- Sistema de comunicaciones y fibra óptica
- Sistema de refrigeración y ventilación HVAC
- Sistema de Control, Protección, Monitoreo y SCADA.
- Puesta a Tierra
- Canalizaciones

Las dimensiones, pesos, etc. de los sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías, comúnmente denominados BESS, fueron obtenidos de las cotizaciones y especificaciones técnicas recibidas de los fabricantes de estos equipos.

Por otra parte, se considera lo siguiente:

⁴⁸ Battery Energy Storage System

⁴⁹ Battery Management System

- Las Obras Civiles del Parque Eólico consideran un volumen importante de excavaciones, rellenos y hormigón para los dos tamaños considerados.
- La instalación de faenas requiere un volumen de excavaciones de aproximadamente 8.235 m³, 8.235 m³ y 8.235 m³ para el tamaño 70 MW, 120 MW y 150 MW, respectivamente.
- Por su parte, los caminos nuevos requieren un volumen de excavaciones/rellenos de aproximadamente 21.960 m³, 36.360 m³, 45.360 m³ y 10.980 m³, 18.180 m³, 22.680 m³ para el tamaño 70 MW, 120 MW y 150 MW, respectivamente. El mejoramiento de caminos existentes requiere un volumen similar de excavaciones/rellenos de aproximadamente 18.000 m³, 32.000 m³ y 36.000 m³ para el tamaño 70 MW, 120 MW y 150 MW respectivamente.
- Asimismo, las fundaciones y plataformas para la instalación de los aerogeneradores requieren un volumen de excavaciones/rellenos/hormigón de aproximadamente 31.986 m³/21.319 m³/10.667 m³ y 21.798 m³/20.760 m³/0 m³ para las plataformas en el caso del tamaño 70 MW. Asimismo, el tamaño 120 MW requiere un volumen de excavaciones/rellenos/hormigón de aproximadamente 53.309 m³/35.351 m³/17.778 m³ para las fundaciones y 36.330 m³/34.600 m³/0 m³ para plataformas. Por su parte, el tamaño 150 MW requiere un volumen de excavaciones/rellenos/hormigón de aproximadamente 66.637 m³/44.414 m³/22.223 m³ para las fundaciones y 45.413 m³/43.250 m³/0 m³ para plataformas.
- Adicionalmente, las canalizaciones y cámaras para el trazado de cables eléctricos requieren un volumen de excavaciones/rellenos/hormigón de aproximadamente 1.663 m³/1.368 m³/112 m³ para las cámaras y 9.913 m³/9.418 m³/0 m³ para canalizaciones del tamaño 70 MW. Asimismo, el tamaño 120 MW requiere un volumen de excavaciones/rellenos/hormigón de aproximadamente 2.741 m³/2.253 m³/172 m³ para las cámaras y 16.413 m³/15.593 m³/0 m³ para canalizaciones. Por su parte, el tamaño 150 MW requiere un volumen de excavaciones/rellenos/hormigón de aproximadamente 3.421 m³/2.811 m³/214 m³ para las cámaras y 20.476 m³/19.453 m³/0 m³ para canalizaciones.

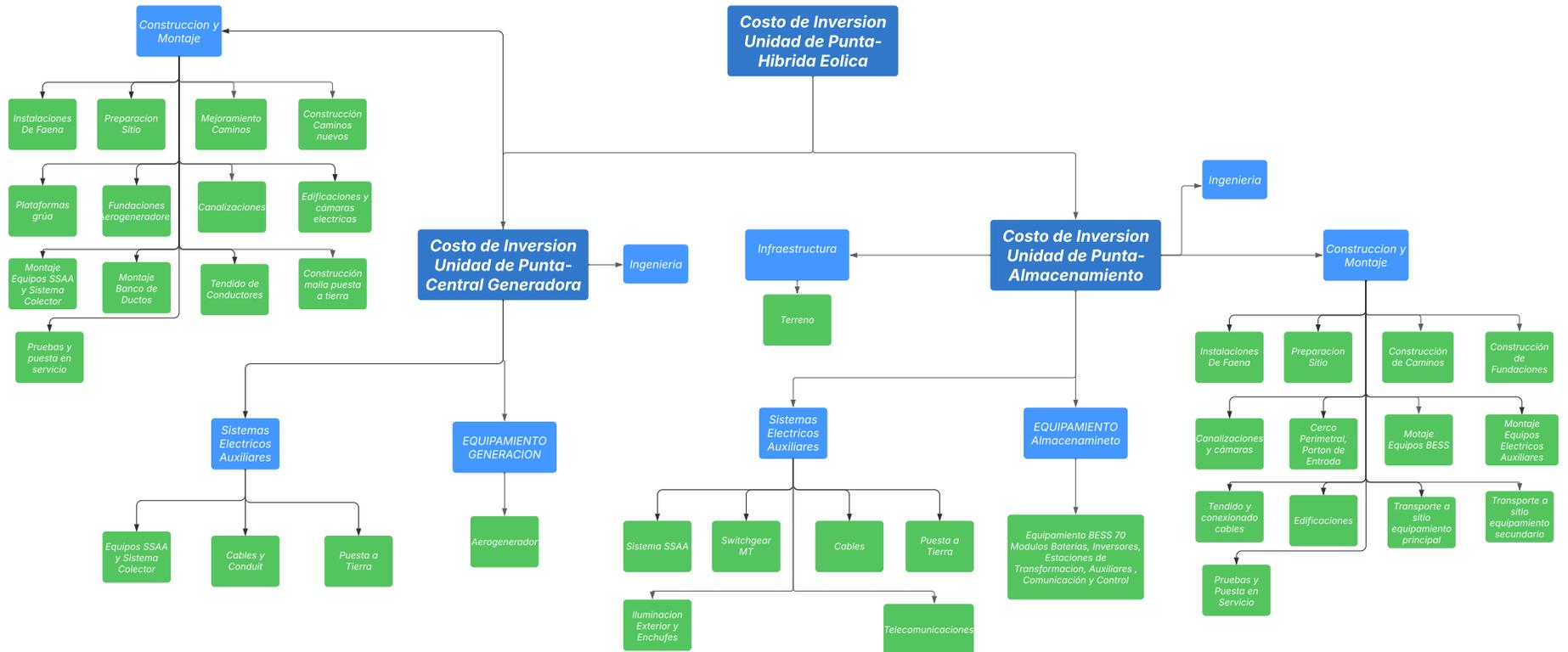
En el Anexo 5 se adjunta metodología utilizada para dimensionar la instalación de faenas, excavaciones/rellenos de caminos nuevos, mejoramientos de caminos existentes, fundaciones, plataformas, canalizaciones y cámaras para el trazado de cables eléctricos.

En el Anexo 2 se muestra el plano de Disposición General (Layout) de la Unidad de Punta (Central Generadora del tipo híbrida constituida por un Parque Eólico más Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) para los tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW, considerando que el paño de conexión al sistema eléctrico correspondiente será en nivel de 220 kV.

- Tamaño 70 MW: CNE-24-001-503
- Tamaño 120 MW: CNE-24-001-504
- Tamaño 150 MW: CNE-24-001-505

La estructura de costos considerada para la Central Generadora del tipo Híbrida – Parque Eólico más un Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) de tamaño 70 MW, 120 MW y 150 MW se muestra en el siguiente mapa conceptual.

Figura 159. Mapa Conceptual Estructura Partidas de Costos – Sistema Híbrido Parque Eólico + Sistema BESS



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

5.3 Central Generadora del tipo Híbrida – Central Solar Fotovoltaica más un Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) de tamaño 70 MW, 120 MW y 150 MW

En la presente sección se describe el diseño para una Central Generadora del tipo Híbrida – Central Solar Fotovoltaica más un Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) de tamaño 70 MW, 120 MW y 150 MW.

5.3.1 Requerimientos de espacio

Los requerimientos de espacio físico (terreno) necesario para la instalación de la Central Generadora (Unidad de Punta) del tipo híbrida constituida por una Central Solar Fotovoltaica más un Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) de tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW se obtiene a partir del plano de Disposición General (Layout incorporado en el Anexo 2 de este documento) el que considera entre otros, el equipamiento principal (paneles solares, inversores, transformadores de poder y celdas de media tensión), los sistemas electromecánicos como son las estructuras y obras civiles relacionadas con sala de control y caminos interiores. Adicionalmente, esta disposición considera la subestación de salida en nivel de media tensión que incluye los equipos de maniobra para la conexión a la línea de transmisión la cual se conectará al sistema eléctrico correspondiente.

Las superficies de terrenos requeridos que permiten la instalación de la Central Generadora (Unidad de Punta) del tipo híbrida constituida por una Central Solar Fotovoltaica con Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS), de tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW, son las siguientes.

Tabla 20 Tamaño (MW) Unidad de Punta, Nivel de Tensión, Área requerida (terreno) y Referencia de Plano – Sistema híbrido del tipo central solar fotovoltaica con sistema BESS en el SEN

Tamaño (MW)	Nivel Tensión (kV)	Terreno m ² (hectareas)	Referencia Plano de Disposición (Layout)
70 MW	220	185.000 (185)	Ver plano CNE-24-001-506
120 MW	220	320.000 (320)	Ver plano CNE-24-001-507
150 MW	220	400.000 (400)	Ver plano CNE-24-001-508

5.3.2 Equipamiento principal

El equipamiento principal de una Central Generadora (Unidad de Punta) del tipo Solar Fotovoltaica con Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) se muestra en el Anexo 2, el cual se compone de:

- Panel fotovoltaico corresponde a una estructura rígida conformado por un conjunto de celdas de silicio monocristalino bifacial⁵⁰ de alta eficiencia y durabilidad con una potencia del orden de 0,5 kW cada uno. Los paneles son montados sobre estructuras de soporte con un eje móvil o seguidor en un eje del tipo HSAT⁵¹, que les permitirá el seguimiento del sol para un mejor aprovechamiento de la radiación solar. La conversión de la radiación solar en energía eléctrica tiene lugar en la célula o celda fotovoltaica, que corresponde a un dispositivo electrónico confeccionado de material un semiconductor que permite transformar la energía lumínica (fotones) en energía eléctrica (flujo de electrones libres) mediante el efecto fotoeléctrico, generando energía solar fotovoltaica. Estas celdas son las que conforman el panel fotovoltaico, que es el elemento base del proceso de transformación de la radiación solar en energía eléctrica.
 - Estructuras de soporte. Los paneles fotovoltaicos son instalados sobre estructuras móviles metálicas prefabricadas, las cuales se ensamblan en terreno y forman el soporte de estos. Cuentan con un eje rotatorio horizontal dispuesto normalmente en dirección N/S, permitiendo el seguimiento de la trayectoria del sol para la máxima obtención de radiación durante el transcurso del día. El sistema de seguimiento se basa en pequeños motores que mediante un sistema de engranajes posibilitan el giro de los soportes en función del ángulo de incidencia solar. De igual forma los seguidores tienen funciones de seguridad integrada que evitan sobrecargas en los motores de estos.
 - Inversores, son equipos diseñados para transformar la corriente continua procedente del campo de paneles fotovoltaicos en corriente alterna para ser compatible con la forma de corriente de la red. Cada inversor se conecta con la parte de Baja Tensión del transformador y acepta una potencia CC variable para obtener la potencia máxima de los paneles fotovoltaicos.
 - Red de media tensión compuesta por cable aislado dispuesto en canalización directamente enterrada.
 - Celdas de media tensión para conexión de circuitos de red de media tensión, transformador elevador y de servicios auxiliares.
 - Sistemas eléctricos auxiliares compuestos por tableros de SS/AA en corriente alterna y continua, cargadores de baterías, generador eléctrico de emergencia y sistema de iluminación.

⁵⁰ La tecnología bifacial responde al hecho de aprovechar los efectos del albedo, es decir toda aquella fuente de luz no directa que llega al panel, ya sea por reflejos, humedad del aire (aumenta la luminosidad), etc. En la bifacialidad en específico, se aprovecha el rebote de la luz que incide por atrás del panel (o parte de abajo si se quiere pensar en una "mesa" de paneles solares). El mejor terreno entonces es aquel que tiene mejor reflexión de la luz solar y en ello los terrenos más claros o cercanos al café blanquecino como los terrenos en el desierto son los ideales, más al sur su aporte se promedia en el año, ya que varía según el tono estacional que toma el suelo por su flora. Se estima que la mayor generación eléctrica esperada va entre el 2% y 20% por la misma área instalada.

⁵¹ Horizontal Single Axis Tracking

- Sistemas de telecomunicaciones, SCADA y sistema de control
- Transformadores de potencia. Los transformadores de baja tensión a media tensión se instalan junto a los inversores en las Estaciones Inversoras Transformadoras (EIT). Dependiendo del proveedor, el transformador antes indicado puede ser instalado en el exterior o estar alojado dentro de la estación de transformación. Se considera solo un transformador por EIT, el cual puede ser de dos e tres enrollados según el diseño y tamaño del inversor. Típicamente las EIT son elementos paquetizados, los cuales además del transformador e inversor contienen el equipamiento de maniobra y protección necesario para la conexión desde el inversor y hacia la red colectora, Además se incluye sistemas auxiliares como alimentación eléctrica auxiliar, comunicaciones, alumbrado, etc.
- Sistemas de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS⁵²), corresponde a un conjunto de baterías de iones de Litio (batería Li-Ión), la infraestructura del sistema ESS corresponderá a contenedores normalmente de 40 pies⁵³, de 2,9 m de altura, instalados sobre fundaciones de concreto tipo losa rectangulares. En estos contenedores se encontrarán las baterías de litio, las unidades PCS para el control de las baterías, y además contendrán inversores/rectificadores, transformadores de potencia y las celdas de protección de MV. El sistema BESS tendrá la capacidad de almacenar parte de la energía generada por la central solar fotovoltaica y liberarla al sistema eléctrico por un periodo de 4 horas promedio.

Las dimensiones, pesos, etc. de los sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías, comúnmente denominados BESS fueron obtenidos de las cotizaciones y especificaciones técnicas recibidas de los fabricantes de estos equipos.

Los componentes principales del sistema de almacenamiento de energía mediante baterías son los siguientes:

- Sistema de baterías, mediante baterías de ión litio (Li-Ión), con una capacidad de 4,472 MWh. Contenedor de baterías, incluye 6 racks de baterías, BMS, HVAC, distribución interna de energía 0,5C máx. el cual generalmente comprende los siguientes componentes:
 - Celdas, módulos de baterías, paquetes de baterías o baterías
 - BMS⁵⁴ (obligatorio para las baterías de ion de litio)
 - Protecciones eléctricas
- Conversores y sistema de control asociado (PCS) de 213 kW, del tipo distribuido o string.

⁵² Battery Energy Storage System

⁵³ Las dimensiones, pesos, etc. de los sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías, comúnmente denominados BESS fueron obtenidos de las cotizaciones y especificaciones técnicas recibidas de los fabricantes de estos equipos.

⁵⁴ Battery Management System

- Armario de control y comunicaciones de arreglo
- Armario de control de planta
- Centro de transformación inteligente BT/MT
- Transformador de distribución para servicios auxiliares de arreglo
- Celdas MT para conexión de módulo BESS a sistema colector
- Cableado de MT
- Celdas MT para conexión de circuitos provenientes de sistema colector
- Sistema de comunicaciones y fibra óptica
- Sistema de refrigeración y ventilación HVAC
- Sistema de Control, Protección, Monitoreo y SCADA
- Puesta a Tierra
- Canalizaciones

Por otra parte, se considera lo siguiente:

- Las Obras Civiles del Parque Solar Fotovoltaico consideran un volumen importante de excavaciones, rellenos y hormigón para los dos tamaños considerados.
- La instalación de faenas requiere un volumen de excavaciones de aproximadamente 6.000 m³, 8000 m³ y 10.000 m³ para el tamaño 70 MW, 120 MW y 150 MW, respectivamente.
- Por su parte, los caminos nuevos requieren un volumen de excavaciones | carpeta de rodado de aproximadamente 18.548 m³, 30.226 m³, 37.370 m³, y 7.419 m³, 12.090 m³, 14.948 m³ para el tamaño 70 MW, 120 MW y 150 MW, respectivamente.
- Asimismo, las fundaciones para la instalación los centros de transformación requieren un volumen de excavaciones, rellenos y hormigón de aproximadamente 745 m³, 501 m³ y 244 m³, 1289 m³, 871 m³ y 419 m³ y 1585 m³, 1066 m³ y 519 m³ para el tamaño 70 MW, 120 MW y 150 MW, respectivamente.
- La instalación de las estructuras de soporte de los paneles fotovoltaica se considera realizada mediante hincado.
- Adicionalmente, las canalizaciones y cámaras para el trazado de cables eléctricos requieren un volumen de excavaciones, rellenos y hormigón de aproximadamente 1247m³, 1.025 m³ y 78 m³ para las cámaras y 10.800 m³ y 10.200 m³ para canalizaciones del tamaño 70 MW. Por su parte, el tamaño 120 MW requiere un volumen de excavaciones, rellenos y hormigón de aproximadamente 2.022 m³, 1.662m³ y 127 m³ para las cámaras y 22.200 m³ y 21.200 m³ para canalizaciones. Para el caso del tamaño 150 MW requiere un volumen de excavaciones, rellenos y hormigón de aproximadamente 2.533 m³, 2.081 m³ y 158 m³ para las cámaras y 22.200 m³ y 21.200 m³ para canalizaciones.

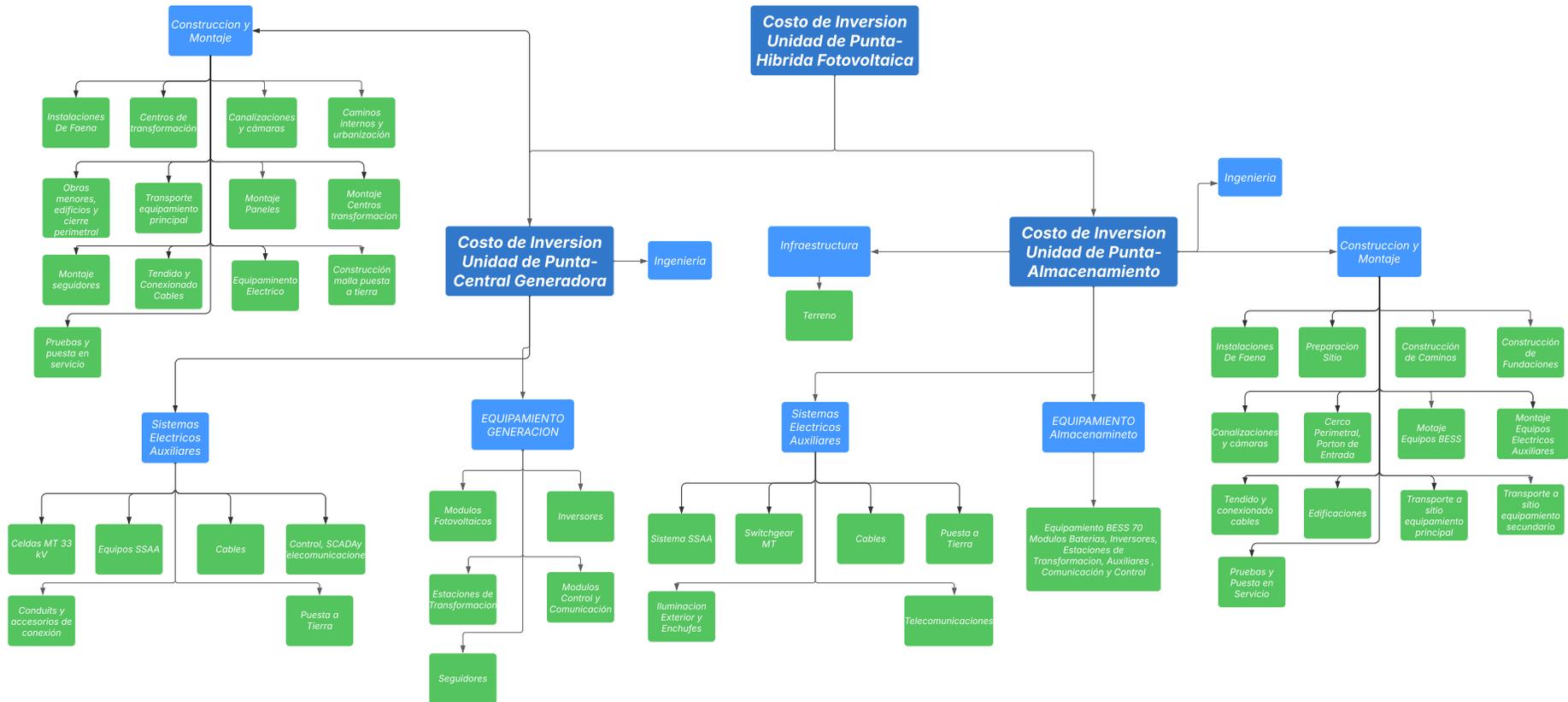
En Anexo 5 se adjunta metodología utilizada para dimensionar la instalación de faenas, excavaciones/rellenos de caminos nuevos, mejoramientos de caminos existentes, fundaciones, plataformas, canalizaciones y cámaras para el trazado de cables eléctricos.

En el Anexo 2 se muestra el plano de Disposición General (Layout) de la Unidad de Punta (Central Generadora) del tipo híbrida constituida por una Central Solar Fotovoltaica más un Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) para los tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW, considerando que el paño de conexión al sistema eléctrico correspondiente será en nivel de 220 kV.

- Tamaño 70 MW: CNE-24-001-506
- Tamaño 120 MW: CNE-24-001-507
- Tamaño 150 MW: CNE-24-001-508

La estructura de costos considerada para la Central Generadora del tipo Híbrida – Central Solar Fotovoltaica más un Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) de tamaño 70 MW, 120 MW y 150 MW se muestra en el siguiente mapa conceptual.

Figura 160. Mapa Conceptual Estructura de Costos – Sistema Híbrido Central Solar Fotovoltaica + Sistema BESS



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

5.4 Sistema de Almacenamiento Stand Alone – Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS)

En la presente sección se describe el diseño para un Sistema de Almacenamiento Stand Alone – Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS).

5.4.1 Requerimientos de Espacio

Los requerimientos de espacio físico necesario para la instalación de un Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) de tamaño 70 MW@4 hr equivalente a 280 MWh, 120 MW@4 hr equivalente a 480 MWh y 150 MW@4 hr equivalente a 600 MWh se obtiene a partir del plano de Disposición General (Layout incorporado en el Anexo 2 de este documento) el que considera entre otros, el equipamiento principal (módulos de baterías del tipo ión litio alojadas en contenedor de 20 pies, módulos de inversores, módulos de conexión/transformación, transformadores de poder y celdas de media tensión), obras civiles como son las plataformas (lozas) de los contenedores de los módulos de baterías, y obras civiles relacionadas con la sala de control. Adicionalmente, esta disposición considera la subestación de salida en nivel de media tensión que incluye los equipos de maniobra para la conexión a la línea de transmisión la cual se conectará al sistema eléctrico correspondiente.

Las superficies de terrenos requeridos que permiten la instalación del Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS), de tamaños 70 MW@4 hr equivalente a 280 MWh, 120 MW@4 hr equivalente a 480 MWh y 150 MW@4 hr equivalente a 600 MWh, son las siguientes:

Tabla 21 Potencia (MW), energía (MWh), área requerida (terreno) y referencia de plano de disposición (layout) - Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) stand alone

Potencia Nominal (MW)	Energía (MWh)	Terreno m ² (Hectareas)	Referencia Plano de Disposición (Layout)
70 MW@4 hr	280	11.977 (1,20)	Ver plano CNE-24-001-509
120 MW@4 hr	480	16.769 (1,67)	Ver plano CNE-24-001-510
150 MW@4 hr	600	19.427 (1,94)	Ver plano CNE-24-001-511

5.4.2 Equipamiento principal

El Proyecto contempla la instalación y montaje de un Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías, denominado BESS (Battery Energy Storage System por sus siglas en inglés), el cual consiste en sistemas de baterías modulares del tipo ión-litio, los cuales se almacenarán en arreglos de cubos junto a cada inversor o al interior de un contenedor. El sistema de baterías se diseña para almacenar la totalidad de su capacidad instalada, por un período aproximado de 4 horas,

adicionalmente contempla equipos de ventilación y aire acondicionado, sistema contra incendios y equipos para comunicación y control.

La infraestructura del sistema BESS corresponderá a equipos modulares contenerizados preensamblados y probados en fábrica aptos para instalación a la intemperie, típicamente instalados sobre fundaciones de concreto tipo losa rectangular, si bien existen variaciones según fabricante, típicamente se tienen los siguientes módulos preensamblados en un sistema BESS:

- Módulo Baterías: módulo en el cual se incluye las baterías de ión litio para el almacenamiento de energía. En este módulo se aloja el sistema de baterías, y considera además la refrigeración (HVAC) y sistema contra incendios.
- Módulo Inversores: se compone por un convertor bidireccional y sistema de control asociado (PCS) y un gabinete de control/comunicaciones.
- Módulos de Conexión/Transformación: se compone de diferentes equipos, como celdas de media tensión, transformador de baja tensión (entre 0,4 a 0,8 kV típicamente) a media tensión (entre 12 kV a 33 kV típicamente), transformador de servicios auxiliares, tablero de baja tensión, servicios auxiliares, y gabinete de control/comunicaciones.

Los componentes principales del Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) son los siguientes:

- Sistema de baterías, mediante baterías de ión litio (Li-Ión), con una capacidad de 4,472 MWh. Contenedor de baterías, incluye 6 racks de baterías, BMS, HVAC, distribución interna de energía 0,5C máx, el cual comprende generalmente los siguientes componentes:
 - Celdas, módulos de baterías, paquetes de baterías o baterías.
 - BMS (obligatorio para las baterías de ion de litio).
 - Protecciones eléctricas.
- Convertor y sistema de control asociado (PCS) de 213 kW.
- Armario de control y comunicaciones de arreglo.
- Armario de control de planta.
- Centro de transformación inteligente BT/MT.
- Transformador de distribución para servicios auxiliares de arreglo.
- Celdas MT para conexión de módulo BESS al sistema colector.
- Cableado de MT.
- Celdas MT para conexión de circuitos provenientes de sistema colector.
- Sistema de comunicaciones y fibra óptica.
- Sistema contra incendios basado en agente gaseoso no tóxico, como FM-200, Novec o similar.
- Sistema de refrigeración y ventilación HVAC.

- Sistema de Control, Protección, Monitoreo y SCADA.
- Puesta a Tierra.
- Canalizaciones.

En el Anexo 2 se muestran los planos de Disposición General (Layout) del Sistema de almacenamiento mediante baterías (BESS) para los tamaños de 70 MW@4 hr, equivalente a 280 MWh, 120 MW@4 hr, equivalente a 480 MWh y 150 MW@4 hr, equivalente a 600 MWh, considerando que la tensión para conexión al sistema eléctrico será en nivel de 220 kV.

Por su parte, en el Anexo 3 están disponibles los Diagramas Unilineales de la tecnología del tipo Sistema BESS, para los tamaños de 70 MW@4 hr, equivalente a 280 MWh, 120 MW@4 hr, equivalente a 480 MWh y 150 MW@4 hr, equivalente a 600 MWh. Estos diagramas unilineales corresponden a los siguientes:

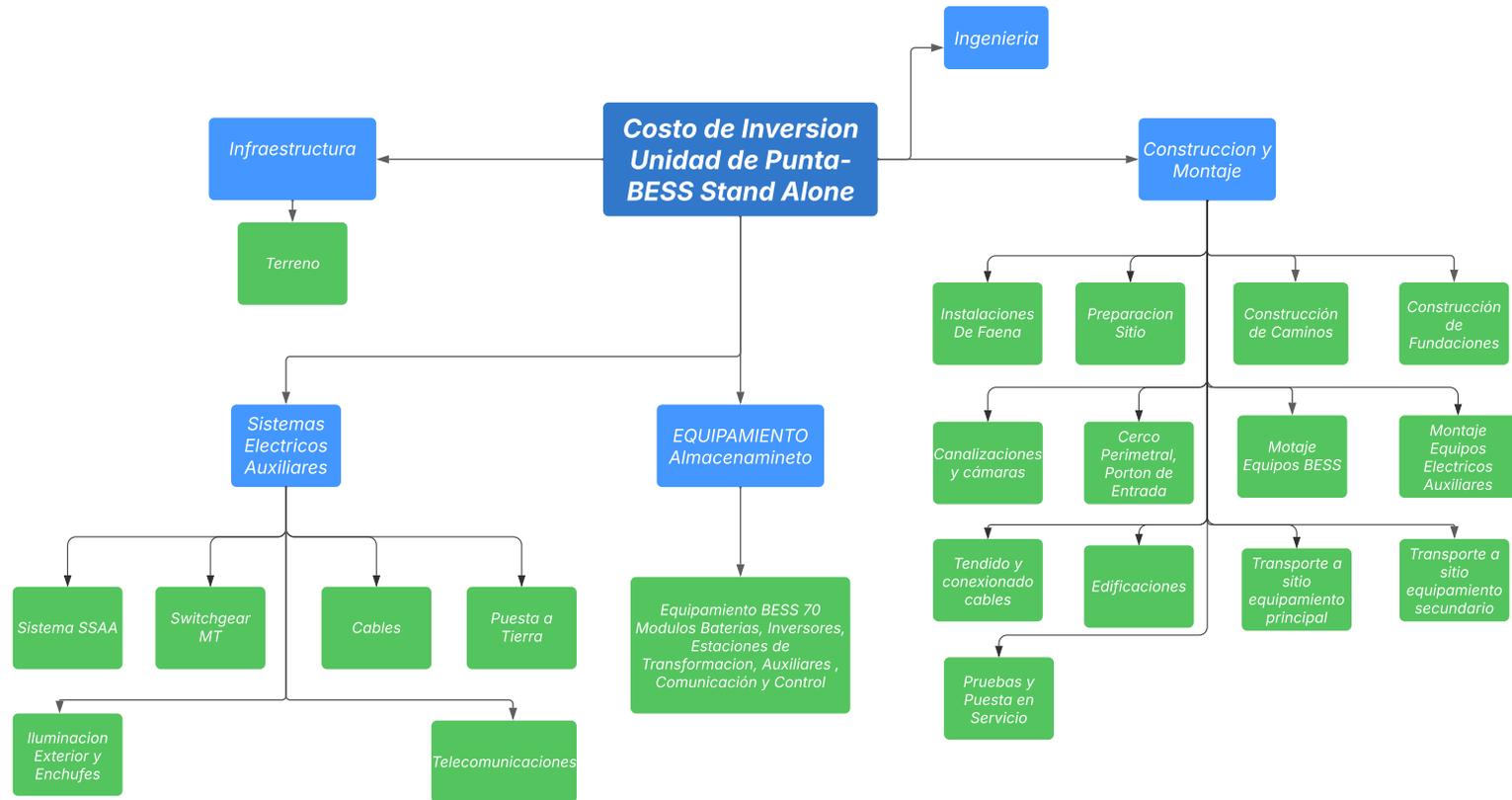
Diagrama Unilineal 70 MW@4 hr	DU_BESS 70 MW@4 HR_CNE 24-001-208
<i>Diagrama Unilineal 120 MW@4 hr</i>	<i>DU_BESS 120 MW@4 HR_CNE 24-001-209</i>
<i>Diagrama Unilineal 150 MW@4 hr</i>	<i>DU_BESS 150 MW@4 HR_CNE 24-001-210</i>

Las dimensiones, pesos, etc. de los sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías, comúnmente denominados BESS fueron obtenidos de las cotizaciones y especificaciones técnicas recibidas de los fabricantes de estos equipos y dependerá de diferentes factores, tales como:

- Caminos interiores.
- Red de media tensión compuesta por cable aislado dispuesto en canalización directamente enterrada.
- Cantidad de celdas de media tensión para conexión de circuitos de red de media tensión, transformador elevador y de servicios auxiliares.
- Sistemas eléctricos auxiliares compuestos por tableros de SS/AA en corriente alterna y continua, cargadores de baterías, generador eléctrico de emergencia y sistema de iluminación.
- Sistemas de telecomunicaciones, SCADA y sistema de control.

La estructura de costos considerada para un Sistema de Almacenamiento Stand Alone – Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) se muestra en el siguiente mapa conceptual.

Figura 161. Mapa Conceptual Estructura Partida de Costos – Sistema BESS Stand -Alone



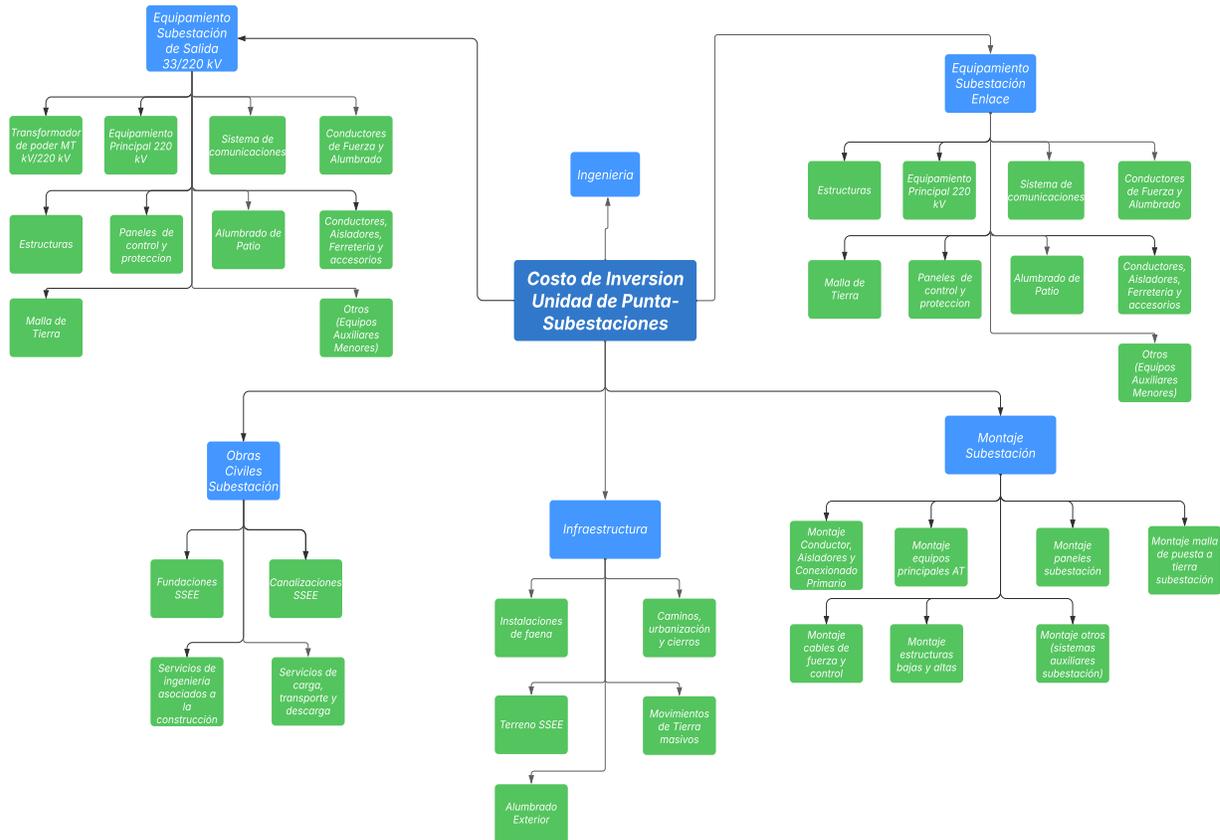
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

5.5 Subestación Eléctrica, Línea de Transmisión 220 kV y Paño de Conexión

La subestación eléctrica, línea de transmisión 220 kV y Paño de conexión se diseñarán de igual forma para la conexión eléctrica de la Unidad de Punta de las distintas tecnologías en estudio.

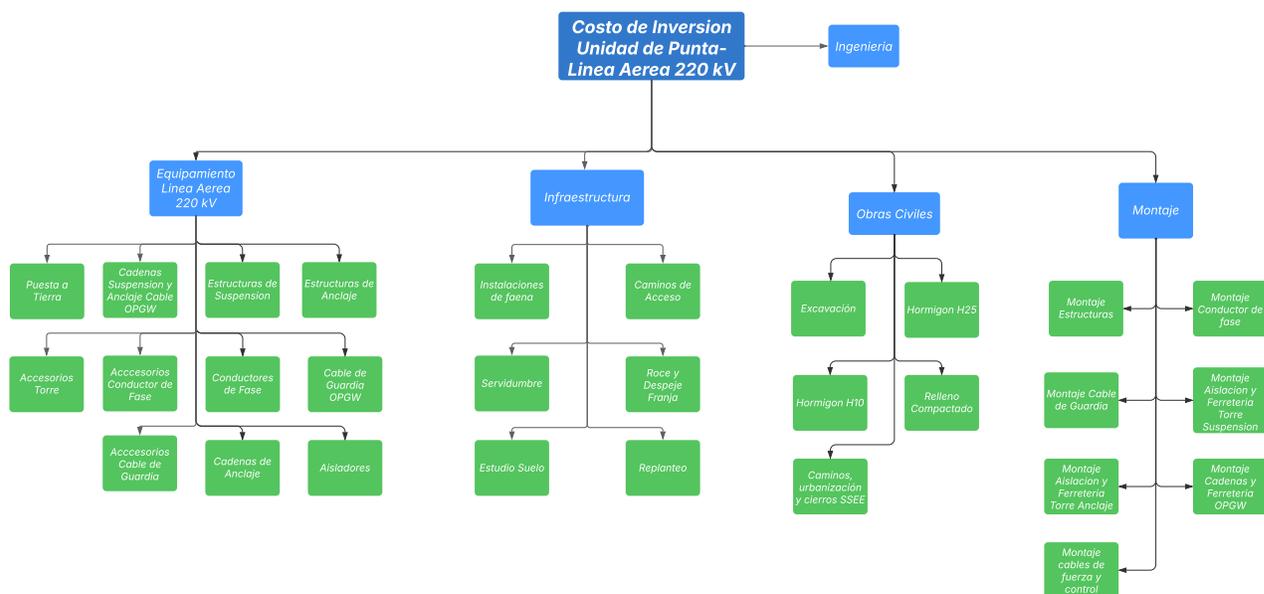
La estructura de costos considerada para las subestaciones y línea de transmisión se muestran en los siguientes mapas conceptuales.

Figura 162. Mapa Conceptual Estructura Partidas de Costos Subestaciones



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 163. Mapa Conceptual Estructura Partidas de Costos Línea de Transmisión



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

A continuación, se presenta una descripción de cada una de estas instalaciones, las cuales que permitirán la evacuación de la energía y potencia eléctrica generada.

5.5.1 Subestación Eléctrica

La Unidad de Punta para todas las tecnologías en el estudio contempla una Subestación Eléctrica de Salida, la cual permitirá evacuar la generación de energía eléctrica de la central para su inyección al Sistema Eléctrico Nacional. El nivel de Tensión de la subestación será en 220 kV.

La subestación será del tipo convencional, y estará compuesta por un marco de salida para la acometida de la línea de transmisión de conexión al sistema eléctrico, equipamiento principal, cadenas de aisladores, ferretería, accesorios para conexiones, malla de tierra, canalizaciones, cableado de fuerza y control, cerco perimetral, sistema de comunicaciones, tableros de servicios auxiliares de corriente alterna y continua (alimentados desde la unidad de punta), alumbrado, y sistema de protección redundante, medida y control (SCADA).

Para el caso de un nivel de tensión de 220 kV, la subestación tendrá el siguiente equipamiento principal:

- Un Transformador de poder elevador para transformación desde nivel de generación (33 kV típicamente para tecnología fotovoltaica y eólica; 13,8 kV típicamente para turbinas a gas) a 220 kV, con cambiador de taps bajo carga. El transformador de poder elevador será trifásico sumergido en aceite mineral con refrigeración ONAN/ONAF/ONAF de una capacidad de

aproximadamente 48/63/77 MVA, 81/106/130MVA y 103/133/164 MVA para los tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW respectivamente.

- Un Interruptor SF6 para 220 kV, de 2.000 A.
- Un Desconectador Trifásico para 220 kV de 2.000 A, del tipo corte central, con puesta a tierra.
- Un Desconectador Trifásico para 220 kV de 2.000 A, del tipo corte central, sin puesta a tierra.
- Tres Transformadores de Potencial monofásicos para 220 kV.
- Tres Transformadores de Corriente monofásicos para 220 kV.
- Tres Pararrayos monofásicos para 220 kV.

Todo el equipamiento de maniobra es similar en capacidad de corriente para los tres rangos de potencia estudiados (70 MW, 120 MW y 150 MW), ya que corresponden a tamaños mínimos de fabricación estándar.

5.5.2 Línea de Transmisión

La Línea de Transmisión eléctrica para la conexión de la Unidad de Punta al sistema eléctrico correspondiente, en general será a una línea de transmisión de alta tensión aérea en estructuras metálicas auto soportadas reticuladas.

La línea de transmisión será de simple circuito y su longitud dependerá de las distintas ubicaciones. Los trazados en general son de corta longitud, menores a los 5 km, y no presentan mayores dificultades de topografía. No obstante, lo anterior en algunos casos existen interferencias importantes en la acometida a la subestación de conexión. Se considera un vano medio de 350 m aproximados.

Para el caso de 220 kV se considera una franja de servidumbre de 40 m de ancho.

Luego, los elementos principales de la línea de transmisión en el caso de 220 kV corresponden a:

- Estructuras metálicas reticuladas auto soportadas de suspensión, anclaje y remate, para simple circuito.
- Conductor del tipo aleación de aluminio (AAAC), con la mínima sección posible que sea capaz de transmitir la potencia de la Unidad de Punta al sistema y mantener el gradiente superficial adecuado bajo las condiciones meteorológicas asociadas a cada sitio de la Unidad de Punta. Para estos efectos, se define como condición de diseño típica una temperatura del conductor de 65° C, viento 2 pies/seg y considerando el efecto de la radiación solar.
- Cadenas de aisladores de anclaje y suspensión, con aisladores de disco tipo B&S, junto con la ferretería y accesorios requeridos.
- Cable de guardia OPGW, junto con la ferretería y accesorios correspondientes.
- Amortiguadores Stockbridge para conductor AAAC y cable de guardia.

Para estos efectos se considera que en todos los sitios la temperatura ambiente de diseño será de 30° C con sol. La condición normal corresponde a alturas bajo los 1.000 m.s.n.m, y en los casos que esto no se cumpla se hará una revisión particular de dicho sitio.

5.5.3 Paño de Conexión

Para la conexión de la Unidad de Punta, se requiere de la instalación de un paño de conexión adicional en la subestación de conexión del sistema eléctrico correspondiente.

Dicho paño podrá ser del tipo convencional, aislado en aire (AIS) o Gas Insulated Switchgear (GIS), dependiendo de la disponibilidad de espacio y la tecnología de la subestación de conexión. La configuración del paño dependerá de la configuración existente en la subestación de conexión (barra simple, barra principal seccionada con transferencia, doble barra, interruptor y medio, etc.), lo cual se detalla en el capítulo 13.

No obstante lo anterior, en general dicho paño estará compuesto por un marco de línea para la acometida de la línea de transmisión, ampliación de los marcos de barras, ampliación de las barras, equipamiento principal de maniobra, cadenas de aisladores, ferretería, accesorios para conexiones, ampliación de la malla de tierra, ampliación de las canalizaciones, cableado de fuerza y control, ampliación de los servicios auxiliares de corriente alterna y continua, complemento del sistema de comunicaciones, ampliación del alumbrado, sistema de protección redundante, medida y control (complemento SCADA Unidad de Punta).

Para el caso de un nivel de tensión de 220 kV, el paño de conexión tendrá el siguiente equipamiento principal:

- Interruptores SF6 para 220 kV, de 2.000 A.
- Desconectores Trifásico para 220 kV de 2.000 A, del tipo corte central, con puesta a tierra.
- Desconectores Trifásico para 220 kV de 2.000 A, del tipo corte central, sin puesta a tierra.
- Transformadores de Potencial monofásicos para 220 kV.
- Transformadores de Corriente monofásicos para 220 kV.
- Pararrayos monofásico del tipo OZn para 220 kV.

Al igual que en caso de la subestación de salida de la Unidad de Punta, el equipamiento de maniobra es similar en capacidad de corriente para los tres rangos de potencia estudiados (70 MW, 120 MW y 150 MW), ya que corresponden a tamaños mínimos de fabricación estándar.

5.6 Central Generadora del tipo Turbina a Gas en Ciclo Simple o Abierto (TG CA) de tamaño 3 MW y 15 MW

En la presente sección se describe el diseño para una Central Generadora del tipo Turbina a Gas en Ciclo Simple o Abierto (TG CA) de tamaño 3 MW y 15 MW.

5.6.1 Requerimientos de Espacio

Los requerimientos de espacio físico (terreno) necesario para la instalación de la Central Generadora (Unidad de Punta) del tipo Turbina a Gas En Ciclo Abierto o Simple (TG CA) de tamaños de 3 MW y 15 MW se obtiene a partir de la Disposición General (Layout incorporado en el Anexo N° 2 de este documento) el que considera entre otros, el equipamiento principal (Turbinas a Gas que incluye generador eléctrico), los sistemas (mecánicos y eléctricos) del Balance de Planta (BOP) y Obras Civiles relacionadas con edificio de operación y caminos interiores. Adicionalmente, esta disposición considera la subestación de salida en nivel de media tensión que incluye los equipos de maniobra para la conexión a la línea de transmisión la cual se conectará al sistema eléctrico correspondiente.

Las superficies de terrenos requeridos que permiten la instalación de la Central Generadora (Unidad de Punta) mediante una Turbina a Gas en Ciclo Abierto o Simple (TG CA) de los tamaños antes indicados, son las siguientes:

Tabla 22 Tamaño (MW), Área requerida (terreno) y Referencia de Plano Unidad de Punta del tipo Turbinas gas en Ciclo Simple o Abierto en los SSMM

Tamaño (MW)	Terreno m2 (hectareas)	Referencia Plano Disposición (Layout)
3	600 (0,06)	Ver Plano CNE-24-001-512
15	2160 (0,216)	Ver Plano CNE-24-001-513

5.6.2 Equipamiento principal

La Disposición General (Layout) de la Unidad de Punta (Turbina a Gas en Ciclo Abierto o Simple TG CA) se muestra en el Anexo 2, el cual se compone de:

- Turbina de combustión estándar con sus correspondientes secciones de compresión de aire, cámaras de combustión y turbina. Se incluyen el sistema de entrada de aire con filtros y silenciador, así como los sistemas de instrumentación y control completos, sistema de lubricación, caja de reductora de velocidad cuando corresponda según el diseño del fabricante y todos aquellos subsistemas que aseguren la operación óptima del grupo. El sistema de combustión será dual, de modo que permita la operación con petróleo diésel y gas natural, como combustible alternativo.
- Generador con sus correspondientes sistemas de excitación y regulación de voltaje. Se incluye el sistema de lubricación y enfriamiento del estator.

- Sistema de enfriamiento de los componentes de la unidad. Este sistema incluye un sistema cerrado de agua desmineralizada, impulsada con bombas para abastecer a todos los sistemas que requieran enfriamiento, un estanque de expansión y, un intercambiador de calor o aerofriador, para disminuir con aire forzado la temperatura del agua de enfriamiento.
- Sistema de control. El control de la planta será diseñado para disponer de una operación centralizada. Para lograr esta condición es necesario realizar el control a través de Programadores Lógicos de Control (PLC) y orientar la información a un sistema de Control Distribuido (DCS) donde se integre y analicen los datos operacionales de todos los equipos de la planta, es decir, turbina de combustión, sistema de distribución de gas y todos los demás equipos relacionados (BOP). El sistema principal de control se ubicará en un área del edificio de administración. Los equipos electrónicos necesarios para procesar las señales de entrada y salida se ubicarán en una sala adyacente. Considerando que la turbina de combustión posee un sistema propio de control, una interfaz con el DCS permitirá realizar las partidas, paradas normales y de emergencia en forma remota desde la sala de control. Se consideran sistemas de sincronización automática.
- Chimenea para Gases de combustión con su correspondiente silenciador. La altura estimada de la chimenea para el tamaño de 3 MW será de 10 m, y para el tamaño de 15 MW será de 15 m. Estos tamaños varían según el fabricante, modelo y especificaciones técnicas particulares de cada proyecto.
- Interruptor de generador, correspondiente a una celda de media tensión clase 15 kV para uso interior. Se consideran tamaños de fabricación estándar correspondiente a 630 A y 1250 A para los tamaños de 3 y 15 MW respectivamente.
- Transformador de servicios auxiliares para la transformación desde nivel de generación (11 kV típicamente) a baja tensión (0,4 kV). El Transformador auxiliar será trifásico sumergido en aceite mineral con refrigeración ONAN de una capacidad máxima aproximada de 100 kVA y 150 kVA para los tamaños de 3 MW y 15 MW respectivamente.
- Cables de poder aislado clase 15 kV tipo XLPE, para la conexión del generador a la celda de media tensión (interruptor de generador), los cuales tendrán una capacidad de 150 A y 650 A para los tamaños de 3 MW y 15 MW respectivamente.

El BOP se compone principalmente de las siguientes instalaciones:

- Pozos profundos y motobombas para la captación de aguas subterráneas, en caso de existir disponibilidad de recursos de aguas subterráneas o superficiales.
- Estanque contra incendio para almacenamiento de agua desde pozos profundos o recepción de agua en camiones aljibes Este estanque contiene la reserva de la red del sistema contra incendio. La capacidad estimada será de 100 m³ para 15 MW y 45 m³ para un tamaño de 3 MW.
- Sistema contra incendios. Comprende una red presurizada de agua, con una bomba eléctrica, una motobomba a petróleo diésel y una bomba joker, para mantener el sistema presurizado. Esta red tendrá estaciones para conexión de mangueras contra incendio, además de la conexión al anillo de refrigeración y monitor contra incendio del estanque de petróleo diésel. Deberá cumplir con los estándares de la NFPA para este tipo de instalaciones. Como se menciona precedentemente, el estanque soporte de la red es el estanque de agua cruda.
- Tratamiento de RILes. Corresponderá a una planta o proceso que permita que la disposición de las aguas residuales cumpla con el D.S. 90.

- Planta de tratamiento de aguas servidas. Los efluentes líquidos domésticos serán dispuestos en el sistema de alcantarillado que tendrá la Central y tratados con una planta de tratamiento modular de aguas servidas, mediante el sistema de lodos activados (Ecojet). Este tipo de planta es de tipo prefabricada, existente en el mercado y de amplio uso. El diseño y proceso de estas plantas garantiza que las aguas tratadas cumplan con la NCh 1.333/78 para Agua de Riego y con el D.S. N° 90 del año 2000 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia.
- Instalaciones de recepción de GN. Comprende una tubería de conexión al gaseoducto cercano, además de una estación receptora de medición, regulación y acondicionadora de GN, para suplir consumo estimado de gas natural de la turbina de 1.436 Nm³/h y 14.350 Nm³/h para los tamaños de 3 MW y 15 MW respectivamente. Para determinar el valor se consideró el heat rate bruto promedio de unidades de 3 MW y 15 MW de diferentes fabricantes. Estos sistemas pueden requerir de un equipo de calentamiento del gas, para prevenir congelamiento por expansión en las cañerías.
- Estanque de petróleo diésel con estación receptora para camiones estanque. La capacidad estimada será de 53 m³ y 250 m³ para los tamaños de 3 MW y 15 MW respectivamente, calculada para una operación semanal de 4 horas diarias durante 5 días, con un consumo estimado de 7 t/h. Para este cálculo se consideró el heat rate bruto promedio de unidades de 3 y 15 MW de diferentes fabricantes. Contará con un rack de filtrado y bombeo de petróleo diésel a la turbina de combustión. Este estanque deberá tener un pretil de contención de derrames cumpliendo la normativa vigente y tanto el estanque como sus instalaciones de recepción y bombeo deberá ser recepcionado por la SEC. Asimismo, se realiza una sensibilidad considerando una operación semanal de 5 horas diarias durante 5 días.
- Sistema de aire comprimido. El sistema de aire comprimido suministra aire comprimido tanto para servicios generales de la planta (aire de servicios) como aire comprimido filtrado y seco para instrumentos (aire de regulación).
- Edificio de administración, taller, bodega, casa de cambio, comedor, sala de control subestación.
- Control de acceso.
- Subestación Eléctrica de salida compuesta por el equipamiento de maniobra, estructuras y sistemas de protección, control y comunicación.
- Línea de Transmisión eléctrica para la conexión de la Unidad de Punta a la subestación eléctrica del sistema eléctrico correspondiente.
- Paño de conexión en subestación del sistema eléctrico equipamiento de maniobra, estructuras y sistemas de protección, control y comunicación.

Para los distintos ítems del BOP mecánico se estimaron volúmenes y capacidades indicados en la presente sección. Los precios unitarios asociados fueron estimados en base a referencias del Consultor para proyectos similares.

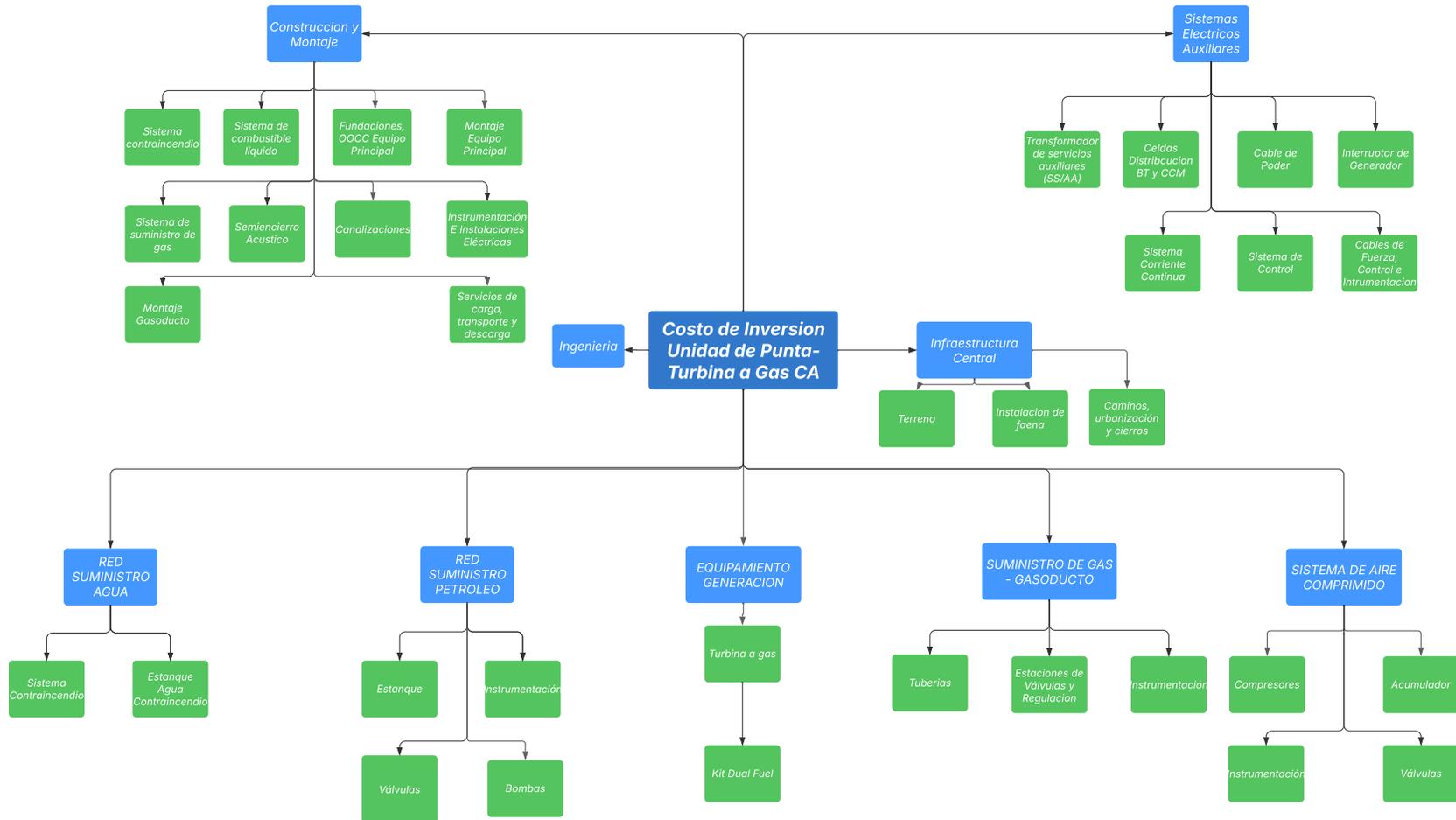
En el Anexo 2 se muestra la Disposición General (Layout) de la Unidad de Punta (TG CA) para los tamaños de 3 MW y 15 MW, considerando que el paño de conexión al sistema eléctrico correspondiente es en nivel de Media Tensión.

Tamaño 3 MW: CNE-11-002-512

Tamaño 15 MW: CNE-11-002-513

La estructura de costos considerada para este caso se muestra en el siguiente mapa conceptual.

Figura 164. Mapa Conceptual Estructura Partidas de Costos – TG SSMM



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

5.6.3 Conexión Eléctrica

En el caso de los SSMM, dada la cercanía de la Unidad de Punta al punto de conexión eléctrico, junto con el hecho de que la subestación de conexión está en el mismo terreno que la unidad de punta, se contempla la conexión directa entre el transformador elevador y la subestación del sistema eléctrico correspondiente.

La conexión eléctrica considera el transformador elevador y conexión, la cual será del tipo subterránea, en la cual se utilizará cable con aislación sólida del tipo XLPE junto con las terminaciones correspondientes.

El nivel de Tensión utilizado será en media tensión (11,5 kV o 13,2 kV) y dependerá del punto de conexión. Para las maniobras que se requieran serán usados los interruptores y desconectores incluidos en la celda de media tensión de conexión del generador de la Unidad de Punta.

Luego la conexión eléctrica tendrá el siguiente equipamiento principal:

- Un Transformador de poder elevador con cambiador de taps bajo carga para transformación desde nivel de generación (6,6 o 11,5 kV típicamente) al nivel de media tensión correspondiente del punto de conexión. El Transformador de poder elevador será trifásico sumergido en aceite mineral con refrigeración ONAN de una capacidad de aproximadamente 3,5 MVA y 16,5 MVA para los tamaños de 3 MW y 15 MW, respectivamente.
- Cables aislados de media tensión, con aislación sólida tipo XLPE, clase 15 kV con una capacidad total de 150 A y 650 A para los tamaños de 3 MW y 15 MW respectivamente.

5.6.4 Paño de Conexión

Para la conexión de la Unidad de Punta, se requiere de la instalación de un paño de conexión adicional en la subestación de conexión del sistema eléctrico correspondiente.

Cabe destacar que, en el caso de la subestación Tres Puentes perteneciente al SS.MM. de Punta Arenas, de acuerdo con el estándar de la subestación indicada, para el paño de conexión se considera una celda de media tensión clase 15 kV para uso interior, de capacidad 1.250 A para el tamaño 15 MW. En el caso de los tamaños de 3 y 15 MW se considera el tamaño mínimo de fabricación estándar correspondiente a 630 A.

En los otros casos, dicho paño será del tipo convencional y considera ampliación de los marcos de barras, ampliación de las barras, aisladores, ferretería, accesorios para conexiones, ampliación de la malla de tierra. Para la maniobra y protección se considera solo un desconector fusible, clase 15 kV, 400 A o 600 A para los tamaños de 3 MW y 15 MW respectivamente.

5.7 Central Generadora del tipo Grupo Motor – Generador de tamaños 0,3 MW, 0,4 MW, 0,8 MW, 0,9 MW, 1,0 MW, 1,8 MW y 3,0 MW

En la presente sección se describe el diseño para una Central Generadora del tipo Grupo Motor – Generador de tamaños 0,3 MW, 0,4 MW, 0,8 MW, 0,9 MW, 1,0 MW, 1,8 MW y 3,0 MW.

5.7.1 Requerimientos de Espacio

Los requerimientos de espacio (terreno) necesarios para la instalación de la Central Generadora (Unidad de Punta) del tipo Grupo Motor - Generador de tamaños de 0,3 MW, 0,4 MW, 0,8 MW, 0,9 MW, 1,0 MW, 1,8 MW y 3,0 MW se obtiene a partir del plano de disposición general (Layout incorporado en el Anexo 2 de este documento) el que considera entre otros, el equipamiento principal (Grupo Motor - Generador), los sistemas (mecánicos y eléctricos) del Balance de Planta (BOP) y Obras Civiles relacionadas con edificio de operación y caminos interiores. Adicionalmente, esta disposición considera la subestación de salida en nivel de media tensión que incluye los equipos de maniobra para la conexión a la línea de transmisión la cual se conectará al sistema eléctrico correspondiente.

Las superficies de terrenos requeridos que permiten la instalación de la Central Generadora (Unidad de Punta) mediante Grupos Motor – Generador (GMG) de los tamaños antes indicados, son las siguientes:

Tabla 23 Tamaño (MW), Área requerida (terreno) y Referencia de Plano Unidad de Punta del tipo Grupo Motor - Generador en los SSMM

Tamaño (MW)	Terreno m2 (hectareas)	Referencia Plano Disposición (Layout)
0,3	506 (0,051)	Ver Plano CNE-24-001-514
0,4	506 (0,051)	Ver Plano CNE-24-001-515
0,8	580 (0,058)	Ver Plano CNE-24-001-516
0,9	580 (0,058)	Ver Plano CNE-24-001-517
1	580 (0,058)	Ver Plano CNE-24-001-518
1,2	600 (0,06)	Ver Plano CNE-24-001-519
3	600 (0,06)	Ver Plano CNE-24-001-520

5.7.2 Equipamiento principal

La disposición general (Layout) de la Unidad de Punta (Grupo Motor - Generador) se muestra en el Anexo 2, el cual se compone de:

- Motor-generador estándar, que incluye el sistema de entrada de aire con filtros, así como los sistemas de instrumentación y control completos, sistema de lubricación, caja de reductora de velocidad cuando corresponda según el diseño del fabricante y todos aquellos subsistemas que aseguren la operación óptima del grupo. El sistema de combustión será dual, de modo que permita la operación con petróleo diésel y gas natural, como combustible alternativo.
- Generador con sus correspondientes sistemas de excitación y regulación de voltaje. Se incluye el sistema de lubricación y enfriamiento del estator.
- Sistema de enfriamiento de los componentes de la unidad. Este sistema incluye un sistema cerrado de agua tratada, impulsada con bombas para abastecer a todos los sistemas que requieran enfriamiento, un estanque de expansión y un intercambiador de calor o aerofriador, para disminuir con aire forzado la temperatura del agua de enfriamiento.
- Sistema de control. El control de la planta será diseñado para disponer de una operación centralizada. Para lograr esta condición es necesario realizar el control a través de Programadores Lógicos de Control (PLC) y orientar la información a un sistema de Control Distribuido (DCS) donde se integre y analicen los datos operacionales de todos los equipos de la planta, es decir, motor-generador, sistema de distribución de gas y todos los demás equipos relacionados (BOP). El sistema principal de control se ubicará en un área del edificio de administración. Los equipos electrónicos necesarios para procesar las señales de entrada y salida se ubicarán en una sala adyacente. Se consideran sistemas de sincronización automática.
- Chimenea para Gases de combustión con su correspondiente silenciador. La altura estimada de la chimenea para tamaño de 0,3 MW y 0,4 será de 2.5 mt, para tamaño de 0,8 MW, 0,9 MW y 1,0 MW de 4 mt, para 1,8 MW de 4 mt. Para 3 MW y 15 MW la chimenea se considera de entre 5 mt y 6 mt. Estos tamaños varían según el fabricante, modelo y especificaciones técnicas particulares de cada proyecto.
- Interruptor de generador, correspondiente a una celda de baja tensión para uso interior, de capacidad 3.500 A, 2.000 A, 1.600A y 1.000 A para los tamaños de 1, 8 MW / 1 MW; 0,9 MW / 0,8 MW; 0,4 MW; 0,3 MW respectivamente. En el caso del tamaño de 3 MW y 15 MW se considera una celda de media tensión del tamaño mínimo de fabricación estándar correspondiente a 630 A.
- Transformador de servicios auxiliares para la transformación desde nivel de generación (6 kV típicamente para el tamaño de 3 MW y 0,4 kV para los tamaños pequeños) a baja tensión. El Transformador auxiliar será trifásico sumergido en aceite mineral con refrigeración ONAN de una capacidad máxima aproximada de 50 kVA en todos los casos.
- Ducto de Barras no segregado para baja tensión de capacidad 3.500 A y 3.000 y 1.000 A para los tamaños de 1, 8 MW; 1,0 MW/0.9 MW /0.8 MW; 0,3 MW/0,4 MW respectivamente. En el caso del tamaño 3 MW se considera un cable de poder aislado clase 15 kV tipo XLPE, para la conexión del generador a la celda de media tensión.

El BOP se compone principalmente de las siguientes instalaciones:

- Estanque contraincendio para almacenamiento de agua desde pozos profundos o recepción de agua en camiones aljibes Este estanque contiene la reserva de la red del sistema contraincendio. La capacidad estimada será de 10 m³ en todos los casos.
- Sistema contra incendios. Comprende una red presurizada de agua, con una bomba eléctrica, una motobomba a petróleo diésel y una bomba joker, para mantener el sistema presurizado. Esta red tendrá estaciones para conexión de mangueras contraincendio, además de la conexión al anillo de refrigeración y monitor contraincendio del estanque de petróleo diésel. Deberá cumplir con los estándares de la NFPA para este tipo de instalaciones. Como se menciona precedentemente, el estanque soporte de la red es el estanque de agua cruda.
- Tratamiento de RILes. Corresponderá a una planta o proceso que permita que la disposición de las aguas residuales cumpla con el D.S. 90.
- Planta de tratamiento de aguas servidas. Los efluentes líquidos domésticos serán dispuestos en el sistema de alcantarillado que tendrá la Central y tratados con una planta de tratamiento modular de aguas servidas, mediante el sistema de lodos activados (Ecojet). Este tipo de planta es de tipo prefabricada, existente en el mercado y de amplio uso. El diseño y proceso de estas plantas garantiza que las aguas tratadas cumplan con la NCh 1.333/78 para Agua de Riego y con el D.S. N° 90 del año 2000 del Ministerio secretaria general de la Presidencia.
- Estanque de petróleo diésel con estación receptora para camiones estanque. La capacidad estimada será de 5 m³ para un tamaño de 0,3 MW/0,4 MW; 10 m³ los tamaños de 0,8 MW, 0,9 MW y 1,0MW; 23 m³, para un tamaño de 1,8 MW y 33 m³, para un tamaño de 3 MW, calculado para una operación semanal de 4 horas diarias durante 5 días. Para este cálculo se consideró el Heat Rate bruto promedio de unidades en estudio de diferentes fabricantes. Contará con un rack de filtrado y bombeo de petróleo diésel a la turbina de combustión. Este estanque deberá tener un pretil de contención de derrames cumpliendo la normativa vigente y tanto el estanque como sus instalaciones de recepción y bombeo deberá ser recepcionado por la SEC.
- Sistema de aire comprimido. El sistema de aire comprimido suministra aire comprimido tanto para servicios generales de la planta (aire de servicios) como aire comprimido filtrado y seco para instrumentos (aire de regulación).
- Edificio de administración, taller, bodega, casa de cambio, comedor, sala de control subestación.
- Control de acceso.
- Subestación Eléctrica de salida compuesta por el equipamiento de maniobra, estructuras y sistemas de protección, control y comunicación.
- Línea de Transmisión eléctrica para la conexión de la Unidad de Punta a la subestación eléctrica del sistema eléctrico correspondiente.

Para los distintos ítems del BOP mecánico se estimaron volúmenes y capacidades indicados en la presente sección. Los precios unitarios asociados fueron estimados en base a referencias del Consultor para proyectos similares.

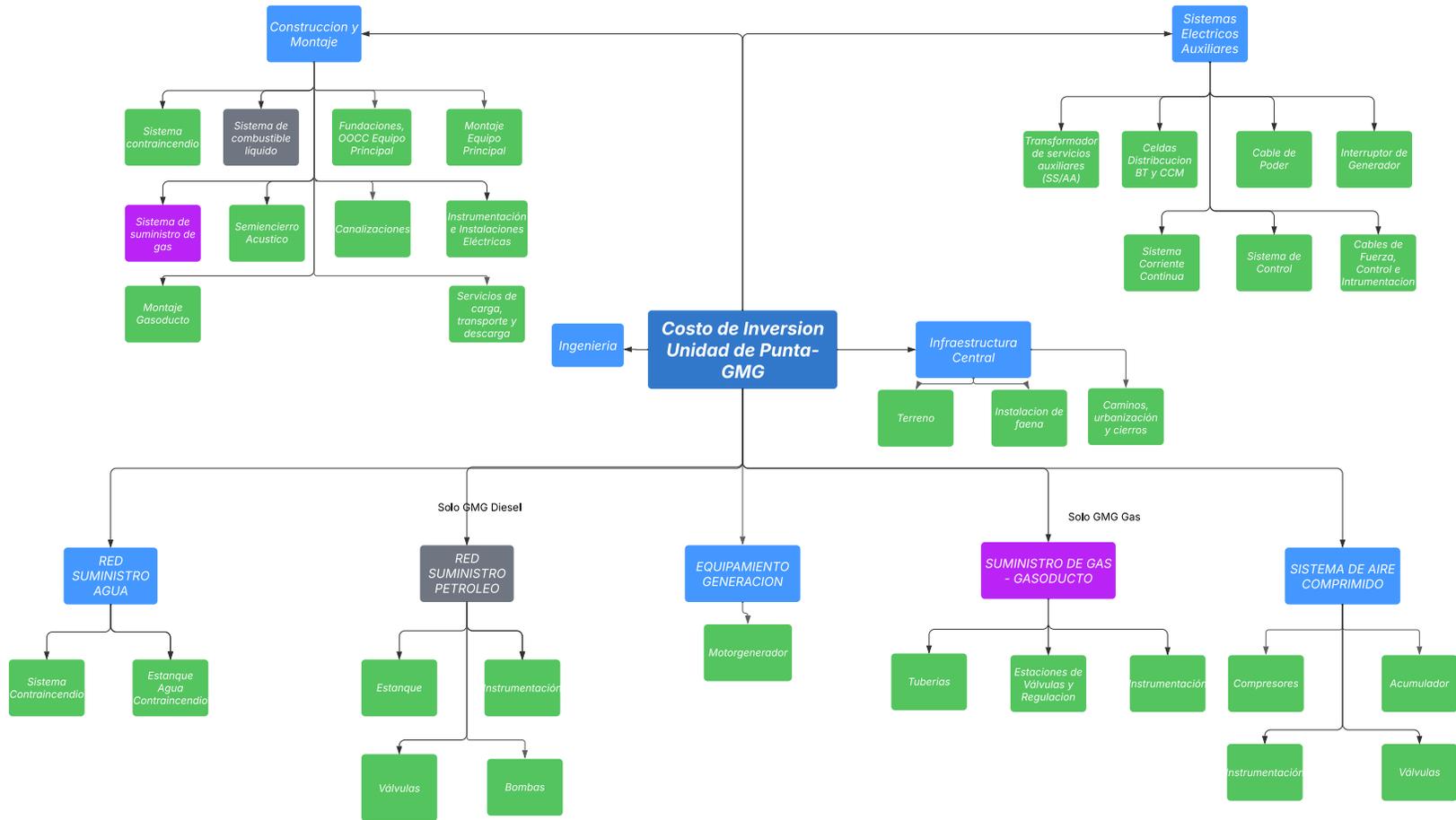
En el Anexo 2 se muestran los planos de disposición general (Layout) de la Unidad de Punta (GMG) para los tamaños de 0,3 MW, 0,4 MW, 0,8 MW, 0,9 MW, 1 MW, 1,8 MW y 3 MW, considerando que el paño de conexión al sistema eléctrico correspondiente es en nivel de Media Tensión.

Tamaño 0,3 MW: CNE-24-001-514

Tamaño 0,4 MW:	CNE-24-001-515
Tamaño 0,8 MW:	CNE-24-001-516
Tamaño 0.9 MW:	CNE-24-001-517
Tamaño 1,0 MW:	CNE-24-001-518
Tamaño 1,8 MW:	CNE-24-001-519
Tamaño 3,0 MW:	CNE-24-001-520

La estructura de costos considerada para este caso se muestra en el siguiente mapa conceptual.

Figura 165. Mapa Conceptual Estructura Partidas de Costos – GMG SSMM



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

5.7.3 Conexión Eléctrica

En el caso de los SSMM, dada la cercanía de la Unidad de Punta al punto de conexión eléctrico, junto con el hecho que la subestación de conexión está en el mismo terreno que la Unidad de punta, se contempla la conexión directa entre el transformador elevador y la subestación del sistema eléctrico correspondiente.

Luego la conexión eléctrica considera el transformador elevador y conexión será del tipo subterránea en la cual se utilizará cable con aislación solida del tipo XLPE junto con las terminaciones correspondientes.

El nivel de Tensión utilizado será en media tensión (13,2 kV, 23kV o 33 kV) y dependerá del punto de conexión. Para las maniobras que se requiera serán usados los interruptores y desconectores incluidos en la celda de conexión del generador de la Unidad de Punta.

Luego la conexión eléctrica tendrá el siguiente equipamiento principal:

Un Transformador de poder elevador para transformación desde nivel de generación (0,4 kV típicamente) al nivel de media tensión correspondiente del punto de conexión. El Transformador de poder elevador será trifásico sumergido en aceite mineral con refrigeración ONAN de una capacidad de aproximadamente 0,4 MVA, 0,4 MVA, 0,9 MVA, 1 MVA, 1 MVA, 2 MVA y 3,5 MVA para los tamaños de 0,3 MW, 0,4 MW, 0,8 MW, 0,9 MW, 1 MW, 1,8 MW y 3 MW respectivamente.

- Cables aislados de media tensión, con aislación solida tipo XLPE, clase 15 kV, 25kV o 35 kV según la tensión correspondiente del punto de conexión.

5.7.4 Paño de Conexión

Para la conexión de la Unidad de Punta, se requiere de la instalación de un paño de conexión adicional en la subestación de conexión del sistema eléctrico correspondiente.

Dicho paño será del tipo convencional y considera ampliación de los marcos de barras, ampliación de las barras, aisladores, ferretería, accesorios para conexiones, ampliación de la malla de tierra. Para la maniobra y protección se considera solo un desconector fusible, clase 15 kV, 25 kV o 35 kV según la tensión correspondiente del punto de conexión, de capacidad de corriente nominal de 100 A o 200 A según el tamaño de la Unidad de Punta y el nivel de tensión del punto de conexión

6. DETERMINACIÓN DE ÍTEMS INCLUIDOS EN LAS PARTIDAS DE COSTOS DE INVERSIÓN DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS ANALIZADAS

6.1 Determinación de ítems incluidos en las partidas de costos de inversión de las distintas tecnologías analizadas

6.1.1 Antecedentes

Con el propósito de poder determinar los costos de inversión de la Unidad de Punta, en los distintos emplazamientos (zonas cercanas a subestaciones del SEN) considerados, se procedió a determinar las partidas de costos que forman parte del Presupuesto (CAPEX), en base al diseño expuesto en el desarrollo del capítulo 6 anterior. En el presente capítulo se indican dichas partidas de costos y se detallan los componentes de cada una de ellas.

Asimismo, para cada una de las partidas de costos identificadas más abajo, se indica a que tecnología aplica para el caso de las Turbinas a gas en ciclo simple o abierto (TG CA), Grupo motor - generador (GMG), Sistema híbrido mediante central solar fotovoltaica más sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (Sistema HB CSF + BESS), Sistema híbrido mediante parque eólico más sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (Sistema HB PE + BESS) y Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías stand alone (Sistema BESS Stand Alone).

6.1.2 Unidad de Generación Eléctrica y Sistema de Almacenamiento Stand Alone

6.1.2.1 Suministro de equipos principales - TG CA – GMG – Sistema HB CSF + BESS – Sistema HB PE + BESS y Sistema BESS Stand Alone

Esta partida de costos engloba el suministro del equipamiento principal de la Unidad de Punta. A continuación, se detalla cada uno de los ítems contenidos en ella.

6.1.2.2 Equipamiento de la Unidad de Generación Eléctrica y Sistema de Almacenamiento Stand Alone

Esta partida de costo (valor en USD) comprende al menos lo siguiente:

- Turbina a Gas y Generador Eléctrico: corresponde a la partida de costos (valor en USD) del equipamiento principal de la unidad de generación eléctrica.
- Aerogeneradores Onshore: corresponde a la partida de costos (valor en USD) del equipamiento principal de la unidad de generación eléctrica.
- Paneles solares: corresponde a la partida de costos (valor en USD) del equipamiento principal de la unidad de generación eléctrica.
- Baterías: corresponde a la partida de costos (valor en USD) del equipamiento principal del sistema de almacenamiento de energía.

- Equipos de monitoreo de emisiones de contaminantes SO₂, NO_x, MP (CEMS: Continuous Emission Monitoring System): corresponde a la partida de costos (valor en USD) del equipamiento del sistema de monitoreo continuo de emisiones (sólo aplica para la tecnología TG CA).

6.1.2.3 Red de Suministro de Petróleo Diésel (sólo aplica a las tecnologías TG CA y GMG)

Esta partida de costo (valor en USD) comprende al menos lo siguiente:

- Estanque: corresponde al costo (valor en USD) del suministro del estanque puesto en obra (acero).
- Instrumentación: corresponde al costo (valor en USD) de los equipos e instrumentos de control de la red.
- Válvulas: corresponde al costo (valor en USD) de las válvulas manuales y automáticas de la red.
- Bombas de Impulsión: corresponde al costo (valor en USD) de las bombas que impulsan el combustible a la turbina.
- Bombas de recepción: corresponde al costo (valor en USD) de las bombas que descargan los camiones de combustible al estanque.

6.1.2.4 Suministro de Gas Natural (sólo aplica a las tecnologías de TG CA y GMG)

Esta partida de costo comprende al menos los ítems siguientes:

- Tuberías 6" de diámetro: corresponde al valor de la tubería de acero montada.
- Estaciones de Válvulas y Compresor: corresponde al valor de válvulas manuales y automáticas de control, medidor de combustible y compresor.
- Instrumentación: corresponde al valor de los equipos e instrumentos de control de la red.

6.1.2.5 Red de Suministro de Agua (sólo aplica a las tecnologías de TG CA y GMG)

Esta partida de costo (valor en USD) comprende al menos lo siguiente:

- Planta de Agua desmineralizada: corresponde al valor global de la planta de tratamiento de agua.
- Estanque Agua Cruda: corresponde el valor del suministro del estanque puesto en obra (acero).
- Bombas impulsión agua cruda: corresponde al valor de las bombas que impulsan el agua a la Planta Desmineralizadora.
- Estanque Agua Desmineralizada: corresponde el valor del suministro del estanque puesto en obra (acero).
- Bombas impulsión agua desmineralizada: corresponde al valor de las bombas que impulsan el agua a la turbina.
- Sistema Contraincendio: corresponde al valor global del sistema presurizado contraincendio del estanque de petróleo y estaciones de mangueras.
- Instrumentación: corresponde al valor de los equipos e instrumentos de control de la red.
- Válvulas: corresponde al valor de las válvulas manuales y automáticas de la red.

6.1.2.6 Sistema de Aire Comprimido (sólo aplica a las tecnologías de TG CA y GMG)

Esta partida de costo (valor en USD) comprende al menos lo siguiente:

- Compresores: corresponde al valor de los compresores de aire para instrumentos y servicio.
- Acumulador: corresponde al valor de estanque acumulador de aire comprimido.
- Instrumentación: corresponde al valor de los equipos e instrumentos de control de las redes de aire instrumento y de servicio.
- Válvulas: corresponde al valor de las válvulas manuales y automáticas de la red.

6.1.2.7 Plataforma y Fundaciones para Aerogeneradores Onshore

Esta partida de costo (valor en USD) comprende las obras Civiles principales para la instalación de los Aerogeneradores Onshore.

6.1.2.8 Sistema Eléctricos Auxiliares (Aplica a todas las tecnologías)

Esta partida que incluye el equipamiento eléctrico y de control complementario al paquete del equipamiento principal del sistema de generación eléctrica. Incluye el transformador de servicios auxiliares, ductos de barra de fase aislada, interruptor de generador, celdas de media tensión, celdas de baja tensión, centros de control de motores, tableros de fuerza y alumbrado, baterías, cargador de baterías, inversores, generador de emergencia y cables de fuerza, control e instrumentación de la central.

6.1.2.9 Obras Civiles y Montaje (aplica sólo TG CA - GMG)

Esta partida de costos engloba los costos asociados a las Obras Civiles requeridas por la unidad generadora y sistema de almacenamiento, como también el montaje del equipamiento principal. A continuación, se detalla cada uno de los ítems contenidos en ella.

- a. Este ítem corresponde a las obras generales e iniciales necesarias para efectos de la construcción y montaje de cada central. Incluye entre otros aspectos:
 - Instalaciones de faena
 - Caminos y urbanización
 - Movimientos de tierra
 - Alumbrado exterior
- b. **Construcción y Montaje**

Este ítem corresponde a las obras de construcción y montaje propiamente tal de cada central. Incluye entre otros aspectos:

- Infraestructura y fundaciones TG CA y GMG
- Planta Desmineralizadora
- Sistema de combustible líquido
- Edificio de Administración, eléctrico y sala de control

- Sala de compresores
- Sistema de combate de incendio
- Sistema de suministro de gas
- Sistema de abatimiento de emisiones
- Instrumentación e instalaciones eléctricas
- Protección catódica
- Pinturas
- Montaje grúa portal, tecles, monorraíles y elevador
- Servicios de ingeniería asociados a la construcción
- Servicios de carga, transporte y descarga
- Tuberías, válvulas, fittings, soportes y colgadores
- Montaje de gasoducto (Solo en los casos que aplica)

6.1.2.10 Obras Civiles y Montaje (sólo aplica a Sistema HB CSF + BESS, Sistema HB PE + BESS y Sistema BESS Stand Alone)

Esta partida de costos engloba los costos asociados a las Obras Civiles requeridas por la unidad de generación eléctrica y sistema de almacenamiento, y el montaje del equipamiento. A continuación, se detalla cada uno de los ítems contenidos en ella.

a. Infraestructura de la Unidad de Generación Eléctrica y Sistema de Almacenamiento

- Instalaciones de faenas
- Caminos nuevos
- Mejoramiento de caminos existentes
- Plataformas y fundaciones Aerogeneradores

b. Construcción y Montaje

Este ítem corresponde a las obras de construcción y montaje propiamente tal de cada central. Incluye entre otros aspectos:

c. Plataformas y fundaciones

d. Canalizaciones y cámaras

e. Ingeniería (Aplica para todas las tecnologías)

Se incluyen en este ítem toda la ingeniería de detalle necesaria para realizar el proyecto de la unidad de generación eléctrica y Sistema de Almacenamiento BESS. Estos valores corresponden a las HH de ingenierías necesarias para el diseño de detalle de la de la unidad de generación eléctrica y del sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS).

6.1.3 Resumen de partidas de costos incluidas en planilla de cálculo del CAPEX

Con el objetivo de acceder y comprender de mejor manera los valores determinados para las distintas partidas de costos incluidas en las planillas de cálculo del CAPEX (formato Excel) del Anexo 6 las cuales forman parte del costo de inversión de la Unidad de Punta se muestran en las tablas siguientes, la estructura de las respectivas partidas de costos y su correspondiente detalle, para el caso particular de la Unidad de generación eléctrica de las distintas tecnologías y también para el Sistema de Almacenamiento BESS.

para el caso de la Unidad de generación eléctrica de la tecnología del tipo Turbina a Gas en Ciclo Simple o Abierto los ítems principales de las partidas de costos son los siguientes:

- a. Suministros de Equipos**
 - Equipamiento de la unidad de generación eléctrica
 - Red de Suministro de Petróleo (caso diésel y dual)
 - Suministro de Gas (caso gas natural)
 - Red Suministro de Agua
 - Sistema de Aire Comprimido
 - Sistemas Eléctrico Auxiliares
- b. Obras Civiles y Montaje**
 - Infraestructura Central
 - Construcción y Montaje
- c. Ingeniería**

6.2 Determinación de los Ítems incluidos en las partidas de costos fijos de la operación de las distintas tecnologías analizadas

Para determinar los costos fijos de operación de la Unidad de Punta en los distintos emplazamientos considerados, se determinarán en una etapa posterior del presente estudio las partidas de costos que forman parte del presupuesto, en base a la experiencia del consultor en este tipo de proyectos.

En el presente capítulo se indican dichas partidas de costo y se detallan los componentes de cada una de ellas.

6.2.1 Costos Fijos de Operación

Se consideran los costos de personal y gastos generales correspondientes a la operación de la Unidad de Punta.

6.2.2 Costos de Mantenimiento y atención de fallas

El mantenimiento rutinario y atención de fallas está considerado en estos costos y estará cubierto por el personal de operación y un especialista electromecánico de apoyo diario. Los mantenimientos e inspecciones mayores no se consideran en estos costos, por cuanto lo habitual y así se ha considerado, que esté cubierto por un LTSA (Long Term Service Agreement) contratado con el fabricante o representante autorizado de la marca, cuyo costo es variable y depende de las horas equivalentes de operación (EOH).

Esta estimación se realizó para cada tecnología según el personal requerido. Cabe considerar que esta estimación es independiente del tamaño de la Unidad de Punta.

La única variación que existe es en el caso de los SSMM producto de las particularidades de este caso ya que en ellos se considera la Unidad de Punta dentro de instalaciones existentes.

6.2.3 Costo de capital del petróleo diésel almacenado

Es el costo del almacenamiento de petróleo diésel en el estanque de la Unidad de generación eléctrica, con un costo financiero anual al 6%. Se estima que este stock de seguridad está en el orden de un 60% de la capacidad máxima del estanque de petróleo diésel para este tipo de unidades generadoras. Este costo de capital aplica a las tecnologías del tipo TG CA y GMG utilizando combustible petróleo diésel (casos petróleo diésel y combustible dual).

El criterio considerado para el costo anual del 6% está en directa relación con el número de horas esperadas de operación de la Unidad de Punta, al considera un valor de aproximadamente 500 hr anuales. Además, se estima que el stock de seguridad de petróleo diésel almacenado debería ser del orden de un 60%, permitiendo en casos de operación imprevista disponer de un período adecuado de autonomía mientras se da la orden para realizar el abastecimiento del combustible mediante camiones, en los casos que no disponga de un arranque desde un oleoducto.

6.2.4 Costos de repuestos

Corresponde al costo de repuestos de partes calientes de las TG CA y de repuestos menores para el caso de los GMG. Estos repuestos son estratégicos y necesarios para reparaciones de emergencia, además que deben estar disponibles cuando correspondan los mantenimientos por EOH, según el LTSA. Al ser utilizados deberán reponerse, para su disponibilidad para el evento siguiente. Se considera la operación de la Unidad de Punta en las horas de control del período de punta del Sistema Eléctrico correspondiente.

Adicionalmente, los repuestos considerados se utilizan durante el periodo de control para el período de un año. Por lo tanto, la cantidad de veces que estos repuestos serán utilizados corresponde a la misma cantidad de años de la vida útil de la unidad de generación eléctrica.

6.2.5 Costos fijos de operación y mantención de la Subestación

Corresponde al costo fijo en relación con el servicio de mantención del paño de conexión de la unidad de punta y de la subestación de enlace. Dicho servicio incluye la cuadrilla, el equipamiento necesario y considera una utilidad del contratista. Se han considerado tres días para las labores de mantención. Adicionalmente se incluye el costo del arriendo de los terrenos y de las instalaciones comunes de la subestación de enlace.

6.2.6 Costo fijo de inspección y mantenimiento de la línea de transmisión

Corresponde al costo del servicio de inspección y mantenimiento menores de la línea de transmisión. Dicho servicio incluye la cuadrilla, el equipamiento necesario y considera una utilidad del contratista. Se ha considerado que un rendimiento diario típico de una cuadrilla de mantención de línea es del orden de los 6 km. Se considera el mismo costo en todos los casos, dado que como mínimo se contrata un día de servicio. Se estima que se requiere un día mensual para estas labores.

6.2.7 Costo de las pérdidas del transformador de poder

Corresponde al costo de las pérdidas eléctricas en vacío del transformador de poder valorizadas, producto de mantener energizado dicho equipo en el periodo que la central de punta no opera. Para su cálculo se han considerado la información técnica de transformadores de poder relativa a las pérdidas en vacío para cada tamaño de la unidad de punta.

En este punto se consideran las pérdidas en vacío cuando la unidad no está operando vale decir fuera de la hora de control de punta. Para estos efectos se considera un valor tipo de pérdidas en vacío para transformadores de las características descritas en el punto 5.5.1. Se destaca que este costo se calcula para el todo el año excepto el periodo de punta y se valorizan a un costo aproximado de la energía de 60 US/MWh.

Estos valores de pérdidas en vacío corresponden a 56,2 kW para el caso de 70 MW, 81,6 kW para el caso de 120 MW y 92,1 kW para el caso de 150 MW. Estos valores aplican para todas las tecnologías en estudio. Adicionalmente, estos valores fueron obtenidos de equipamiento de referencia del Consultor de proyectos de generación.

6.2.8 Costo de seguros

Los costos de seguros están incorporados en el costo de inversión de la Unidad de Punta, dado que el valor CIF (Cost, Insurance and Freight) se obtiene a partir del valor FOB (Free On Board) más los costos de Seguros (Insurance) y Fletes (Freight).

Asimismo, los costos de seguros para la operación de la central generadora (Unidad de Punta) están considerados dentro del costo fijo de la unidad de generación eléctrica.

6.2.9 Costos de transporte (recargos de transporte)

Están incluidos en los Costos de Inversión, dado que estos corresponden a los costos de flete desde puerto de origen (fabrica) a puerto de Chile más los costos de flete entre puerto de Chile y lugar de emplazamiento de la Unidad de Punta.

6.2.10 Costos de almacenaje y logística

No se considera ningún costo de almacenaje y logística, dado que están incluidos en el precio unitario de los insumos utilizadas este costo.

7. DISPOSITIVOS DE MITIGACIÓN O ELIMINACIÓN DE CONTAMINACIÓN AMBIENTAL

7.1 Análisis de las regulaciones ambientales vigentes

En el presente capítulo se describe la normativa ambiental de carácter general aplicable al proyecto de instalación de unidades de punta en el SEN y SSMM. Para tal efecto se contempla la instalación de Turbinas a Gas y Grupo Motor – Generador operando con gas natural y petróleo diésel.

El presente capítulo da cuenta de los resultados obtenidos del inventario de emisiones de material particulado respirable MP 10, material particulado respirable fino MP 2.5 y gases SO₂, NO_x y CO, provenientes de las etapas de construcción y operación de las unidades de punta ubicadas en diferentes regiones a lo largo del país.

7.1.1 Normativa aplicable

La normativa ambiental general aplicable a los proyectos para las unidades de punta debe considerar las siguientes regulaciones ambientales:

7.1.1.1 Normas de calidad del aire

La normativa ambiental de calidad de aire aplicable a la unidad de punta en estudio son las siguientes:

- D.S. Nº 12, de 2021, del Ministerio de Medio Ambiente Establece norma de calidad primaria para material particulado respirable MP10.
- D.S. Nº 112, de 2002, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia de la República. Establece norma primaria de calidad de aire para ozono (O₃).
- D.S. Nº 104, de 2018, del Ministerio de Medio Ambiente. Establece norma primaria de calidad de aire para dióxido de azufre (SO₂).
- D.S. Nº 40, de 2023, del Ministerio de Medio Ambiente a. Establece norma primaria de calidad de aire para dióxido de nitrógeno (NO₂).
- D.S. Nº 115, de 2002 del Ministerio secretaria general de la Presidencia de la República. Establece norma primaria de calidad de aire para monóxido de carbono (CO).
- D.S. Nº 22, de 2009, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia de la República. Establece norma de calidad secundaria de aire para anhídrido sulfuroso (SO₂). D.S. Nº 12, de 2011, del Ministerio del Medio Ambiente. Establece norma primaria de calidad ambiental para material particulado fino respirable MP2.5.
- D.S. Nº 5, de 2025, del Ministerio del Medio Ambiente. Establece norma primaria de calidad del aire para el compuesto orgánico volátil (COV) Benceno.

Estas normas definen límites de concentración de contaminantes en el punto de máximo impacto en la zona de influencia del proyecto. La concentración de contaminantes y la ubicación del punto

de máximo impacto dependen fuertemente de las condiciones meteorológicas y de la topografía, por lo que para realizar una modelación de la calidad de aire se requiere realizar mediciones en terreno y simulaciones computacionales. Dichos estudios se realizan en la etapa de estudio de impacto ambiental de un proyecto y están más allá del alcance del presente estudio.

7.1.1.2 Normas de emisiones de contaminantes atmosféricos

La normativa ambiental de emisión de contaminantes atmosféricos de aire aplicable a las unidades de punta en estudio se establece en el D.S. Nº 13, de 2011, del Ministerio del Medio Ambiente. La norma de emisión para centrales termoeléctricas. Las emisiones máximas que establece esta normativa para unidades de generación eléctrica nuevas, sobre los 50 MWt, se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 24 D.S. 13 Límites de emisión para fuentes emisoras nuevas (mg/Nm³)

Combustible	Material Particulado (MP)	Dioxido de Azufre (SO ₂)	Oxidos de Nitrógeno (NO _x)
Sólido	30	200	200
Líquido	30	10	120
Gas	n. a.	n. a.	50

n. a. : no aplica

7.2 Cálculo de emisiones

7.2.1 Emisiones con combustible gas natural

Producto de la combustión del gas natural se emitirá a la atmósfera un flujo gaseoso caracterizado principalmente por la presencia de Nitrógeno (N₂), dióxido de carbono (CO₂), vapor de agua y óxidos de nitrógeno (NO_x), además de otros contaminantes como CO, MP y compuestos orgánicos (TOC), aunque en concentraciones menores. Los niveles de emisiones de la unidad de punta (turbina de gas) son de aproximadamente 150 – 300 ppm de NO_x, sin sistemas de control. Por esta razón, el diseño de las unidades de punta deberá contemplar la utilización de tecnología de última generación en los quemadores de las turbinas, denominados quemadores Dry Low NO_x o DLN, que permiten realizar una combustión con exceso de aire, lo que se denomina combustión seca. Este proceso utiliza aire como diluyente para reducir la temperatura de combustión y, por lo tanto, la formación de NO_x.

Por las características propias del gas natural, su utilización emitirá a la atmósfera anhídrido sulfuroso (SO₂) en cantidades mínimas, en la práctica despreciable y no se determinan en los cálculos.

Las emisiones de material particulado (MP) serán también reducidas.

7.2.2 Emisiones con combustible petróleo diésel

La combustión con combustibles líquidos destilados, como el diésel, producirá los mismos contaminantes que la utilizar Gas Natural, pero en distintas proporciones, además de óxidos de azufre (SO_x), principalmente SO_2 , derivado del contenido de este mineral en el combustible. Las emisiones de NO_x producto de la combustión de diésel, son elevadas y sobre 200 ppm, sin sistemas de control.

Para el control de estas emisiones de NO_x , con combustión de petróleo diésel, el mecanismo de control adicional es la inyección de agua en las zonas de alta temperatura de llama para reducir el NO_x con reducciones de hasta el 60% o más. Se requiere que el agua sea desmineralizada para prevenir depósitos y corrosión en la sección de expansión de la turbina.

Para el control de SO_x , no se conocen aplicaciones prácticas de reducción post combustión. Teóricamente sería posible el abatimiento de SO_x utilizando tecnologías conocidas para abatimiento en centrales térmicas, pero no se conocen referencias reales.

Con combustión de petróleo diésel, las emisiones de SO_2 estarán en directa relación con la cantidad de azufre contenida en el combustible a utilizar, por lo cual la selección de este deberá ser acorde con los niveles máximos de SO_2 del D.S. 13 y lo permitido por el EIA, según la línea base del sitio correspondiente. Para la modelación de las emisiones de SO_2 se consideró la combustión de petróleo diésel Grado B con contenido de azufre de 50 ppm, que es el de uso generalizado y diésel grado A1 con contenido de azufre de 15 ppm. Con la utilización de este combustible, las emisiones de SO_2 para las unidades de los 3 niveles de potencia analizados (70 MW, 120 MW y 150 MW), sobrepasa la Norma de Emisiones para Termoeléctricas (D.S. 13). Las opciones para cumplir con la norma son el uso del diésel ciudad, el cual tiene un contenido de azufre de 0,005% o especificar a los fabricantes sistemas de abatimiento de SO_2 .

Para el caso de las unidades generadoras instaladas en los SSMM, dado que la limitación de los 50 MWt establecida en el D.S. 13 es equivalente aproximadamente a 15/16 MWe solo aplicaría para las unidades instaladas en la Central Tres Puentes del SSMM de Punta Arenas. Sin embargo, para todos los SSMM estudiados la potencia instalada de la Unidad de Punta considerada es inferior a los 15/16 MWe por lo tanto esta restricción en el D.S. 13 no aplica.

7.2.3 Sistema de monitoreo continuo de emisiones - CEMS

Dentro de los sistemas de control existirá un sistema de monitoreo continuo de emisiones (CEMS) a través del cual se registrará y analizarán los gases de escape de las turbinas.

7.2.4 Tabla de emisiones

A continuación, se adjunta tabla con las emisiones estimadas para las unidades en estudio y los límites de emisión del D.S. 13, Normas de Emisión para Termoeléctricas. Los valores han sido

estimados a partir de emisiones de unidades conocidas de potencias similares, considerando los factores de emisión EPA, correspondiente al tipo de combustible y para cada contaminante.

Tabla 25 Emisiones estimadas Turbinas a Gas – Límite de Emisión PPDA RM – Límite de Emisión D.S. 13

EMISIONES ESTIMADAS					Limite de Emision según PPDA kg/año RM	Limite de Emision por chimenea D.S.13 mg/Nm3
Contaminante	Rango de Potencia	Emision Estimada kg/h	Emision Anual SEN kg	Emision Anual mg/Nm3	Articulo Nº 64	
Diesel 50 ppm, con inyeccion de agua						
NOX	70	42,12	22.239	86,07	8000	120
	120	72,62	38.343	86,07		
	150	90,92	48.006	86,07		
CO	70	14,72	7.772	30,07	N.A	N.A
	120	25,38	13.401	30,07		
	150	31,77	16.775	30,07		
TOC	70	3,08	1.626	6,3	N.A	N.A
	120	5,31	2.804	6,3		
	150	6,65	3.511	6,3		
MP	70	7,36	3.886	15,04	MP 2,5 : 2000 MP 10 : 2500	30
	120	12,69	6.700	15,04		
	150	15,88	8.385	15,04		
SO2	70	16,7	8.818	34,13	10000	100
	120	28,8	15.206	34,13		
	150	36,06	19.040	34,13		
Diesel 15 ppm, con inyeccion de agua						
NOX	70	42,13	22.245	86,07	8000	120
	120	72,64	38.354	86,07		
	150	90,94	48.016	86,07		
CO	70	14,72	7.772	30,07	N.A	N.A
	120	25,38	13.401	30,07		
	150	31,78	16.780	30,07		
TOC	70	3,08	1.626	6,3	N.A	N.A
	120	5,31	2.804	6,3		
	150	6,65	3.511	6,3		
MP	70	7,36	3.886	15,04	MP 2,5 : 2000 MP 10 : 2500	30
	120	12,69	6.700	15,04		
	150	15,89	8.390	15,04		
SO2	70	5,01	2.645	10,24	10000	100
	120	8,64	4.562	10,24		
	150	10,82	5.713	10,24		
Gas Natural, con quemadores Low Nox						
NOX	70	14,21	7.503	28,54	8000	120
	120	25,85	13.649	28,54		
	150	32,84	17.340	28,53		
CO	70	5,55	2.930	9,41	N.A	N.A
	120	9,58	5.058	9,41		
	150	11,99	6.331	9,41		
TOC	70	4,63	2.445	8,68	MP 2,5 : 2000 MP 10 : 2500	N.A
	120	7,98	4.213	8,68		
	150	9,99	5.275	8,68		
MP	70	4,3	2.270	8,06	N.A	30
	120	7,41	3.912	8,06		
	150	9,28	4.900	8,06		

7.3 Conclusiones

Las exigencias del D.S 13 son las más exigentes de las normas vigentes en el país. Luego de acuerdo con las emisiones estimadas indicadas en el cuadro precedente, se aprecia que las exigencias impuestas por el D.S. 13 se cumplen para SO₂, NO_x y MP en los casos que se utiliza combustible gas natural y diésel con contenido de azufre de 15 ppm. En el caso de utilizar combustible con 50 ppm de azufre no es posible cumplir la normativa referente al SO₂. Con la tecnología comercialmente disponible para turbinas a gas no es posible abatir dicha emisión. Ahora bien, de acuerdo con lo informado por ENAP, Diésel con un contenido de 15 ppm se encuentra disponible para todo el país, por lo que se considera razonable asumir la disponibilidad de dicho combustible para la operación con diésel. En el caso de la operación con gas se satisfacen todos los límites de emisión.

En la actualidad el Ministerio del Medio Ambiente se encuentra actualizando la norma de emisiones del D.S 13, estableciendo estándares más exigentes aun que la norma vigente.

Respecto a lo anterior, cabe destacar que no se ha considerado ni se ha analizado en profundidad el anteproyecto definitivo de modificación del D.S. 13, dado que este no está vigente aun por lo que no es aplicable al presente estudio.

Ahora bien, haciendo un análisis de manera preliminar se puede indicar lo siguiente:

- Para el caso de operación con gas natural, no hay modificaciones, por lo que no implica nuevas restricciones de tipo ambiental este potencial cambio regulatorio.
- Ahora bien, para la operación con combustible diésel, sí tendría efectos este potencial cambio regulatorio para la nueva unidad de punta. Esto ya que se cambian los límites de emisiones para unidades nuevas que operen con combustible líquido, en este caso diésel.
- El límite de emisión de MP disminuiría desde 30 mg/Nm³ a 5 mg/Nm³ y límite de emisión de NO_x disminuiría desde 120 mg/Nm³ a 75 mg/Nm³, por lo que de acuerdo con el cálculo de emisiones realizadas no se podría cumplir con la norma actualizada para estos dos contaminantes, siendo los límites superados en un 201% para el MP y en un 14,7% para el NO_x.
- No se contemplan cambios respecto al límite de emisión de SO₂, por lo que las conclusiones indicadas seguirían siendo validas.
- Se destaca que el cálculo realizado es conservador, por lo que se sugiere realizar un estudio ad-hoc para confirmar lo anterior.
- De confirmarse lo anterior implicaría que no podrían instalarse unidades de punta Diésel, por lo que en los casos que no hay disponibilidad de gas natural, el costo de la unidad de punta se elevaría ya sea por considerar otra tecnología o incorporar una PSR.

En el caso de la Región Metropolitana se sobrepasa el límite de emisión máxima anual indicado en el artículo 64 del D.S 31 del 2017, para el caso del NO_x y el MP en los tres niveles de potencia.

En el caso del NO_x, dados los niveles de emisión estimados, con la tecnología comercialmente disponible no se lograrán los niveles de emisión normados por el PPDA de la Región Metropolitana sin control de abatimiento post-combustión, a pesar de que estas turbinas disponen de quemadores de baja emisión de NO_x (DLN). La opción de abatir mayores cantidades de NO_x en los gases sería por medio de catalizadores (Selective Catalytic Reduction - SCR), solución que no sería recomendable debido a que las eficiencias que se pueden alcanzar con estos equipos (65% - 90%) serían insuficientes para abatir las emisiones bajo los límites permitidos por el PPDA de la Región Metropolitana para las Unidades de Punta en estudio. La alternativa que permite la legislación es compensar las emisiones en un 150%. Dichas compensaciones se definen en la etapa de ejecución del proyecto, por lo que la estimación de su costo queda fuera del alcance del presente estudio. Las limitantes tecnológicas para abatir dichas emisiones y la complejidad y alto costo que podrían tener las medidas de compensación de NO_x, podrían ser determinantes para definir como no factible ambientalmente la instalación de una Unidad de Punta en la Región Metropolitana, para tamaños sobre 70 MW.

En el caso del MP, dados los niveles de emisión resultantes, se presenta una situación similar al caso del abatimiento NO_x. Con la tecnología comercialmente disponible no es posible lograr abatimientos superiores que permitan cumplir con los niveles de emisión normados por el PPDA de la Región Metropolitana. La alternativa que permite la legislación es compensar las emisiones (150 % en la RM). Dichas compensaciones se definen en la etapa de ejecución del proyecto, por lo que la estimación de su costo queda fuera del alcance del presente estudio. Las limitantes tecnológicas para abatir dichas emisiones y los altos costos que podrían tener las medidas de compensación de MP, podrían ser determinantes para definir como no factible ambientalmente la instalación de una Unidad de Punta en la Región Metropolitana.

De acuerdo a lo expresado, no se debe considerar la instalación de unidades de punta en las zonas reguladas por el Artículo 64 del D.S. 31 de 2017, por cuanto con la tecnología comercialmente disponible no es posible lograr el cumplimiento de las emisiones máximas anuales y la opción que permite dicha regulación, que es compensar emisiones, no es evaluable económicamente en esta etapa de los proyectos, dado que no es factible conocer las fuentes de emisión en la zona, que puedan estar disponibles para la mencionada compensación.

En el caso de la subestación Coyhaique, el Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica vigente en dicha zona no contempla disposiciones específicas para fuentes fijas asimilables a una unidad de generación eléctrica ya que en general solo se refiere a requisitos para calderas. La única disposición que se estima aplicable dice relación a la necesidad de compensación en caso de ser necesaria la tramitación del proyecto frente al SEIA, pero en ningún caso prohíbe la instalación ni impone requisitos específicos para este tipo de proyecto, por lo que se estima que el PPDA no es un impedimento a la instalación de la Unidad de Punta en esta ubicación.

Según el análisis realizado en los puntos 7.1 y 7.2 anteriores, ninguna de las subestaciones del SEN podría quedar fuera para las etapas siguientes del estudio. Para el caso particular de la Subestación Lo Aguirre emplazada en la Región Metropolitana, declarada zona saturada de material particulado respirable MP10, material particulado respirable fino MP2.5, partículas en suspensión, ozono y

monóxido de carbono; y zona latente por dióxido de nitrógeno. se ha considerado un emplazamiento de la Unidad de Punta fuera de la Región Metropolitana mediante la extensión de la línea de transmisión que conecta la unidad generadora con el Sistema Eléctrico Nacional.

8. EVOLUCIÓN DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX) PERÍODO 2025-2028 DE DISTINTAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN

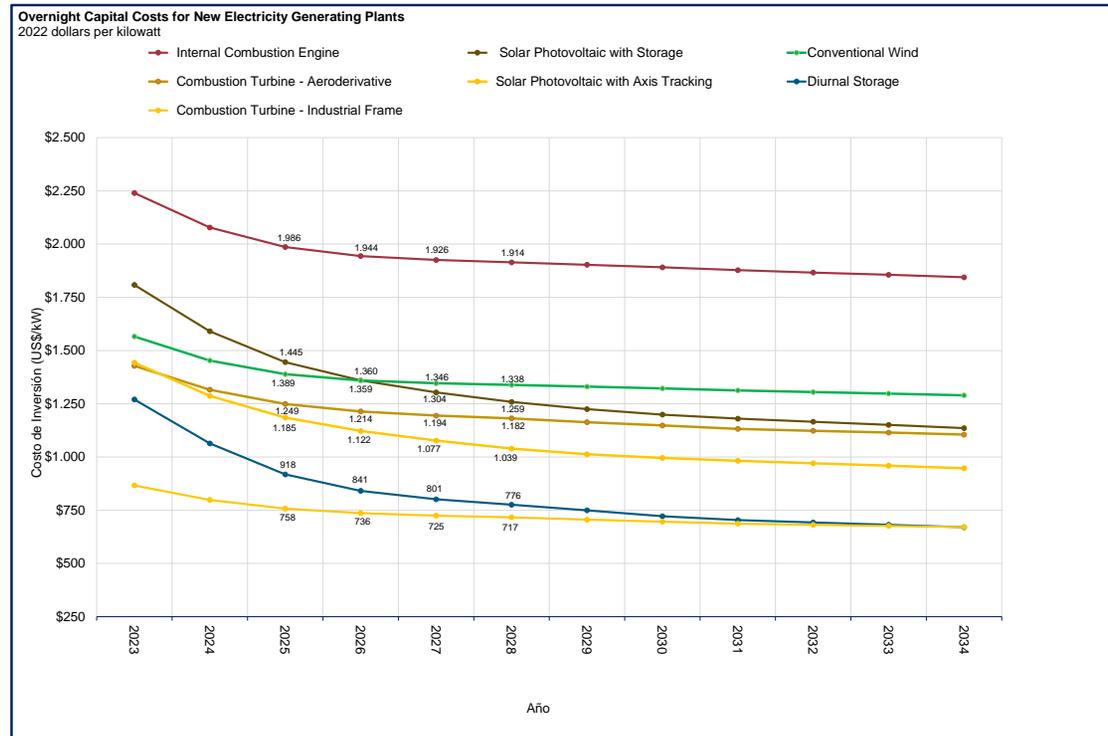
8.1 Costos de inversión (CAPEX) de las distintas tecnologías estudiadas como Unidad de Punta – Período 2025 - 2028

Para poder determinar la evolución de los costos de inversión (CAPEX) del período 2025-2028 de las distintas tecnologías en estudio como Unidad de Punta, se han utilizado las siguientes fuentes de información:

- a. Annual Energy Outlook 2023 – U.S. Energy Information Administration (<https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>) – fecha de lanzamiento 16 de marzo de 2023
- b. Annual Technology Baseline 2024 (<https://atb.nrel.gov/electricity/2024/data>)
- c. GenCost 2024-25 Consultation Draft - Commonwealth Scientific and Industrial Research Organization (CSIRO) (<https://www.csiro.au/en/research/technology-space/energy/Electricity-transition/GenCost>)
- d. World Energy Outlook 2024 – International Energy Agency (IEA) (<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>)

Para el caso de la publicación de la U.S. Energy Information Administration (Agencia EIA), la información respecto de los costos de inversión (US\$/kW) de distintas tecnologías para el período 2025-2028 se muestra en la figura siguiente:

Figura 166. Evolución Costos de inversión (CAPEX) Tecnologías del tipo GMG – Solar Fotovoltaica con Sistema BESS - Eólica – TG CA Aeroderivativa - Solar Fotovoltaica con seguimientos de ejes – Sistema BESS Diurno – TG CA Industrial Frame - Energy Information Administration Periodo 2025 – 2028 ⁵⁵



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

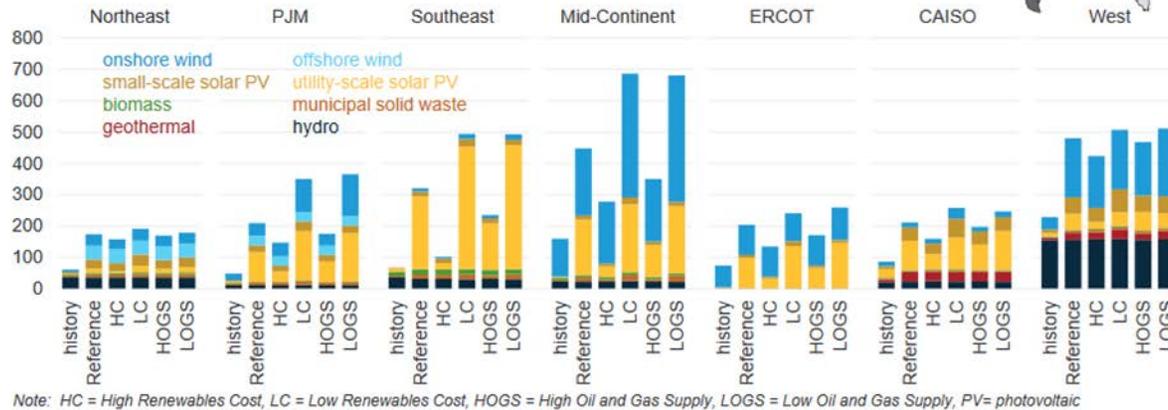
⁵⁵ Fuente: https://www.eia.gov/outlooks/archive/aeo23/supplement/excel/suptab_55.xlsx.

Respecto a la inserción actual y esperada de generación renovable solar y eólica la misma fuente anterior proyecta lo siguiente:

Figura 167. Inserción esperada tecnología renovables en Estados Unidos

Solar and wind lead the growth in renewables generation in most regions across all cases in AEO2020

Total renewables generation (all sectors), 2018 and 2050
billion kilowatthours

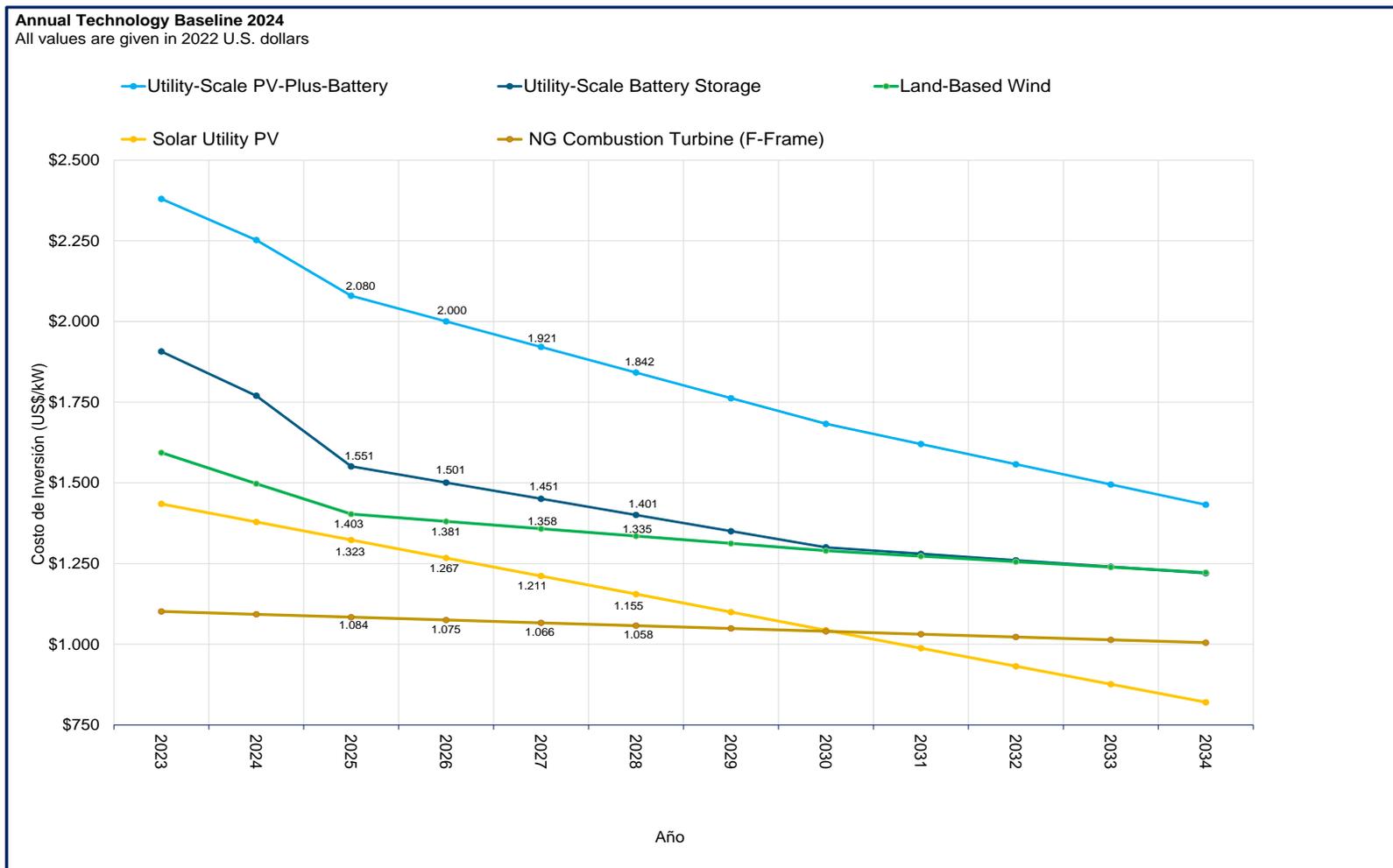


Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Los valores de costos de inversión (US\$/kW) que se muestran en la Figura 166, corresponden a siete tipos de tecnologías como son: Grupo Motor - Generador (combustión interna), Solar fotovoltaica con sistema BESS, Eólica, Turbina a gas - aeroderivativa, Solar fotovoltaica con seguimiento de ejes, Sistema BESS diurno y Turbina a gas – Industrial.

De la figura antes indicada es posible concluir que el Sistema de Almacenamiento de Energía (SAE) en este caso diurno, en el muy corto plazo tendrá valores (costo unitario de inversión US\$/kW) muy similares a los costos de inversión de la tecnología de Turbina a gas de ciclo simple o abierto. La evidencia con los Sistemas de Almacenamiento de Energía ha demostrado que la reducción de costos principalmente dada por la baja en costos de las baterías de ión litio ha sido más profunda que la que se muestran por organismos internacionales como son la Energy Information Administration (EIA U.S.) o National Renewable Energy Laboratory (NREL). Por lo anterior, es importante y fundamental para este estudio como resultan los valores de la actualización que se propone en secciones siguientes, de la actualización de los costos de desarrollo (US\$/kW) de las distintas tecnologías analizadas, al realizar además la comparación con las fuentes de información presentadas en esta sección destacando entre otros aspectos su tendencia en los costos de inversión, incorporación de SAE mediante baterías (BESS) de larga duración y otros atributos principalmente en la tecnología de tipo SAE mediante baterías (BESS).

Figura 168. Evolución Costos de inversión (CAPEX) Solar Fotovoltaica con Sistema BESS – Sistema BESS - Eólica –Solar Fotovoltaica - TG CA Industrial Frame - National Renewable Energy Laboratory Periodo 2025 – 2028



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Una segunda fuente de información respecto de costos de inversión corresponde al “Annual Technology Baseline 2024” (ATB) de la National Renewable Energy Laboratory (NREL) para el periodo 2025 – 2028, cuyos resultados se muestran en la Figura 168. Los valores se muestran a continuación y corresponden a cinco tipos de tecnologías: (i) Solar Fotovoltaica con Sistema BESS, (ii) Sistema BESS, (iii) Eólica, (iv) Solar Fotovoltaica, y (v) TG CA Industrial Frame.

Esta publicación es una buena fuente de información de la evolución de los costos de inversión de las distintas tecnologías en el presente estudio, dado que corresponde a una publicación de periodicidad anual.

Una tercera fuente de información, que da cuenta del mercado australiano corresponde a GenCost. Esta publicación corresponde a un informe económico de referencia que buscan planificar soluciones energéticas confiables y accesibles para alcanzar emisiones netas cero al 2050.

Se publica anualmente por la Commonwealth Scientific and Industrial Research Organization (CSIRO) en colaboración con el Operador del Mercado Energético de Australia (AEMO) y entrega estimaciones sobre los costos de nuevas tecnologías de generación eléctrica, almacenamiento y producción de hidrógeno, con proyecciones hasta 2050.

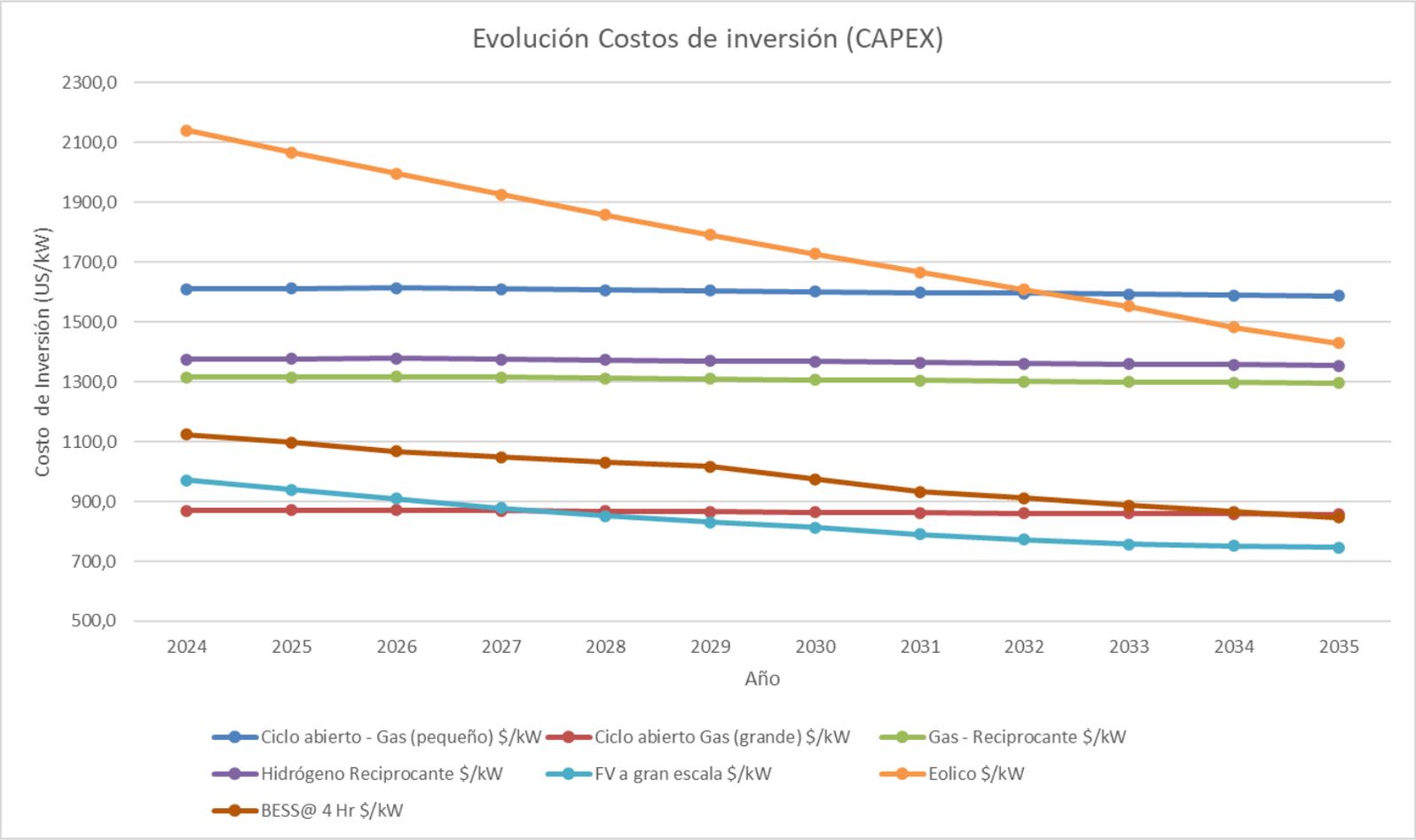
Se ha considerado la edición GenCost 2024-25 Consultation Draft ya que, si bien esta no es la definitiva de dicho periodo, recoge las importantes bajas de costo que se dieron en el último año para los sistemas BESS.

Los valores dentro de la publicación están en dólares australianos (AUD) y para su ajuste a dólares estadounidenses (USD) se ha considerado el tipo de cambio promedio de año 2023, el cual corresponde a 0,664 USD/AUD.

Esta publicación también es una buena fuente de información de la evolución de los costos de inversión de las distintas tecnologías en el presente estudio, dado que también corresponde a una publicación de periodicidad anual.

La siguiente figura fue elaborada en base a la información de dicho informe.

Figura 169. Evolución Costos de inversión (CAPEX) Solar Fotovoltaica– Sistema BESS - Eólica – TG CA (Tamaño Grande) - TG CA (Tamaño Pequeño)- Gas Reciprocante (GMG) – H2 Reciprocante (GMG) GenCost 2024-25 Consultation Draft



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

La figura anterior muestra una tendencia similar a la de Figura 168, evidenciando la competitividad de los sistemas BESS en el corto plazo a nivel de costo de inversión, en comparación con las turbinas a gas en ciclo abierto.

Una cuarta fuente de información respecto de los costos de inversión corresponde al World Energy Outlook 2024 de la International Energy Agency (IEA). El World Energy Outlook es la publicación anual insignia de la IEA y es considerada una de las fuentes de mayor relevancia en cuanto a análisis y proyecciones energéticas globales.

Este estudio se publica con frecuencia anual, típicamente en el mes de octubre de cada año.

Si bien esta publicación no trata exclusivamente sobre costos de inversión de tecnologías de generación, sí contiene información relevante sobre ellas, la cual se utiliza para modelar los diferentes escenarios que se presentan en dicho estudio.

Las siguientes figuras muestran los costos de inversión de tres tecnologías relevantes para el presente estudio en diferentes mercados, obtenidas del *World Energy Outlook 2024 Free Dataset – Power Generation Technology Costs and Assumptions*.

Figura 170. Evolución Costos de inversión (CAPEX) Solar Fotovoltaica en diferentes mercados – World Energy Outlook 2024

	Capital costs (USD/kW)		
	2023	2030	2050
Solar photovoltaics - Large scale unit			
European Union	750	480	340
United States	1 110	690	480
Japan	1 880	1 260	940
Russia	1 250	820	580
China	670	410	280
India	710	450	300
Middle East	610	360	250
Africa	1 330	820	550
Brazil	730	460	330

Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 171. Evolución Costos de inversión (CAPEX) Eólica Onshore en diferentes mercados – World Energy Outlook 2024

	Capital costs (USD/kW)		
	2023	2030	2050
Wind onshore			
European Union	1 630	1 550	1 490
United States	1 500	1 430	1 370
Japan	2 380	2 250	2 140
Russia	1 720	1 640	1 550
China	990	940	900
India	1 210	1 150	1 090
Middle East	1 410	1 320	1 240
Africa	1 650	1 560	1 470
Brazil	1 080	1 030	980

Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 172. Evolución Costos de inversión (CAPEX) Turbinas a Gas en diferentes mercados – World Energy Outlook 2024

	Capital costs (USD/kW)		
	2023	2030	2050
Gas turbine			
European Union	500	500	500
United States	500	500	500
Japan	500	500	500
Russia	450	450	450
China	350	350	350
India	400	400	400
Middle East	450	450	450
Africa	400	400	400
Brazil	400	400	400

Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

En el caso del sistema BESS esta publicación no entrega información por mercado, solo una proyección de costos unitarios por unidad de energía (kWh), la cual se muestra en la siguiente figura, obtenida del Anexo B.5 de la publicación antes señalada.

Figura 173. Evolución Costos de inversión (CAPEX) BESS– World Energy Outlook 2024

	Stated Policies			
	2023	2030	2035	2050
Utility-scale stationary batteries (USD/kWh)	250	175	155	130

Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

9. ESTUDIOS ELÉCTRICOS PARA LA CONEXIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA AL SEN Y LOS SSMM

9.1 Resumen Ejecutivo

El presente capítulo corresponde al análisis sistémico (estudios eléctricos) de las distintas alternativas tecnológicas, localizaciones y tamaños para la Unidad de Punta a conectar en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y en los Sistemas Medianos (SSMM), cuyo desarrollo se presenta en el Anexo 7 de este Informe.

El objetivo del análisis fue determinar para distintas alternativas de conexión y potencia de la unidad de punta, la factibilidad técnica y cumplimiento de la NTSyCS. Para ello se realizaron los siguientes estudios:

- a. Estudio de flujos de potencia
- b. Estudio de cortocircuito
- c. Estudio de estabilidad

Se ocuparon las bases de datos oficiales del SEN y los SSMM modelados en el software PowerFactory DlgSILENT versión 2024, las que fueron actualizadas ajustando generación, transmisión y demanda de acuerdo con el Plan de Expansión del año 2024, Informe Técnico Definitivo de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo, de julio 2024 y los proyectos con Declaración en Construcción de la CNE, entre otros, considerando además las proyecciones de demanda para el período 2025 - 2028.

Se evaluaron tres escenarios de operación en demanda punta: dos en horario sin recurso solar con hidrología húmeda y seca, y un tercer escenario con alto recurso solar.

En base en los análisis realizados, se concluye que, en la mayoría de los casos evaluados en el SEN, la incorporación de una unidad de punta no genera saturación en los tramos de transmisión directamente adyacentes a las subestaciones ni problemas de regulación de tensión en condiciones de operación normal. Esta afirmación se sustenta en los resultados obtenidos al considerar una potencia de inyección máxima de 150 MW, por lo que se infiere que las configuraciones de menor potencia (70 MW y 120 MW) también cumplirán sin restricciones técnicas.

Una excepción relevante se presenta en la subestación Parinas. En este punto, la alta penetración de proyectos eólicos —que operan sobre el 55% de su potencia nominal— genera una condición de elevada cargabilidad en el transformador 220/500 kV. La conexión adicional de una unidad de punta, independientemente de su tamaño (70, 120 o 150 MW), provoca la saturación de dicho transformador. Además, se identifican problemas de sobrecarga en el circuito 2 de la línea Monte Mina – Nueva Zaldívar cuando su circuito paralelo queda fuera de servicio.

En cuanto a la operación bajo criterio N-1, se determinó que no es factible operar unidades de punta de 120 MW ni 150 MW en la subestación Roncacho durante horarios de alta penetración solar. Ante la indisponibilidad de la línea 1x220 kV Roncacho – Nueva Pozo Almonte, la línea 1x220 kV Córdones

– Alto de Ramírez experimenta una sobrecarga superior al 30%. Por tanto, bajo este escenario, solo se considera viable la operación de una unidad de punta de 70 MW.

La siguiente tabla muestra el resumen de los resultados de flujos de potencia donde es factible instalar la unidad de punta sin limitaciones de generación. En verde se marca las opciones donde se pueden instalar cualquiera de las 3 potencias propuestas.

Tabla 26 Resumen de los resultados de flujos de potencia para las distintas subestaciones del SEN propuestas para la instalación de la Unidad de Punta

Subestación del SEN	Turbina a Gas en ciclo simple o abierto	Eólica + BESS	Solar + BESS	BESS Stand Alone
01 Roncacho 220 kV	Solo 70 MW	-	Solo 70 MW	-
02 Cóndores 220 kV	SÍ	-	SÍ	-
03 Nva. Pozo Almonte 220 kV	SÍ	-	SÍ	-
04 Nva. Lagunas 220 kV	SÍ	-	SÍ	SÍ
05 Kimal 220 kV	SÍ	-	SÍ	SÍ
06 Miraje 220 kV	SÍ	-	SÍ	SÍ
07 Kapatur 220 kV	SÍ	-	SÍ	-
08 Parinas 220 kV	NO	NO	NO	NO
09 Cumbre 220 kV	SÍ	-	SÍ	SÍ
10 Illapa 220 kV	SÍ	-	SÍ	SÍ
11 Nva. Cardones 220 kV	SÍ	-	SÍ	SÍ
12 Nva. Maitencillo 220 kV	SÍ	-	SÍ	-
13 Nva. Pan de Azúcar 220 kV	SÍ	-	-	-
14 Nogales 220 kV	SÍ	-	-	-
15 Lo Aguirre 220 kV	SÍ	-	-	-
16 Candelaria 220 kV	SÍ	-	-	-
17 Entre Ríos 220 kV	SÍ	SÍ	-	-
18 Ciruelos 220 kV	SÍ	SÍ	-	-
19 Tineo 220 kV	SÍ	SÍ	-	-
20 Puerto Montt 220 kV	SÍ	SÍ	-	-

En base a los análisis de cortocircuito, se determinó que al año 2028, sin considerar la unidad punta operativa, existen de base niveles de cortocircuitos que son superiores a la capacidad de ruptura de ciertos interruptores pertenecientes a las subestaciones Quillota, Alto Jahuel y Charrúa. La instalación de la unidad de punta cercana a estos puntos provoca un mayor aumento en estos niveles (no mayor al 3%), particularmente en las subestaciones de Nogales, Candelaria y Entre Ríos, respectivamente.

De las simulaciones realizadas se destaca que tanto para la desconexión intempestiva de la central de punta (Contingencia 1), así como para una falla bifásica a tierra al 50% de la línea contigua y con mayor transferencia de potencia (Contingencia 2), se observa:

- a. Factor de amortiguamiento superior al 5% para todos los casos analizados.
- b. La tensión se establece dentro de la banda de operación exigida por la norma.

- c. La frecuencia se mantiene superior a los 48,3 Hz.
- d. La excursión angular de los rotores, con respecto al eje de referencia inercial del Sistema (Central Ralco U1) no superan los $\pm 120^\circ$ eléctricos.

En el caso de los Sistemas Medianos, se estudió el cumplimiento técnico de la operación de la unidad de punta de distintos tamaños dependiendo del Sistema Mediano en estudio, para un escenario de demanda máxima al año 2028, a través de estudios estáticos de flujos de potencia, estudio de cortocircuitos y estudios dinámicos de estabilidad transitoria. Si bien en muchos de los Sistemas Medianos en estudio, su representación en las bases de datos de DigSILENT PowerFactory disponibles es de carácter unilineal con generadores conectados a la barra principal y alimentadores representados como cargas, se consideró y estudió el impacto de la operación de la central punta bajo escenario de operación y contingencias factibles.

La siguiente tabla muestra un resumen de los Sistemas Medianos estudiados, el tamaño de la unidad punta estudiada y el cumplimiento normativo de la operación a plena potencia de esta.

Tabla 27 Resumen de los resultados de flujos de potencia para las distintas subestaciones de los SSMM propuestas para la instalación de la Unidad de Punta

Sistema Mediano	Subestación	Tamaño Unidad Punta (kW)	Cumplimiento Normativo
Pta. Arenas	Tres Puentes	15.000	SÍ
	Pta. Arenas	15.000	SÍ
Pto. Natales	Pto. Natales	3.000	SÍ
Porvenir	Porvenir	1.800	SÍ
Pto. Williams	Pto. Williams	400	SÍ
Pto. Aysén	Tehuelche	800	SÍ
	Chacabuco	800	SÍ
Palena	Palena	1.000	SÍ
General Carrera	Chile Chico	1.000	NO
Pto. Cisnes	Nuevo Rico	300	SÍ
Cochamó	Cochamó	1.000	SÍ
Hornopirén	Hornopirén	900	SÍ

9.2 Desarrollo de los Estudios Eléctricos (Sistémicos)

En el Anexo N°7 adjunto al presente Informe, se presenta el Estudio de Impacto Sistémico (flujos de potencia, cortocircuito y estabilidad) de las distintas alternativas tecnológicas, tamaños y ubicaciones de la Unidad de Punta a conectar en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y en los Sistemas Medianos (SSMM).

10.PARTIDAS DE COSTOS DE CONEXIÓN ELÉCTRICA EN EL SEN Y LOS SSMM

10.1 Antecedentes

Con el propósito de poder determinar los costos de inversión de la Unidad de Punta se requiere estimar los costos asociados a la conexión eléctrica al Sistema Eléctrico Nacional. Dicho costo está compuesto por las dos siguientes grandes categorías:

- a. Costos de subestaciones (subestación de salida y paño de conexión en subestación de transmisión nacional).
- b. Costos de líneas.

Cabe destacar que los costos de las subestaciones incluyen tanto el costo de la subestación de salida de la Unidad de Punta como también el costo de la ampliación (paño de conexión) requerida en la subestación de conexión nacional en el SEN y en la subestación del SSMM.

Para estos efectos se estimó el costo de los distintos elementos en base a un diseño tipo, detallado en el Capítulo 6 del presente Informe. Para los costos de conexión eléctrica al SEN se ha considerado una sola estructura común y para los costos de conexión eléctrica a los SSMM otra distinta.

Las fuentes de información de precios unitarios y su forma de uso se indica en las secciones 11.2 y 11.3 más adelante.

A continuación, se procede a explicitar y explicar cada una de las partidas asociadas a los costos de conexión.

10.2 Costos subestaciones para conexión eléctrica al SEN

La Unidad de Punta para las distintas tecnologías en estudio contempla una Subestación Eléctrica de Salida, la cual permitirá evacuar la generación de energía eléctrica de la central para su inyección al sistema eléctrico que corresponda. El nivel de tensión de la subestación de salida será en 220 kV.

La subestación será del tipo convencional, y estará compuesta por un marco de salida para la acometida de la línea de transmisión de conexión al sistema eléctrico, equipamiento principal, cadenas de aisladores, ferretería, accesorios para conexiones, malla de tierra, canalizaciones, cableado de fuerza y control, cerco perimetral, sistema de comunicaciones, tableros de servicios auxiliares de corriente alterna y continua (alimentados desde la unidad de punta), alumbrado, y sistema de protección redundante, medida y control (SCADA).

La subestación tendrá como mínimo el siguiente equipamiento principal:

- a. Un transformador de poder elevador para transformación desde nivel de generación en media tensión (15 kV típicamente para turbinas a gas; MT hasta 33 kV para tecnologías eólica, solar fotovoltaica y sistemas BESS) a 220 kV, con cambiador de taps bajo carga. El transformador de poder elevador será trifásico sumergido en aceite mineral con refrigeración ONAN/ONAF/ONAF

de una capacidad de aproximadamente 48/63/77 MVA, 81/106/130 MVA y 103/133/164 MVA para los tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW respectivamente.

- b. Un Interruptor trifásico SF6 para 220 kV, de 2.000 A.
- c. Un Desconectador trifásico para 220 kV de 2.000 A, del tipo corte central, con puesta a tierra.
- d. Un Desconectador trifásico para 220 kV de 2.000 A, del tipo corte central, sin puesta a tierra.
- e. Tres Transformadores de potencial monofásicos para 220 kV.
- f. Tres Transformadores de corriente monofásicos para 220 kV.
- g. Tres Pararrayos monofásicos para 220 kV.

Todo el equipamiento de maniobra es similar en capacidad de corriente para los tres rangos de potencia estudiados (70 MW, 120 MW y 150 MW), ya que corresponden a tamaños mínimos de fabricación estándar.

Además de la subestación de salida, para la conexión de la Unidad de Punta, se requiere de la instalación de un paño de conexión adicional en la subestación de conexión al SEN.

Dicho paño podrá ser del tipo convencional o GIS, dependiendo de la disponibilidad de espacio y la tecnología de la subestación de conexión. La configuración del paño dependerá de la configuración existente en la subestación de conexión (barra simple, barra principal seccionada con transferencia, doble barra, interruptor y medio, etc.).

No obstante lo anterior, en general dicho paño estará compuesto por un marco de línea para la acometida de la línea de transmisión, ampliación de los marcos de barras, ampliación de las barras, equipamiento principal de maniobra, cadenas de aisladores, ferretería, accesorios para conexiones, ampliación de la malla de tierra, ampliación de las canalizaciones, cableado de fuerza y control, ampliación de los servicios auxiliares de corriente alterna y continua, complemento del sistema de comunicaciones, ampliación del alumbrado, sistema de protección redundante medida y control (Complemento SCADA Unidad de Punta).

Para el caso de un nivel de tensión de 220 kV, el paño de conexión tendrá como mínimo el siguiente equipamiento principal:

- Interruptores SF6 para 220 kV, de 2.000 A.
- Desconectadores trifásicos para 220 kV de 2.000 A, del tipo corte central, con puesta a tierra.
- Desconectadores trifásicos para 220 kV de 2.000 A, del tipo corte central, sin puesta a tierra.
- Transformadores de potencial monofásicos para 220 kV.
- Transformadores de corriente monofásicos para 220 kV.
- Pararrayos monofásico del tipo OZn para 220 kV.

Al igual que en caso de la subestación de salida de la Unidad de Punta, el equipamiento de maniobra es similar en capacidad de corriente para los tres rangos de potencia estudiados (70 MW, 120 MW y 150 MW), ya que corresponden a tamaños mínimos de fabricación estándar.

A continuación, se explicitan las partidas de costos asociadas a los conceptos antes indicados.

10.2.1 Equipamiento subestación de salida media tensión (MT) / 220 kV

En esta partida se incluye el suministro del equipamiento eléctrico principal que constituye la subestación eléctrica de la central de las características antes indicadas. En el siguiente cuadro se muestra el tipo y la cantidad de equipos incluidos.

a. Equipamiento principal

En esta partida se incluye el suministro del equipamiento eléctrico principal que constituye la subestación eléctrica con las características antes indicadas. En el siguiente cuadro se muestra el tipo y la cantidad de equipos incluidos.

Tabla 28 Equipamiento Subestación SEN - Unidad de Punta

Equipo Eléctrico	Cantidad
Desconectador trifásico c/puesta tierra, 2000 A, clase 245 kV	1
Desconectador trifásico s/puesta tierra, 2000 A, clase 245 kV	1
Interruptor de poder trifásico, 2000 A, clase 245 kV; monopolar; tanque vivo	1
Transformador de corriente clase 245 kV, 4 Núcleos	3
Transformador de potencial clase 245 kV	3
Pararrayo monofásico, clase 245 kV	3
Aisladores De Pedestal	1
Transformador de poder 13,8/220 kV; ONAN/ONAF/ONAF CTBC	1

b. Conductores, aisladores, ferretería y accesorios

Corresponde al suministro de conductores desnudos, conjuntos de anclaje, suspensión junto con los aisladores (cerámicos o vidrio) tipo B&S, ferretería y herrajes para uniones de conductores, requeridos para la conexión eléctrica de los equipos eléctricos de la subestación, del transformador elevador y de la línea de conexión.

c. Malla de tierra

Esta partida incluye los materiales de la malla de tierra requerida para un adecuado aterramiento de la central y la subestación. En ella se incluye el suministro de cable de cobre desnudo (típicamente 4/0 AWG), chicotes (típicamente 4/0 AWG y/o 2/0 AWG) para el aterramiento de equipos, y los materiales para la ejecución de las soldaduras exotérmicas requeridas para la unión de los conductores.

d. Paneles

Esta partida agrupa el suministro de los distintos paneles y tableros, ambos eléctricos como parte de las instalaciones en la subestación de salida para la conexión eléctrica de la Unidad de Punta.

e. Otros

Esta partida agrupa el suministro de elementos menores tales como HVAC⁵⁶ para la sala de gabinetes local de la subestación.

f. Alumbrado de patio

En esta partida se incluye el suministro necesario para el alumbrado exterior del patio, tales como reflectores, postes, cajas de enchufes exteriores para el patio y el conductor requerido para la alimentación eléctrica.

g. Conductores de fuerza y control

En esta partida se incluye el suministro de cables de fuerza, necesarias para la alimentación en baja tensión requeridos para la alimentación auxiliar de los distintos equipos de la subestación, junto con el cableado de control requerido para llevar las distintas señales de los equipos de patio a los respectivos paneles o entre paneles.

h. Sistema de comunicaciones

En esta partida se incluye el suministro del equipamiento necesario para transmitir y recibir la información requerida para la operación de la Unidad de Punta. Dichos equipos típicamente corresponden a una RTU, equipos de fibra óptica, switches, etc.

i. Estructuras

Corresponde al suministro de estructuras de acero galvanizado para soporte de equipos (estructuras bajas) y para los pilares y vigas de marcos de línea y barras (estructuras altas).

j. Transformador de poder media tensión (MT)/220 kV

En esta partida se incluye el suministro de un transformador de poder elevador para transformación desde nivel de generación en media tensión (15 kV típicamente para turbinas a gas; 33 kV para tecnologías eólica y solar fotovoltaica) a 220 kV, con cambiador de taps bajo carga. El Transformador de poder elevador será trifásico sumergido en aceite mineral con refrigeración ONAN/ONAF/ONAF de una capacidad de aproximadamente 48/63/77 MVA, 81/106/130 MVA y 103/133/164 MVA para los tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW respectivamente.

La conexión del transformador al patio de alta tensión es vía aérea, pero dicho suministro está incluido en las otras partidas de la subestación de salida según corresponda (Conductores, Aisladores, Ferretería y accesorios y Estructuras).

⁵⁶ Heating Ventilation Air Conditioning

10.2.2 Equipamiento subestación de conexión (Enlace)

Esta categoría agrupa a todas las partidas requeridas para la ampliación de la subestación del SEN según corresponda.

k. Equipamiento principal

En esta partida se incluye el suministro del equipamiento eléctrico principal que constituye la ampliación de la subestación eléctrica de conexión al sistema interconectado, de las características antes indicadas. En el siguiente cuadro se muestra el tipo y la cantidad de equipos que se han incluido, según la configuración de la subestación de conexión. Los tipos y cantidades de equipamiento se han definido en función de lo requerido para la configuración respectiva y considerando diseños típicos de subestación presentes en el SEN.

Tabla 29 Equipamiento Subestación Enlace SEN

Equipo Principal	Tecnología Convencional (AIS)					Tecnología GIS
	Barra Simple	Barra Simple y Transferencia	Doble Barra	Doble Barra y Transferencia	Interruptor y Medio	Interruptor y Medio
Desc. trifásico c/puesta tierra, 2000 A, clase 245 kV	1	1	1	1	1	0
Desc. trifásico s/puesta tierra, 2000 A, clase 245 kV	1	2	2	3	2	0
Interruptor de poder trifásico, 2000 A, clase 245 kV; monopolar; tanque vivo	1	1	1	1	0	0
Transformador de corriente clase 245 kV, 4 Núcleos	3	3	3	3	0	0
Transformador de potencial clase 245 kV	3	3	3	3	3	0
Pararrayos monofásicos, clase 245 kV	3	3	3	3	3	3
Interruptor de poder trifásico, 2000 A, clase 245 kV; monopolar; tanque muerto, con T/C	0	0	0	0	2	0
Desc. trifásico monopolar pantógrafo, 2000 A, clase 245 kV	0	0	0	0	6	0
Aisladores De Pedestal	3	6	6	9	9	6
Módulo GIS, 245 kV	0	0	0	0	0	1

l. Conductores, aisladores, ferretería y accesorios

Corresponde al suministro de conductores desnudos, conjuntos de anclaje, suspensión junto con los aisladores (cerámicos o vidrio) tipo B&S, ferretería y herrajes para uniones de conductores, requeridos para la conexión de los equipos eléctricos de la subestación, del transformador elevador y de la línea de conexión.

m. Malla de puesta a tierra

Esta partida incluye los materiales de la malla de tierra requerida para un adecuado aterramiento de la central y la subestación. En ella se incluye el suministro de cable de cobre desnudo (típicamente 4/0 AWG), chicotes (típicamente 4/0 AWG y/o 2/0 AWG) para el aterramiento de equipos, y los materiales para la ejecución de las soldaduras exotérmicas requeridas para la unión de los conductores.

n. Paneles

Esta partida agrupa el suministro de los distintos paneles y tableros requeridos en la subestación de salida de la unidad de punta que corresponden a los siguientes:

- Panel de Control, Protección y Medida Paño
- Tablero Distribución. de C.A.
- Tablero Distribución de C.C.
- Tablero Distribución de Alumbrado
- Tablero Resumen de Corriente
- Tablero Resumen de Potenciales

Se destaca que se asume que existe capacidad en la subestación de conexión para que el suministro eléctrico a los paneles auxiliares en C.A y en C.C provenga del sistema de servicios auxiliares de la subestación. Por lo anterior no se consideran equipos para ampliar el sistema de SS/AA de la subestación de conexión.

Además, se ha hecho el supuesto que la protección diferencial de barra de la subestación de conexión tiene capacidad remanente para recibir la señal proveniente del nuevo paño. Por último, cabe destacar que en el caso de subestación en configuración de interruptor y medio no se ha considerado la protección diferencial de barra.

o. Otros

Esta partida agrupa el suministro de elementos menores tales como HVAC para la sala de gabinetes local de la subestación.

p. Alumbrado de patio

En esta partida se incluye el suministro necesario para el alumbrado exterior del patio, tales como reflectores, postes, cajas de enchufes exteriores para el patio y el conductor requerido para la alimentación eléctrica.

q. Conductores de fuerza y control

En esta partida se incluye el suministro de cables de fuerza, necesarios para la alimentación en baja tensión de la alimentación auxiliar de los distintos equipos de la subestación, junto con el cableado de control requerido para llevar las distintas señales de los equipos de patio a los respectivos paneles.

r. Sistema de comunicaciones

En esta partida se incluye el suministro del equipamiento necesario para transmitir y recibir la información requerida para la operación de la Unidad de Punta hacia el sistema de comunicaciones de la subestación existente. Dichos equipos típicamente corresponden a equipos de fibra óptica, switches, etc.

s. Estructuras

Corresponde al suministro de estructuras de acero galvanizado para soporte de equipos (estructuras bajas) y para los pilares y vigas de marcos de líneas y barras.

10.2.3 Infraestructura

a. Terrenos de la subestación

Corresponde al costo del terreno asociado a la subestación de salida.

b. Instalaciones de faenas

Corresponde al costo incurrido por la instalación de las faenas necesarias para la construcción de la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

c. Caminos, urbanizaciones y cierros

Corresponde al costo incurrido por la construcción de los caminos interiores, los cierres de los patios, la caseta local del paño y otros ítems varios como limpieza de la zona y gravillado, tanto para la subestación de salida, como la ampliación de la subestación de conexión.

d. Movimientos de tierra masivos

Corresponde al costo estimado del movimiento de tierra de la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

e. Montaje alumbrado exterior

Corresponde al costo de montaje de los equipos incluidos en la partida Alumbrado de patio de la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

10.2.4 Construcción y montaje subestación

a. Montaje equipos principales

Corresponde al costo de montaje de los equipos incluidos en la partida equipos principales de la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

b. Montaje de estructuras

Corresponde al costo de montaje de los elementos incluidos en la partida “Montaje Estructuras” de la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

c. Montaje conductor, aisladores y conexionado primario

Corresponde al costo de montaje de los elementos incluidos en la partida “Montaje Conductor, Aisladores y Conexionado Primario” incluyendo las labores de conexionado de alta tensión de la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

d. Fundaciones

Corresponde al costo de las fundaciones de los equipos principales y de las estructuras que conforman la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

e. Canalizaciones

Corresponde al costo de las canalizaciones eléctricas (canaletas y conduit) requeridas para canalizar los cables de fuerza control y alumbrado de la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

f. Montaje cables de fuerza y control

Corresponde al costo de montaje de los elementos incluidos en la partida “Montaje Cables de Fuerza y Control” (tendido) de la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

g. Montaje paneles

Corresponde al costo de montaje de los elementos incluidos en la partida “Montaje Paneles”, incluido el armado, montaje y ajuste de protecciones de la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

h. Montaje otros

Corresponde al costo de montaje de los elementos incluidos en la partida “Montaje Otros” de la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

i. Montaje malla de puesta a tierra

Corresponde al costo de montaje de los elementos incluidos en la partida de malla de tierra (tenido y ejecución de soldaduras) de la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

j. Servicios de ingeniería asociados a la construcción

Corresponde al costo de los distintos servicios de ingeniería directamente vinculados al proceso de construcción (inspección técnica y otros) de la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

k. Servicios de carga, descarga y transporte

Corresponde al costo de transporte al sitio de los materiales requeridos por la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

10.2.5 Ingeniería

a. Diseño de ingeniería subestaciones

Corresponde al costo asociado a las horas hombre de ingeniería requeridas para el desarrollo del diseño de ingeniería básica y de detalle de la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

10.3 Costo línea transmisión en el SEN

La Línea de Transmisión eléctrica para la conexión de la Unidad de Punta al sistema eléctrico correspondiente, en general será a una línea de transmisión de alta tensión aérea en estructuras metálicas autosoportadas reticuladas.

La línea de transmisión será de simple circuito y su longitud dependerá de las distintas ubicaciones. Los trazados en general son de corta longitud, y no presentan mayores dificultades de topografía salvo casos puntuales. Además, en algunos casos existen interferencias importantes en la acometida a la subestación de conexión. Se considera un vano medio de 350 m aproximados.

Para el caso de 220 kV se considera una franja de servidumbre de 40 m de ancho.

Luego, los elementos principales de la línea de transmisión en el caso de 220 kV corresponden a:

- Estructuras metálicas reticuladas autosoportadas de suspensión, anclaje y remate, para simple circuito.
- Conductor del tipo aleación de aluminio (AAAC), con la mínima sección posible que sea capaz de transmitir la potencia de la Unidad de Punta al sistema y mantener el gradiente superficial adecuado bajo las condiciones meteorológicas asociadas a cada sitio de la Unidad de Punta. Para estos efectos, se define como condición de diseño típica una temperatura del conductor de 65° C, viento 2 pies/seg y considerando el efecto de la radiación solar.
- Cadenas de aisladores de anclaje y suspensión, con aisladores de disco tipo B&S, junto con la ferretería y accesorios requeridos.
- Cable de guardia OPGW, junto con la ferretería y accesorios correspondientes.
- Amortiguadores Stockbridge para conductor AAAC y cable de guardia.

10.3.1 Suministro

a. Estructuras de suspensión

Corresponde al costo de suministro de estructuras reticuladas autosoportadas de acero galvanizado, destinadas a suspensión de simple circuito con extensión para cable de guardia.

b. Estructuras de anclaje

Corresponde al costo de suministro de estructuras reticuladas autosoportadas de acero galvanizado, tipo de suspensión para simple circuito, con extensión para cable de guardia. En esta partida se incluyen estructuras de anclaje liviano (deflexión de hasta 30° típicamente) y anclaje pesado (deflexión hasta 70° típicamente).

c. Conductores de fase

Corresponde al costo de suministro de los conductores de fase de la línea de alta tensión. Para estos efectos, tal como se indicó previamente, se ha considerado como conductor típico a un conductor de aleación de aluminio (AAAC), y que corresponden a los siguientes, en condiciones normales:

- 70 MW, 120 MW y 150 MW: Un Conductor AAAC por fase, Código Flint

d. Cable de guardia OPGW

Corresponde al costo de suministro del cable de guardia tipo OPGW. Este elemento se ha considerado como parte del diseño de la línea para efectos de proveer protección contra descargas atmosféricas y para proveer de un canal de comunicación de alta velocidad hasta la subestación de conexión.

e. Cadenas de suspensión

Corresponde al costo de suministro de las cadenas y herrajes asociados para conductor simple tipo AAAC para la sujeción del conductor de energía en las estructuras de suspensión y en los puentes requeridos en las estructuras de anclaje.

f. Cadenas de anclaje

Corresponde al costo de suministro de cadenas simples y herrajes asociados para conductor simple tipo AAAC para la sujeción del conductor de energía en las estructuras de anclaje.

g. Aisladores

Corresponde al costo de los aisladores requeridos para la línea de transmisión. Para estos efectos se ha considerado como aislador tipo a un aislador B&S tipo neblina de 120 kN de carga de rotura. Además, para efectos de la estimación de costo, se han considerado los siguientes largos de cadena, en condiciones normales.

- Suspensión: 16 mt
- Anclaje: 17 mt

Estas estimaciones son para todas las subestaciones del SEN, independiente de la zona de emplazamiento con la salvedad que en los casos que corresponde, se aplican factores de ajuste por altitud.

Los tipos y cantidades de equipamiento se han definido en función de lo requerido para la configuración respectiva y considerando diseños típicos de subestación presentes en el SEN.

h. Cadenas de suspensión y anclaje cable OPGW

Corresponde al costo de suministro de cadenas de suspensión y anclaje para cable OPGW, las que se requieren para la sujeción del cable de guardia a las estructuras de suspensión y anclaje.

i. Accesorios de conductor de fase

Corresponde al costo de suministro de los accesorios del conductor de fase. Dichos accesorios en este caso corresponden a amortiguadores stockbridge, preformadas y empalmes.

j. Accesorias cable de guardia

Corresponde al costo de suministro de los accesorios del conductor de guardia. Dichos accesorios en este caso corresponden a amortiguadores stockbridge y cajas de empalme.

k. Puesta a tierra

Corresponde al costo de suministro de los elementos de la puesta a tierra de las estructuras de línea, los que corresponden a pletinas de acero galvanizado.

l. Accesorios torre

Corresponde al costo de suministro de accesorios de las estructuras de línea. Dichos accesorios considerados en la estimación corresponden a las placas de numeración, placa de peligro, dispositivos anti escalamiento y peinetas contra pájaros.

10.3.2 Infraestructura línea

a. Instalaciones de faena

Corresponde al costo incurrido por habilitar la instalación de faenas requerida para la construcción de la línea de conexión.

b. Caminos de acceso

Corresponde al costo incurrido por habilitar los caminos de acceso a las estructuras para construcción y/o labores de mantenimiento.

c. Servidumbres

Corresponde al costo incurrido por el pago de derecho de servidumbre de paso a los propietarios de los terrenos por los cuales pasa la línea de conexión.

d. Roce y despeje franja servidumbre

Corresponde al costo incurrido por las labores de roce y despeje de la franja de seguridad de la línea, con el fin de eliminar la vegetación que ponga en riesgo la operación de la línea.

10.3.3 Construcción y Montaje línea de transmisión

a. Montaje estructuras

Corresponde al costo asociado a la actividad de montaje en terreno de todas las estructuras metálicas reticuladas autosoportadas que conforman la línea de conexión.

b. Montaje conductor de fase

Corresponde al costo asociado a la actividad del montaje del conductor de fase de la línea de conexión. Dicha actividad incluye la colocación del cable piloto, el tendido, el tensado y el flechado, junto con la instalación de todos los empalmes asociadas al conductor de fase.

c. Montaje cable de guardia

Corresponde al costo asociado a la actividad del montaje del cable OPGW. Dicha actividad incluye la colocación del cable piloto, el tendido, el tensado y flechado, junto con la instalación de todos los accesorios de las cajas de empalme asociadas al cable de guardia.

d. Montaje, aislación y ferretería torre suspensión

Corresponde al costo asociado a la actividad del montaje de aislación y la ferretería asociada para las sujeciones del conductor en las torres de suspensión. Dicha actividad incluye el montaje de la aislación junto con la instalación de los amortiguadores y la ferretería asociada al conductor de fase.

e. Montaje aislación y ferretería torre de anclaje

Corresponde al costo asociado a la actividad del montaje de aislación y la ferretería asociada para las sujeciones del conductor en las torres de anclaje. Dichas actividades incluyen el montaje de la aislación junto con la instalación de los amortiguadores, armado de los puentes y la ferretería asociada al conductor de fase.

f. Montaje cadenas y ferretería cable OPGW

Corresponde al costo asociado a la actividad del montaje de los conjuntos de suspensión y anclaje para la sujeción del cable de guardia.

g. Excavación

Corresponde al costo asociado a la actividad de realizar excavaciones para cada pata de cada torre con el objeto de construir las fundaciones de las estructuras de línea.

h. Hormigón H25

Corresponde al costo del hormigón tipo H25 (materiales y mano de obra) requerido por las fundaciones de las estructuras de línea.

i. Hormigón H10

Corresponde al costo del hormigón tipo H10 requerido (materiales y mano de obra) por las fundaciones de las estructuras de línea.

j. Relleno compactado

Corresponde al costo asociado a la actividad de realizar rellenos compactados, los cuales son requeridos para la construcción de las fundaciones de las estructuras de línea.

k. Moldaje

Corresponde al costo de los moldajes (materiales y mano de obra) requeridos para la construcción de las fundaciones de las estructuras de línea.

l. Armadura

Corresponde al costo de las armaduras (materiales y mano de obra) requerido para construir las fundaciones de las estructuras de línea.

m. Puesta de tierra

Corresponde al costo de montaje de la puesta a tierra de las distintas estructuras. Ello incluye la excavación, montaje y medición de resistividad.

n. Terminaciones

Corresponde al costo asociado a las instalaciones de accesorios de las torres y ejecución de las terminaciones finales de las estructuras de línea.

o. Servicios de ingeniería asociados a la construcción

Corresponde al costo de los distintos servicios de ingeniería directamente vinculados al proceso de construcción (inspección técnica y otros) de la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

p. Servicios de carga, transporte y descarga

Corresponde al costo de transporte al sitio de los materiales requeridos por la línea de conexión.

10.3.4 Diseño de Ingeniería línea de transmisión

Corresponde al costo asociado a las horas hombre de ingeniería requeridas para el desarrollo del diseño de ingeniería básica y de detalle de la línea de conexión.

10.4 Costos conexión eléctrica para Sistemas Medianos

En el caso de los SSMM, dada la cercanía de la Unidad de Punta al punto de conexión eléctrico, junto con el hecho de que la subestación de conexión está en el mismo terreno que la unidad de punta, se contempla la conexión directa entre el transformador elevador y la subestación del sistema eléctrico correspondiente.

Luego la conexión eléctrica considera el transformador elevador y la conexión será del tipo subterránea en la cual se utilizará cable con aislación solida del tipo XLPE junto con las terminaciones correspondientes.

Para el caso de las turbinas a gas, el nivel de tensión utilizado será en media tensión (11,5 kV o 13,2 kV) y dependerá del punto de conexión. Para las maniobras que se requiera serán usados los interruptores y desconectores incluidos en la celda de media tensión de conexión del generador de la Unidad de Punta.

Luego la conexión eléctrica tendrá el siguiente equipamiento principal:

- Un Transformador de poder elevador con cambiador de taps bajo carga para transformación desde nivel de generación (6,6 o 11,5 kV típicamente) al nivel de media tensión correspondiente del punto de conexión. El Transformador de poder elevador será trifásico sumergido en aceite mineral con refrigeración ONAN de una capacidad de aproximadamente 3,5 MVA y 17 MVA para los tamaños de 3 MW, y 15 MW respectivamente.
- Cables aislados de media tensión, con aislación solida tipo XLPE, clase 15 kV con una capacidad total de 850 A y 170 A para los tamaños de 15 MW y 3 MW respectivamente.

Para la conexión de la Unidad de Punta, además se requiere de la instalación de un paño de conexión adicional en la subestación de conexión del sistema eléctrico correspondiente.

Cabe destacar que en el caso de la subestación Tres Puentes perteneciente al SSMM de Punta Arenas, de acuerdo al estándar de la subestación indicada, para el paño de conexión se considera una celda de media tensión clase 15 kV para uso interior, de capacidad 1.250 A para el tamaño 15 MW. En el caso del tamaño 3 MW se considera el tamaño mínimo de fabricación estándar correspondiente a 630 A.

En los otros casos, dicho paño será del tipo convencional y considera ampliación de los marcos de barras, ampliación de las barras, aisladores, ferretería, accesorios para conexiones, ampliación de la malla de tierra. Para la maniobra y protección se considera solo un desconector fusible, clase 15 kV, 200 A para el tamaño de 3 MW.

Para la tecnología de grupos motor generador, el nivel de tensión utilizado será en media tensión (13,2 kV, 23kV o 33 kV) y dependerá del punto de conexión. Para las maniobras que se requiera serán usados los interruptores y desconectores incluidos en la celda de conexión del generador de la Unidad de Punta.

Luego la conexión eléctrica tendrá el siguiente equipamiento principal:

- Transformador de poder elevador para transformación desde nivel de generación (0,4 kV típicamente) al nivel de media tensión correspondiente del punto de conexión. El Transformador de poder elevador será trifásico sumergido en aceite mineral con refrigeración ONAN de una capacidad de aproximadamente 0,4 MVA, 0,5 MVA, 0,9 MVA, 1 MVA, 1,2 MVA, 2 MVA y 3,5 MVA para los tamaños de 0,3 MW, 0,4 MW, 0,8 MW, 0,9 MW, 1 MW, 1,8 MW y 3 MW respectivamente.
- Cables aislados de media tensión, con aislación solida tipo XLPE, clase 15 kV, 25kV o 35 kV según la tensión correspondiente del punto de conexión.

10.4.1 Equipamiento subestación

a. Desconectador cuchilla

Esta partida considera el suministro de un desconectador cuchilla manual de media tensión para proveer de corte visible a la salida del transformador en caso de ser necesario.

b. Desconectador fusible

Esta partida considera el suministro de un desconectador fusible, clase 15 kV, 200 A o 400 A según corresponda, en los casos que sea requerido a la salida del transformador en caso de ser necesario.

c. Transformador de poder

Esta partida corresponde al suministro de un Transformador de poder elevador desde nivel de generación (0,4; 6,6 o 11,5 kV típicamente) al nivel de media tensión correspondiente del punto de conexión. El Transformador de poder elevador será trifásico sumergido en aceite mineral con refrigeración ONAN de una capacidad de adecuada para cada unidad generadora.

d. Celdas media tensión o reconector

Corresponde al suministro de un equipo de maniobra en media tensión el cual puede ser una celda metálica blindada de media tensión o un reconector aéreo según corresponda.

e. Malla de puesta a tierra

Esta partida incluye los materiales de la malla de tierra requerida para un adecuado aterramiento de la central y la subestación. En ella se incluye el suministro de cable de cobre desnudo (típicamente 4/0 AWG), chicotes (típicamente 4/0 AWG y/o 2/0 AWG) para el aterramiento de equipos, y los materiales para la ejecución de las soldaduras exotérmicas requeridas para la unión de los conductores.

f. Conductores de fuerza y control

En esta partida se incluye el suministro de cables de fuerza, necesarios para la energización en baja tensión requeridos para la alimentación auxiliar de los distintos equipos de la subestación, junto con

el cableado de control requerido para llevar las diferentes señales de los equipos de patio a los equipos de protección, control y medida respectivos.

g. Alumbrado de patio

En esta partida se incluye el suministro necesario para el alumbrado exterior del patio, tales como reflectores, postes, cajas de enchufes exteriores para el patio y el conductor requerido para la alimentación eléctrica.

h. Estructuras

Corresponde al suministro de acero galvanizado y postes de hormigón para estructuras de soporte de equipos.

i. Accesorios

Esta partida corresponde al suministro de accesorios varios requeridos para la conexión eléctrica de los elementos antes indicados (aisladores, terminales, ferretería, cable desnudo, etc.).

10.4.2 Obras Civiles y montaje subestación

a. Instalaciones de faena

Corresponde al costo incurrido por la instalación de faenas requerida para la construcción de la subestación.

b. Caminos urbanización y cierres

Corresponde al costo incurrido por la construcción de los caminos interiores, los cierres de los patios, y otros ítems varios como limpieza de la zona y gravillado.

c. Movimientos de tierra masivos

Corresponde al costo estimado del movimiento de tierra necesario de la subestación.

d. Montaje alumbrado exterior

Corresponde al costo de montaje de los equipos incluidos en la partida Alumbrado de patio de la subestación.

10.4.3 Construcción y montaje subestación

a. Montaje de malla de puesta a tierra

Corresponde al costo de montaje de los elementos incluidos en la partida Malla de Tierra (tendido y ejecución de soldaduras) de la subestación.

b. Conexionado

Corresponde al costo de montaje de todos los accesorios y de las labores de conexionado de la subestación de salida.

c. Canalizaciones

Corresponde al costo de las canalizaciones eléctricas (canaletas y conduit) requeridas para canalizar los cables de la subestación.

d. Montaje equipos

Corresponde al costo de montaje de los todos los equipos eléctricos que conforman la subestación.

e. Fundaciones

Corresponde al costo asociado a la construcción de las fundaciones requeridas para los distintos equipos de la subestación.

f. Servicios de carga, transporte y descarga

Corresponde al costo de transporte al sitio de los materiales requeridos por la subestación.

g. Servicios de ingeniería asociados a la construcción

Corresponde al costo de los distintos servicios de ingeniería directamente vinculados al proceso de construcción (inspección técnica y otros) de la subestación.

10.4.4 Ingeniería subestación

Corresponde al costo asociado a las horas hombre de ingeniería requeridas para el desarrollo del diseño de ingeniería básica y de detalle de la subestación de conexión.

10.4.5 Línea de conexión en media tensión

a. Conductor cable aislado media tensión

Corresponde al costo de suministro de cable aislado, clase 15 kV con aislación sólida del tipo XLPE, en cantidad y calibre según se requiera para cada caso.

b. Mufas para cable aislado media tensión

Corresponde al costo de suministro de las terminaciones requeridas por el cable aislado de media tensión.

c. Accesorios

Esta partida corresponde al suministro de accesorios varios requeridos para la conexión eléctrica de los elementos antes indicados (aisladores, terminales, ferretería, cable desnudo, etc.).

10.4.6 Obras civiles y montaje línea de transmisión de media tensión

a. Instalaciones de faena

Corresponde al costo incurrido por habilitar la instalación de faenas requerida para la construcción de línea de conexión.

b. Movimientos de tierra

Corresponde al costo estimado del movimiento de tierra necesario para la instalación de la línea subterránea en media tensión.

10.4.7 Construcción y montaje línea de transmisión

a. Tendido y montaje cable media tensión

Corresponde al costo asociado a la actividad de tendido y montaje del cable de media tensión.

b. Canalización

Corresponde al costo de las canalizaciones eléctricas (banco de ductos) requeridas para canalizar el cable de media tensión.

c. Servicios de carga, transporte y descarga

Corresponde al costo de transporte al sitio de los materiales requeridos por la línea de conexión.

d. Servicios de ingeniería asociados a la construcción

Corresponde al costo de los distintos servicios de ingeniería directamente vinculados al proceso de construcción (inspección técnica y otros) de la línea de conexión.

10.4.8 Ingeniería línea media tensión

Corresponde al costo asociado a las horas hombre de ingeniería requeridas para el desarrollo del diseño de ingeniería básica y de detalle de la línea de conexión.

11.COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA

11.1 Antecedentes

Con el propósito de poder determinar los costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta, se requiere contar con información actualizada respecto a los costos unitarios para los distintos componentes de la Unidad de Punta.

Para cumplir con lo anterior, se ha considerado pertinente solicitar cotizaciones informativas (budgetary prices) de los equipos principales de generación eléctrica y de almacenamiento, de las distintas tecnologías como son:

- Turbinas a gas en ciclo simple o abierto (TG CA) con combustible dual
- Grupo motor - generador o de combustión interna (GMG)
- Sistema híbrido compuesto por central solar fotovoltaica con sistema BESS (SH CSF + BESS)
- Sistema híbrido compuesto por parque eólico con sistema BESS (SH PE + BESS)
- Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) stand alone

Por su parte, además del equipo de generación o almacenamiento, se requieren una serie de equipos menores, materiales y servicios adicionales para tener una unidad de generación y de almacenamiento instalada. Dichos equipos menores, materiales y servicios corresponden, entre otros, al terreno para instalación de la Unidad de Punta, equipos menores y materiales del Balance de Planta – BOP (Planta de agua, sistema de combustible, etc.), subestación elevadora, línea de transmisión, paño de conexión eléctrica al sistema eléctrico (SEN o SSMM) respectivo, ingeniería, construcción y montaje, etc. Dada la cantidad de equipos menores, materiales y servicios y su menor impacto en el presupuesto, se considera suficiente para el nivel de detalle del estudio, utilizar fuentes de información distintas a la cotización directa con los diversos fabricantes o proveedores de los elementos menores.

11.2 Solicitud de cotizaciones informativas de equipamiento principal de generación y almacenamiento

Con el objetivo de disponer de información actualizada respecto de los costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta se procedió a solicitar cotizaciones informativas (a nivel budgetary prices) a los distintos fabricantes y proveedores de turbinas a gas, grupos motor – generador (combustión interna), aerogeneradores onshore, equipamiento principal (paneles, inversores y estructuras fijas y móviles) de parque solar fotovoltaico y equipamiento principal (baterías, pcs, transformadores, otros) de sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) disponibles en el mercado.

El primer paso ejecutado para proceder a cotizar los equipos de generación fue identificar los modelos y fabricantes disponibles para los tamaños requeridos en el presente estudio.

Para identificar los distintos proveedores y los modelos disponibles en el mercado de la tecnología tipo turbinas a gas se utilizó como fuente principal de información la última publicación denominada “Gas Turbine World Handbook 2024, Volume 39”. Lo anterior fue complementado mediante la información y experiencia del Consultor, junto con publicaciones online (páginas web) de los principales fabricantes de estos equipos de generación.

Por su parte, para los grupos motor – generador (combustión interna), se identificaron los fabricantes y modelos de acuerdo a la experiencia previa del Consultor con este tipo de tecnología de generación. También se consultó en las páginas web de los principales fabricantes de esta tecnología.

Para el caso de aerogeneradores onshore se estableció contacto con los principales fabricantes de este equipamiento principal que forma parte de los parques eólicos, los cuales en la mayoría de los casos solicitaron la firma de un NDA⁵⁷ para poder compartir información comercial y estratégica en muchos de los casos informados.

Asimismo, se solicitaron cotizaciones a los fabricantes de paneles solares (monofaciales y bifaciales), inversores, estructura con seguimiento (Tracker) y transformadores de poder.

Respecto de la tecnología de los sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) se tomó contacto principalmente con empresas que representan a ciertos fabricantes o proveedores de ciertos equipos, los cuales finalmente son integradores de la solución completa (baterías, inversores, transformadores, etc.) del sistema BESS.

Para mantener la uniformidad respecto a la información recibida en las cotizaciones informativas realizadas se solicitaron precios de lista (budetary price) por el alcance de suministro estándar de la unidad de generación. Adicionalmente se solicitó que se informara tanto el precio (en US\$ o €) del

⁵⁷ Non-Disclosure Agreement

equipamiento FOB como el precio CIF puesto en puerto nacional junto con el servicio de supervisión de montaje y commissioning.

Con relación al tamaño de la Unidad de Punta, se tomó en cuenta lo establecido en las bases técnicas para el SEN. Para el caso de los SSMM, se debió ajustar el tamaño de la Unidad de Punta en función de dos criterios principales, por una parte un porcentaje (25%) de las demandas máximas esperadas del periodo 2025 – 2028 en los distintos SSMM a partir de la proyección establecida en el Estudio Tarifario 2022 - 2026 y además el valor que resulta (en MW) de la diferencia entre la demanda máxima del periodo 2025 – 2028 de cada SSMM menos el promedio de las demandas máximas del período 2025 – 2028 del SSMM correspondiente.

El siguiente cuadro resumen muestra los tamaños y tecnologías de los proyectos de generación y almacenamiento según el sistema eléctrico que aplique. Los criterios para definir los tamaños y tecnologías para cada sistema eléctrico en estudio fueron definidos la sección 3.

Tabla 30 Sistema eléctrico, tecnologías y tamaño Unidad de Punta en el SEN y los SSMM

Sistema Eléctrico	Tecnología	Tamaño Unidad de Punta
SEN	Turbina a gas	70 MW 120 MW 150 MW
SEN	Sistema híbrido compuesto por aerogeneradores onshore (parque eólico) más Sistema BESS	70 MW 120 MW 150 MW
SEN	Sistema híbrido compuesto por paneles fotovoltaicos (central solar fotovoltaica) más Sistema BESS	70 MW 120 MW 150 MW
SEN	Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) stand alone	70 MW 120 MW 150 MW
SSMM Punta Arenas	Turbina a gas y/o Grupo motor - generador	15 MW
SSMM Punta Arenas	Sistema híbrido compuesto por parque eólico más Sistema BESS	15 MW
SSMM Puerto Natales	Turbina a gas y/o Grupo motor - generador	3,0 MW
SSMM Porvenir	Grupo motor-generador	1,8 MW
SSMM Puerto Williams	Grupo motor-generador	0,4 MW
SSMM Aysén - Tehuelche	Grupo motor-generador	0,8 MW
SSMM Aysén - Chacabuco	Grupo motor-generador	0,8 MW
SSMM General Carrera – Chile Chico	Grupo motor-generador	1,0 MW
SSMM Palena	Grupo motor-generador	1,0 MW
SSMM Puerto Cisnes – Nuevo Reino	Grupo motor-generador	0,3 MW
SSMM Cochamó	Grupo motor-generador	1,0 MW
SSMM Hornopirén	Grupo motor-generador	0,9 MW

Por su parte, los fabricantes y proveedores de turbinas a gas en ciclo simple o abierto a los cuales se les solicitó una cotización informativa (costos de inversión y costos fijos de operación) de tamaños en el entorno de 70 MW, 120 MW y 150 MW, fueron los siguientes:

Tabla 31 Fabricantes / Proveedores tecnología turbina a gas en ciclo simple o abierto (TG CA)

Fabricante	Destinatario
Ansaldo Energia	Italia
GE Power	Chile
Mitsubishi Hitachi Power Systems	Brasil
Pratt & Whitney Power Systems	USA
Siemens Energy	Chile

En el caso del proceso de cotización de Turbinas a Gas en ciclo simple o abierto de tamaños en el entorno de 3 MW y 15 MW, a ser consideradas en los SSMM, los fabricantes y proveedores considerados fueron los siguientes:

Tabla 32 Fabricantes / Proveedores tecnología turbina a gas en ciclo simple o abierto (TG CA)

Fabricantes	Destinatario
Mestranza Diésel (Baker Hughes)	Chile
Ingen Argentina (Kawasaki)	Argentina
F.H.Engel (Solar Turbines)	Chile

Por su parte, los Grupos Motor- Generador de tamaños entre 0,3 MW y 5,0 MW, a ser considerados en los SSMM, los fabricantes y proveedores considerados son los siguientes:

Tabla 33 Fabricantes / Proveedores tecnología grupo motor – generador (GMG)

Fabricantes	Destinatario
Finning (Caterpillar)	Chile
Distribuidora Cummins	Chile
G TSA (Innio Jenbacher)	Chile
Detroit (MTU)	Chile
Mestranza Diésel (Innio Waukesa)	Chile

Asimismo, los fabricantes de Aerogeneradores a los cuales se solicitó una cotización por el equipamiento principal de un parque eólico fueron los siguientes:

Tabla 34 Fabricantes / Proveedores tecnología aerogeneradores onshore (PE)

Fabricantes	Destinatario
Enercom Chile SpA	Chile
GE Renewable Energy	Chile
Vestas Chile	Chile

Por su parte, los fabricantes del equipamiento para un parque solar fotovoltaico a los cuales se solicitaron cotizaciones son los siguientes:

Tabla 35 Fabricantes / Proveedores tecnología solar fotovoltaica (SFV)

Fabricantes	Destinatario
JA Solar (paneles)	Chile
Trina Solar Chile SpA (paneles)	Chile
Canadian Solar Inc. (paneles)	Chile
SMA (Inversores)	Chile
Multienergy SpA	Chile
HDT Energy (Inversores, STS, PDC)	Chile

Finalmente, los fabricantes de sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías contactados para solicitar una cotización son los siguientes:

Tabla 36 Fabricantes / Proveedores tecnología sistema almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)

Fabricantes	Destinatario
HDT Energy	Chile
Hitachi Energy	Chile
Siemens Energy	Chile
EMAT	Chile
Tecloman	Chile

Cabe destacar que los modelos disponibles por parte de los fabricantes de equipos de generación no corresponden exactamente a los tamaños definidos, por lo que se definió un rango en torno a los valores antes indicados para efectos de asignar los distintos modelos disponibles de unidades de generación a los tamaños previamente establecidos. Dichos rangos fueron definidos de tal manera de ser lo más ajustado posible y a la vez que se tuviera una cantidad representativa de modelos de unidades de generación.

11.3 Descripción de las fuentes de información

Para la instalación de una Unidad de Punta, además de los equipos principales de generación se requieren una serie de elementos adicionales para poder tener una Unidad de Punta operativa, tal como se ha detallado en las secciones precedentes.

Luego para poder estimar el costo de inversión de una Unidad de Punta, es necesario contar con información actualizada respecto de los costos de dichos elementos. Ahora bien, para esos elementos adicionales que tienen un menor impacto en el presupuesto, se considera suficiente para el nivel de detalle del estudio, utilizar fuentes de información distintas a la cotización directa con los diversos fabricantes o proveedores de dichos elementos adicionales.

Luego, las fuentes de información a considerar para la elaboración de la base de datos de costos corresponden a las siguientes:

- a. Cotizaciones estimativas de diferentes fabricantes de equipos principales.
 - Se utilizarán cotizaciones de los fabricantes de aquellos equipos principales, para lo cual se enviaron las solicitudes de cotización correspondientes.
 - Publicaciones especializadas, con información de costos de equipamiento principal de unidades de generación eléctrica de distintas tecnologías.
 - Para efectos de Turbinas a Gas se utilizará la publicación de Gas Turbine World Handbook 2024, volum 39 en el cual se detallan los costos de Turbinas a Gas a nivel mundial y de los proveedores principales.
- b. Estimaciones fundadas del consultor.
 - Para efectos de algunas partidas del Balance of Plant (BOP) se considerarán las estimaciones propias del Consultor en base a la experiencia de la empresa y de su personal en la realización de proyectos similares.
- c. Información bibliográfica de estudios similares realizados por el consultor.
 - El consultor dispone de una base de datos propia basada en su experiencia y trabajos similares realizados dentro de la cual se cuenta con información respecto de costos del equipamiento típico utilizando una central generadora y de servicios asociados.
- d. Índices de actualización de precios (IPC-CPI).
 - Se utilizarán índices de actualización de precios públicos, tales como IPC y CPI, con el objeto de que todos los costos unitarios utilizados estén actualizados a la misma fecha. Para tal fin se utilizarán los registros del Índice Nacional de Estadísticas (INE) y del U.S. Bureau of Labor Statistics respectivamente.
- e. Factores de conversión de moneda.
 - Se utilizar la información de conversión de distintas monedas, tales como pesos, euros, etc. al dólar americano para efectos de establecer una moneda única, de acuerdo a la información publicada por el Banco Central de Chile.
- f. Factores de actualización para diferentes suministros (petróleo, acero, otros): Los valores de estos suministros se evaluarán según la importancia que tenga cada uno de estos suministros en las partidas, según los factores de variación correspondientes:

- Acero Carbono: Dada la gran variedad de tipos y productos de acero disponibles en distintas áreas geográficas, es usual encontrar índices de precios que permiten monitorear el comportamiento del mercado del acero. Por esto, se consultarán las publicaciones internacionales CRU y Metal Bulletin, en particular, dentro de la publicación CRUSPI (CRU Steel Prices Index).
- Petróleo: se consultarán los índices publicados por la Empresa Nacional del Petróleo ENAP.
- Cobre: para efectos de evaluar el efecto de la variación de los precios del cobre en la estimación de precios, se consultarán los índices publicados por Cochilco.
- Porcentajes a aplicar de diferentes ítems necesarios para realizar un cálculo de costos (imprevistos, ingeniería, etc.): Se utilizarán porcentajes según la experiencia del consultor y de los valores usuales para este tipo de proyectos.
- Impuestos de diverso tipo (internación, impuestos específicos): Se utilizarán los porcentajes de internación según el país de origen de acuerdo a los tratados pertinentes y los impuestos específicos de acuerdo a las leyes chilenas.
- Tasas de interés para consideraciones financieras: se considerarán las tasas de interés usuales para este tipo de proyectos basadas en las estimaciones que realizan las instituciones financieras para la evaluación de financiamiento de proyectos similares.
- Reajustes de diverso tipo (principalmente mano de obra): Los reajustes de mano de obra se considerarán según los factores publicados por el INE.

Para el caso particular de los sistemas de transformación en el SEN (Subestaciones de salida en 220 kV y paño de conexión en subestación nacional) y sistemas de transmisión (líneas) se consideran como fuente de información recientemente validadas por la CNE a los costos unitarios considerados en el modelo de cálculo de la última versión del Informe Técnico Definitivo de Valorización de las Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el Cuadrienio 2020-2023 debidamente actualizados. Para estos efectos se utilizaron las bases de costos de precios unitarios contenido en dicho estudio para los elementos de transmisión requeridos y fueron actualizadas a enero de 2024 haciendo uso de indexadores de precio aplicables a cada elemento.

Para definir los valores unitarios de cada equipo se utilizaron valores específicos de los equipos con las características descritas en las secciones 12.2 y 12.3 que se estimaron como representativos de cada partida. Adicionalmente estos valores fueron contrastados con valores de proyectos dentro de la base de datos del consultor y en función de lo anterior se definió el valor representativo para cada caso. Esta definición se incluye en las hojas denominadas “Costos SSEE 2024” y “Costos LAT 2024” de las planillas de cálculo (Excel) del Anexo 6 del Informe.

Para el caso particular de los Sistemas de Transformación en los SSMM (subestaciones de salida en media tensión y paño de conexión en subestación) se considerarán las estimaciones propias del Consultor en base a la experiencia de la empresa y de su personal en la realización de proyectos similares.

Como fuente de información primaria se considera las cotizaciones. En caso de no disponer de ellas se recurre a las fuentes secundarias antes indicadas. En todos los casos los costos son referenciados a enero de 2024.

Respecto de la forma como se utiliza la información antes descrita para la determinación de los costos de inversión y costos fijos de la unidad de punta en el SEN y los SSMM, se destaca lo siguiente:

- i. Para el caso de las cotizaciones recibidas del equipamiento principal de las distintas tecnologías estudiadas como Unidad de Punta, en caso de disponer de dos o más cotizaciones normalmente se determina un valor promedio, verificando la desviación respecto del valor promedio. Para el caso que se disponga de una única cotización se utiliza dicha información y además se verifica que dicho valor no difiera en demasía respecto de valores disponibles por parte del Consultor en su base de datos para tecnologías de generación eléctrica y almacenamiento similar.
- ii. Para aquellas tecnologías que no fue posible obtener cotizaciones informativas a nivel de “budgetary prices”, se utilizó directamente información de las bases de datos del Consultor disponible de acuerdo a su experiencia, conocimiento y participación en estudios similares de costos de inversión y costos fijos de operación de unidad de punta.
- iii. Para el caso de la tecnología del tipo turbinas a gas, se utiliza publicación denominada “Gas Turbine World Handbook 2024, volume 39” la cual dispone de costo de inversión en USD del equipamiento principal. Los valores que se presentan en el GTW Handbook 2024 son FOB y referenciados al primer semestre 2024.

El cálculo de los costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta para el SEN y los SSMM fue realizado en planillas de cálculo Excel, según el diseño detallado que se adjunta en el capítulo 6 del presente Informe.

Dichas planillas contienen toda la información relevante para el cálculo y se adjuntan en el Anexo 6 del presente informe.

11.4 Determinación de ítems incluidos en las partidas de costos fijos de operación de las distintas tecnologías en estudio

Para determinar los costos fijos de operación de la Unidad de Punta en los distintos emplazamientos considerados, se determinarán las partidas de costos que forman parte del presupuesto, en base a la experiencia del Consultor en este tipo de centrales. En el presente capítulo se indican dichas partidas de costo, su valorización y se detallan los componentes de cada una de ellas.

11.4.1 Costos fijos de operación

Se consideran los costos de personal y gastos generales correspondientes a la operación de la Unidad de Punta.

a. Costos de mantenimiento y atención de fallas

El mantenimiento rutinario y atención de fallas está considerado en estos costos y estará cubierto por el personal de operación y un especialista electromecánico de apoyo diario. Los mantenimientos e inspecciones mayores no se consideran en estos costos, por cuanto lo habitual y así se ha considerado, que esté cubierto por un LTSA (Long Term Service Agreement) contratado con el fabricante o representante autorizado de la marca, cuyo costo es variable y depende de las horas equivalentes de operación (EOH).

En el caso de centrales renovables con sistemas de almacenamiento en base a baterías también se ha considerado los costos de contratos de mantenimiento asociados los que se detallan en el punto 11.4.2.4.

Se han distinguido seis casos. El primero para las turbinas a gas de mayor tamaño (70 MW, 120 MW y 150 MW), el segundo para turbinas a gas de menor tamaño (3 MW y 15 MW), el tercero correspondiente a los grupo motor – generador, el cuarto para centrales renovables (eólico y solar fotovoltaica) con sistemas de almacenamiento de energía, en base a baterías en el SEN, el quinto para centrales renovables con sistemas de almacenamiento de energía, en base a baterías en el SSMM de Punta Arenas y el sexto para sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS).

Para las turbinas de mayor tamaño se ha considerado una misma estructura de costos de personal dado que las tareas de mantenimiento para un proyecto greenfield de este tipo no son sensibles al tamaño, ya que más allá de la capacidad, los sistemas de la unidad generadora del tipo turbina a gas son los mismo y tienen el mismo régimen de operación (unidades de punta).

Para el caso de las centrales renovables se aplica un criterio similar al anterior ya que solo en este punto se considera el personal propio para operación y mantenimiento menor y las tareas que son sensibles al tamaño se definen como subcontratadas y sus costos están descritos en el punto 11.4.2.4.

En el caso de los SSMM se ha considerado una estructura de costo de personal específica.

Tabla 37 Costos Fijos de Operación en TG de 70 MW, 120 MW y 150 MW

COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN			
Personal	Cantidad	Unitario	US\$
Gerente Planta	1	4.710	4.710
Administrativo técnico	1	1.614	1.614
Jefes de Turno	5	3.317	16.586
Operadores	5	2.510	12.550
Tecnico electromecánico mantenimiento	1	2.156	2.156
Total Costos Personal, US\$/mes			37.617
Gastos Generales (teléfono, papel, internet, movilización)	gl		896
Elementos de seguridad	gl		1.073
Arriendos (oficina, vehículo, etc.)	gl		3.140
Provisión de Servicios de planta (subcontratistas técnicos)	gl		7.165
Servicios Generales (aseo, seguridad, etc.) (4 guardias, 1 aseador)	gl		9.399
Total Gastos Generales, US\$/mes			21.673
Total costos fijos, US\$/mes			59.290

Tabla 38 Costos Fijos de Operación en TG de 3 MW y 15 MW

COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN		
Personal	Cantidad	US\$
Jefe Planta	0	0
Administrativo técnico	0	0
Operadores	1	2.079
Tecnico electromecánico mantenimiento	0	0
Total Costos Personal, US\$/mes	1	2.058
Gastos Generales (teléfono, papel, internet, movilización)	gl	0
Elementos de seguridad	gl	89
Arriendos (oficina, vehículo, etc.)	gl	0
Provisión de Servicios de planta (subcontratistas técnicos)	gl	1.782
Servicios Generales (aseo, seguridad, etc.) (4 guardias, 1 aseador)	gl	0
Total Gastos Generales, US\$/mes		1.871
Total costos fijos, US\$/mes		3.928

Tabla 39 Costos Fijos de Operación en Grupos Motor – Generador

COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN		
	Cantidad	US\$
Personal		
Jefe Planta	0	0
Operadores/Mantenedores	1	1.760
Total Costos Personal, US\$/mes	1	1.760
Gastos Generales (teléfono, papel, internet, movilización)	gl	0
Elementos de seguridad	gl	50
Arriendos (oficina, vehículo, etc.)	gl	0
Provisión de Servicios de planta (subcontratistas técnicos)	gl	910
Servicios Generales (aseo, seguridad, etc.) (4 guardias, 1 aseador)	gl	0
Total Gastos Generales, US\$/mes		960
Total costos fijos, US\$/mes		2.720

Tabla 40 Costos Fijos de Operación en Central Renovable con Almacenamiento BESS – SEN 70 MW, 120 MW y 150 MW

COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN			
	Cantidad	Unitario	US\$
Personal			
Gerente Planta	1	4.710	4.710
Administrativo técnico	1	1.614	1.614
Jefes de Turno	3	3.317	9.952
Operadores	3	2.510	7.530
Tecnico electromecánico mantenimiento	1	2.156	2.156
Total Costos Personal, US\$/mes			25.963
Gastos Generales (teléfono, papel, internet, movilización)	gl		896
Elementos de seguridad	gl		1.073
Arriendos (oficina, vehículo, etc.)	gl		3.140
Provisión de Servicios de planta (subcontratistas técnicos)	gl		7.165
Servicios Generales (aseo, seguridad, etc.) (4 guardias, 1 aseador)	gl		9.399
Total Gastos Generales, US\$/mes			21.673
Total costos fijos, US\$/mes			47.636

Tabla 41 Costos Fijos de Operación de sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)

Costos Fijos de Operación BESS			
CASO	70 MW	120 MW	150 MW
Contrato Mantenimiento BESS	1.153.459	1.773.672	2.056.555
Mantenimiento BOP	43.074	58.039	68.509
Costo Fijo BESS US/año	1.196.533	1.831.711	2.125.064

b. Costo de capital de petróleo diésel almacenado

Es el costo del almacenamiento de petróleo en el estanque de la Central, con un costo financiero anual del inventario del 10%. Para estos efectos se considera solo el stock de combustible durante el periodo de control de punta con lo que se obtiene una tasa equivalente del 5,32% según se muestra en el detalle de cálculo en el Anexo 8. Se estima que este stock de seguridad está en el orden de un 60% para este tipo de centrales. El costo del petróleo diésel base se ha considerado en 742,4 US\$/m³ de acuerdo con el promedio de precio de enero 2024 indicado en el Informe Semanal ENAP.

Las horas de operación corresponden a 528 sobre las cuales se realizó el cálculo. Este valor se obtiene a partir de los siguiente:

$$\text{N}^\circ \text{ horas de operación} = 4 \text{ horas diarias} \times 22 \text{ días hábiles} \times 6 \text{ meses} = 528 \text{ horas}$$

Al costo del petróleo diésel base se le aplica un factor de ajuste según la ubicación de cada proyecto considerado información pública relativa a precios promedio de combustible a usuarios finales del mes de enero 2024. Dicho factor de ajuste se detalla en la hoja "Factor Costo Combustible". Luego dichos costos, para el precio base, se indican en las siguientes tablas.

Tabla 42 Costo capital petróleo diésel TG 70 MW, 120 MW y 150 MW

Costo de Capital Petroleo Almacenado				
		70 MW	120 MW	150 MW
Capacidad Estanque	m3	550	950	1200
Valor Unitario del petróleo	US\$/m3	742,4025	742,4025	742,4025
Valor total Acumulado	US\$	244.993	423.169	534.530
Costo Anual	US\$	13.040	22.524	28.452

Tabla 43 Costo capital petróleo diésel TG 3 MW y 15 MW

Costo de Capital Petroleo Almacenado			
Potencia Unidad de Punta		3 MW	15 MW
Capacidad Estanque	m3	18	95
Valor Unitario del petróleo	US\$/m3	742,4	742,4
Valor total Acumulado	US\$	13.363	70.528
Costo Anual al 6%	US\$	802	4.232

Tabla 44 Costo capital petróleo diésel Grupo Motor – Generador distintos tamaños

Costo de Capital Petroleo Almacenado								
Potencia Unidad de Punta		0,3 MW	0,4 MW	0,8 MW	0,9 MW	1,0 MW	1,8 MW	3,0 MW
Capacidad Estanque	m3	3	4	6	6	6	10	18
Valor Unitario del petró	US\$/m3	742,4	742,4	742,4	742,4	742,4	742,4	742,4
Valor total Acumulado	US\$	2.227	2.970	4.454	4.454	4.454	7.424	13.363
Costo Anual al 6%	US\$	134	178	267	267	267	445	802

c. Costos de repuestos

Corresponde al costo de repuestos de partes calientes de las turbinas a gas y de repuestos menores para el caso de los motores-generadores. Estos repuestos son estratégicos y necesarios para reparaciones de emergencia, además que deben estar disponibles cuando correspondan los mantenimientos por EOH, según el LTSA. Al ser utilizados deberán reponerse, para su disponibilidad para el evento siguiente. Se considera la operación de la unidad de punta en las horas de punta del sistema eléctrico correspondiente.

En los casos de las centrales renovables, estos costos están cubiertos en los costos asociados a los contratos de mantenimiento, los cuales fueron estimados en base a la experiencia del Consultor y publicaciones internacionales como IRENA.

La fuente de información corresponde a la base de datos que tiene disponible el Consultor.

Tabla 45 Costo repuestos TG 70 MW, 120 MW y 150 MW

Costo repuestos menores en Central SEN		70 MW	120 MW	150 MW
Costo repuestos "partes calientes" para 8000 horas/ año	US\$	201.365	274.281	314.639
Proporción para 528 horas/año	US\$	13.290	18.103	20.766

Tabla 46 Costo repuestos TG 3 MW y 15 MW

Costo repuestos menores TG SSMM		3 MW	15 MW
Costo repuestos "partes calientes" para 8000 horas/ año	US\$	25.171	81.805
Proporción para 528 horas/año	US\$	1.661	5.399

Tabla 47 Costo repuestos Grupo motor – generador distintos tamaños

		0,3 MW	0,4 MW	0,8 MW	0,9MW	1 MW	1,8MW	3 MW	15 MW
Costo repuestos menores GMG SSMM		0,3	0,4	0,8	0,9	1	1,8	3	15
Costo repuestos	US\$	3.889	4.278	5.185	5.834	7.130	8.658	11.408	42.001
Proporción para 528 horas/año	US\$	257	282	342	385	471	571	753	2.772

d. Costos fijos contratos centrales renovables

Esta componente corresponde a los costos de los contratos de arriendo de los terrenos, contratos de mantenimiento con el fabricante de equipamiento principal de generación o bien de actividades de mantenimiento de naturaleza fija. Lo anterior se detalla en las siguientes tablas.

Tabla 48 Costos contratos central solar fotovoltaica con BESS

Costo Fijos Sistema híbrido Central Solar Fotovoltaica + BESS			
CASO	70 MW	120 MW	150 MW
Mantenimiento BOP	70.000	120.000	150.000
Lavado Paneles	423.000	720.000	900.000
Arriendo Terreno	210.000	360.000	450.000
CF CSF + BESS US/año	703.000	1.200.000	1.500.000

Tabla 49 Costos contratos parque eólico con BESS

Costo Fijos Eolico + BESS			
CASO	70 MW	120 MW	150 MW
Mantenimiento BOP	43.074	58.039	68.509
Arriendo Terreno	210.000	360.000	450.000
CF Eólico + BESS US/año	253.074	418.039	518.509

e. Costo fijo de operación y mantenimiento de subestación

Corresponde al costo fijo en relación con el servicio de mantenimiento del paño de conexión de la unidad de punta y de la subestación de enlace. Para estos efectos se ha estimado el costo del servicio de mantenimiento, definiendo una cuadrilla típica para estos efectos junto con el costo de arriendo de los elementos y herramientas necesarias. Se han considerado los gastos generales y utilidad del contratista del 20 %. Dicho servicio incluye la cuadrilla, el equipamiento necesario y considera una utilidad del contratista. Se han considerado 3 días para las labores de mantenimiento. Adicionalmente se incluye el costo del arriendo de los terrenos y de las instalaciones comunes de la subestación de enlace.

Los tres días considerados para labores de mantenimiento son por evento. Se considera una frecuencia de tres eventos de mantención al año para las labores de la subestación en el SEN, con lo que se tiene un total de nueve días de obra totales para efectos de estimación de costos.

Tabla 50 Costo fijo mantención subestación alta tensión

Costo de Cuadrilla de Mantención Subestaciones		Diario	X 9 días	Año
1 Técnico Electricista (Capataz)	\$	161	1.453	1.453
1 Electricista Mantenimiento	\$	102	916	916
1 AYTE. Electricista	\$	63	567	567
Alimentación personal	\$	63	567	567
Camioneta	\$	98	886	886
Equipamiento de pruebas y mediciones	\$	87	786	786
Insumos	\$	159	1.433	1.433
Total Valor Cuadrilla	\$	734	6.608	6.608
GG y Utilidad Contratista (20%)	\$	147	1.322	1.322
Costo Total	\$	786	7.930	7.930
Total US\$	US\$	786	7.930	7.930

Costo de Arriendo Terreno e Instalaciones Com. \$	Mensual	Año	Año US
	1.672.364	20.068.370	22.102

Tabla 51 Costo Fijo mantención subestación media tensión

Costo de Cuadrilla de Mantención Subestaciones		Diario	X 3 días	Año
1 Técnico Electricista (Capataz)	US\$	161	483	483
1 AYTE. Electricista	US\$	102	305	305
Alimentación personal	US\$	63	190	190
Equipamiento de pruebas y mediciones	US\$	88	263	263
Insumos	US\$	159	476	476
Total Valor Cuadrilla	US\$	572	1.717	1.717
GG y Utilidad Contratista (20%)	US\$	114	343	343
Costo Total	US\$	687	2.061	2.061
Total US\$	US\$	687	2.061	2.061

f. Costo fijo de inspección y mantenimiento de la línea de transmisión

Corresponde al costo del servicio de inspección y mantenimientos menores de línea de transmisión. Para estos efectos se ha estimado el costo del servicio de mantenimiento, definiendo una cuadrilla típica para estos efectos, junto con el costo de arriendo de los elementos y herramientas necesarias. Se han considerado gastos generales, la cuadrilla, el equipamiento necesario y la utilidad del contratista del 20 %. Dado que el rendimiento diario típico de una cuadrilla de mantención de líneas es por sobre los 6 km, se considera el mismo costo en todos los casos, dado que como mínimo se contrata un día de servicio. Se estima que se requiere un día mensual para estas labores.

La siguiente tabla muestra los costos fijos de mantención de una línea de Alta Tensión (220 kV) en el SEN.

Tabla 52 Costo fijo mantención línea de transmisión AT

Costo de Cuadrilla de Mantención Línea		Diario	Año
1 Técnico Electricista (Capataz)	\$	161	807
1 Chofer	\$	102	509
1 Operador limpieza	\$	72	359
Alimentación personal	\$	63	315
Camión Lavador	\$	555	2.775
Camioneta	\$	98	492
Insumos	\$	143	713
Total Valor Cuadrilla	\$	1.194	5.971
GG y Utilidad Contratista (20%)	\$	239	1.194
Costo Total	\$	1.433	7.165
Total US\$	US\$	1.433	7.165

Por su parte, la siguiente tabla muestra los costos fijos de mantención de una línea de media tensión en los SSMM.

Tabla 53 Costo Fijo mantención línea de transmisión MT

Costo de Cuadrilla de Mantención Línea		Diario	Mes	Año
1 Técnico Electricista (Capataz)	US\$	161	161	804
1 AYTE. Electricista	US\$	72	72	361
Alimentación personal	US\$	43	43	213
Equipamiento de pruebas y mediciones	US\$	88	88	438
Insumos	US\$	159	159	794
Total Valor Cuadrilla	US\$	522	522	2.610
Gastos Generales y Utilidad Contratista (20%)	US\$	104	104	522
Costo Total	US\$	627	627	3.133
Total US\$	US\$	627	627	3.133

g. Costos de pérdidas de transformador de poder

Corresponde al costo de las pérdidas eléctricas en vacío del transformador de poder, producto de mantener energizado dicho equipo. Para su cálculo se ha considerado la información técnica de transformadores de poder relativa a las pérdidas en vacío.

h. Costos de seguros

Los costos de seguros están incorporados en el costo de inversión de la Unidad de Punta, dado que el valor CIF (Cost, Insurance and Freight) se obtiene a partir del valor FOB (Free On Board) más los costos de Seguros (Insurance) y Fletes (Freight).

El costo de los seguros anuales en la etapa de operación se ha considerado como parte del costo fijo, y este se ha estimado como un 0,3% del total de costo de inversión para cada sitio. El detalle de lo anterior está disponible en el Anexo 6, en la hoja "Seguros".

i. Resumen de costos fijos

Los siguiente cuadros-resumen muestran de manera agregada las componentes de costos fijos de operación y los costos de inversión de cada tecnología.

Tabla 54 Resumen costos fijos TG 70 MW, 120 MW y 150 MW

Costos Fijos de Operacion Centrales SEN			
	Turbinas 70 MW	Turbinas 120 MW	Turbinas 150 MW
Costos de Personal y Servicios Generales US/año	711.479	711.479	711.479
Costo Capital Diesel US/año	13.040	22.524	28.452
Costos Fijo Respuestos Menores US/año	13.290	18.103	20.766
Costos Fijo Mantenimiento SSEE US/año	37.961	37.961	37.961
Costos Fijo Mantenimiento LAT US/km/año	7.165	7.165	7.165
Costos Fijo Consumos US/año	27.758	40.304	47.466
Total Costos Fijos de Operacion Central US/año	810.694	837.536	853.289

Tabla 55 Resumen costos fijos TG 3 MW y 15 MW

Costos Fijos de Operacion Centrales SSMM- TG		
Tamaño Unidad de Punta	3 MW	15 MW
Costos de Personal y Servicios Generales US/año	47.141	47.141
Costo Capital Diesel US/año	802	4.232
Costos Fijo Respuestos Menores US/año	1.661	5.399
Costos Fijo Operación SSEE US/año	2.061	2.061
Costos Fijo Operación LAT US/año	3.133	3.133
Total Costos Fijos de Operacion Central US/año	54.797	61.965

Tabla 56 Resumen costos fijos GMG distintos tamaños

Costos Fijos de Operacion Centrales SSMM- GMG							
Tamaño Unidad de Punta	0,3 MW	0,4 MW	0,8 MW	0,9MW	1 MW	1,8MW	3 MW
Costos de Personal y Servicios Generales US/año	32.640	32.640	32.640	32.640	32.640	32.640	32.640
Costo Capital Diesel US/año	134	178	267	267	267	445	802
Costos Fijo Respuestos Menores US/año	257	282	342	385	471	571	753
Costos Fijo Operación SSEE US/año	2.061	2.061	2.061	2.061	2.061	2.061	2.061
Costos Fijo Operación LAT US/año	3.133	3.133	3.133	3.133	3.133	3.133	3.133
Total Costos Fijos de Operacion Central US/año	38.224	38.294	38.443	38.486	38.571	38.850	39.388

Tabla 57 Resumen costos fijos Sistema híbrido Parque Eólico + BESS

Costo Fijos Parque Eolico + BESS			
Tamaño Unidad de Punta	70 MW	120 MW	150 MW
CF Personal Parque Eólico + BESS	571.625	571.625	571.625
CF Operación + Terreno	253.074	418.039	518.509
CF - Consumos en Vacío Unidad	27.758	40.304	47.466
CF. OP SSEE	30.031	30.031	30.031
CF. OP LAT	7.165	7.165	7.165
Total	882.489	1.059.999	1.167.631

Tabla 58 Resumen costos fijos Sistema híbrido Central Solar Fotovoltaica + BESS

Costo Fijos Central Solar Fotovoltaica + BESS			
Tamaño Unidad de Punta	70 MW	120 MW	150 MW
CF Personal CSF + BESS	571.625	571.625	571.625
CF Operación + Terreno + Lavado Paneles	703.000	1.200.000	1.500.000
CF - Consumos en Vacío Unidad	27.758	40.304	47.466
CF. OP SSEE	30.031	30.031	30.031
CF. OP LAT	7.165	7.165	7.165
Total	1.332.414	1.841.960	2.149.122

Tabla 59 Resumen costos fijos BESS Stand Alone

Costo Fijos BESS Stand Alone			
Tamaño	70 MW	120 MW	150 MW
CF Personal	270.255	270.255	270.255
CF Operación	43.074	58.039	68.509
CF - Consumos en Vacío Unidad	27.758	40.304	47.466
CF. OP SSEE	30.031	30.031	30.031
CF. OP LAT	7.165	7.165	7.165
Total	371.118	398.629	416.261

12.DETERMINACIÓN DE LAS PARTIDAS DE COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN QUE PRESENTAN VARIACIÓN ANTE LAS DISTINTAS ALTERNATIVAS DE LOCALIZACIÓN, PARA UNIDAD DE PUNTA DE IGUAL TAMAÑO

12.1 Determinación de las partidas de costos de inversión que presentan variación ante las distintas alternativas de localización para unidad generadora y sistema de almacenamiento de igual tamaño

Considerando las diferentes localizaciones para la instalación de la Unidad de Punta en el SEN y los SSMM, se puede determinar que cada sitio representará costos de inversión diferentes para unidades de la misma potencia. Estos costos de inversión presentan diferencias como los siguientes:

- Distancia entre sitio propuesto para la instalación de la Unidad de Punta y el punto de conexión eléctrica al sistema correspondiente.
- Distancia a los centros de distribución de Petróleo Diésel o Gas Natural.
- El valor comercial del terreno en el sitio propuesto para la instalación de la Unidad de Punta.
- Distancia entre el sitio propuesto para la instalación de la Unidad de Punta y el punto de conexión a la red de gasoductos.
- El equipamiento requerido para la conexión al sistema eléctrico correspondiente según la configuración de la subestación de enlace (subestación de llegada), entre otros aspectos.

Se describen a continuación las diferencias en las partidas de costos, para la unidad de punta de la misma potencia, que se ven afectadas según el sitio donde se instale:

12.1.1 Suministro equipamiento principal

Esta partida de costos engloba el suministro del equipamiento principal de la central generadora.

12.1.2 Equipamiento de generación y sistema almacenamiento

No presenta diferencias en las partidas de costos de inversión para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño.

12.1.3 Red de suministro de petróleo diésel

No presenta diferencias en las partidas de costos de inversión para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño.

12.1.4 Suministro de gas natural mediante gasoducto

Presenta diferencias en las partidas de costos de inversión para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño, dado por la longitud del gasoducto entre el sitio propuesto para la instalación de la Unidad de Punta y el punto de conexión a la red de gasoducto correspondiente. En los siguientes cuadros se muestra la longitud entre la respectiva Subestación del SEN y la red de gasoducto más cercana disponible.

Tabla 60 Distancias a Gasoductos desde Subestaciones en el SEN

Subestación	Nivel de Tensión	Distancia a gasoducto km	Gasoducto de conexión	Diámetro gasoducto conexión mm
Roncacho 220 kV	220 kV	390	Troncal Paso Jama – Crucero	508
Cóndores 220 kV	220 kV	260	Troncal Paso Jama – Crucero	508
Nueva Pozo Almonte 220 kV	220 kV	215	Troncal Paso Jama – Crucero	508
Nueva Lagunas 220 kV	220 kV	160	Troncal Paso Jama – Crucero	508
Kimal 220 kV	220 kV	3	Troncal Paso Jama – Crucero	508
Miraje 220 kV	220 kV	0,4	Troncal Paso Jama – Crucero	406
Kapatur 220 kV	220 kV	1,5	Trazado Tuinamej	508
Parinas 220 kV	220 kV	53	Tramo La Negra – Paposo	406
Cumbres 220 kV	220 kV	200	Tramo La Negra – Paposo	406
Illapa 220 kV	220 kV	210	Tramo La Negra – Paposo	406
Nueva Cardones 220 kV	220 kV	350	Tramo La Negra – Paposo	406
Nueva Maitencillo 220 kV	220 kV	400	Tramo La Negra – Paposo	406
Nueva Pan de Azúcar 220 kV	220 kV	300	Gasoducto Quintero-Quillota 24 Pulgadas	610
Nogales 220 kV	220 kV	27	Gasoducto Quintero-Quillota 24 Pulgadas	610
Lo Aguirre 220 kV	220 kV	10	Gasoducto San Bernardo - Quillota 24 pulgadas (Ratones-Quillota)	610
Candelaria 220 kV	220 kV	1,5	Extensión a la VI Región Tramo San Vicente- El Peral,	254
Entre Ríos 220 kV	220 kV	10	Lateral Charrúa	254
Ciruelos 220 kV	220 kV	275	Lateral Charrúa	254
Tineo 220 kV	220 kV	480	Lateral Charrúa	254
Puerto Montt 220 kV	220 kV	500	Lateral Charrúa	254

12.1.5 Red de suministro de agua

No presenta diferencias en las partidas de costos de inversión para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño.

12.1.6 Sistema aire comprimido

No presenta diferencias en las partidas de costos de inversión para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño.

12.1.7 Sistemas eléctricos auxiliares

No presenta diferencias en las partidas de costos de inversión para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño.

12.1.8 Obras civiles y montajes

Esta partida engloba los costos asociados a las obras civiles requeridas por la central generadora y el montaje del equipamiento.

Presenta diferencias en las partidas de costos de inversión para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño, dado principalmente por el costo del terreno propuesto ($\$/m^2$ o $US\$/m^2$) para la instalación de la Unidad de Punta y el costo estimado de la servidumbre (terreno) del gasoducto entre el sitio propuesto para la instalación de la Unidad de Punta y la red de gasoducto correspondiente.

En el siguiente cuadro se explicitan los costos estimados de los terrenos y de las servidumbres de los gasoductos considerados en el SEN.

Tabla 61 Costos Terrenos y Servidumbre Gasoducto de Unidades de Punta en el SEN

Subestación	Nivel de Tensión	Terreno US\$/m ²	Servidumbre gasoducto US\$/m ²
Roncacho 220 kV	220 kV	0,35	0,35
Cóndores 220 kV	220 kV	0,35	0,35
Nueva Pozo Almonte 220 kV	220 kV	0,35	0,35
Nueva Lagunas 220 kV	220 kV	0,35	0,35
Kimal 220 kV	220 kV	0,35	0,35
Miraje 220 kV	220 kV	0,35	0,35
Kapatur 220 kV	220 kV	0,35	0,35
Parinas 220 kV	220 kV	0,98	0,98
Cumbres 220 kV	220 kV	0,98	0,98
Illapa 220 kV	220 kV	0,98	0,98
Nueva Cardones 220 kV	220 kV	0,98	0,98
Nueva Maitencillo 220 kV	220 kV	0,98	0,98
Nueva Pan de Azúcar 220 kV	220 kV	0,98	0,98
Nogales 220 kV	220 kV	1,71	1,71
Lo Aguirre 220 kV	220 kV	1,71	1,71
Candelaria 220 kV	220 kV	1,71	1,71
Entre Ríos 220 kV	220 kV	1,64	1,64
Ciruelos 220 kV	220 kV	1,64	1,64
Tineo 220 kV	220 kV	1,64	1,64
Puerto Montt 220 kV	220 kV	1,64	1,64

Los valores antes señalados para el costo de terreno (US\$/m²) y servidumbre de gasoducto (US\$/m²) de la tabla anterior han sido obtenidos por el Consultor de bases de datos propias debidamente actualizadas a la fecha del presente estudio.

En el caso de los SSMM estas partidas no presentan variaciones, ya que se consideran nulas, dado que las Unidad de Punta correspondiente está ubicada en el interior de las instalaciones existentes del operador del SSMM correspondiente.

12.1.9 Construcción y montaje

Presenta diferencias en las partidas de costos de inversión para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño, dado principalmente por costo de mano de obra, movimientos de tierra, excavación en suelos o roca y por distintas distancias para transporte y carga. Las distancias a puerto que afecta el costo de transporte se muestran en el siguiente cuadro

Tabla 62 Distancias a Puerto

Subestación	Distancia Puerto (km)
Roncacho 220 kV	85
Cóndores 220 kV	16
Nueva Pozo Almonte 220 kV	65
Nueva Lagunas 220 kV	130
Kimal 220 kV	90
Miraje 220 kV	92
Kapatur 220 kV	65
Parinas 220 kV	160
Cumbres 220 kV	425
Illapa 220 kV	430
Nueva Cardones 220 kV	365
Nueva Maitencillo 220 kV	225
Nueva Pan de Azúcar 220 kV	25
Nogales 220 kV	80
Lo Aguirre 220 kV	94
Candelaria 220 kV	135
Entre Ríos 220 kV	140
Ciruelos 220 kV	290
Tineo 220 kV	75
Puerto Montt 220 kV	3

12.1.10 Ingeniería

No presenta diferencias en las partidas de costos de inversión para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño.

12.2 Subestaciones

En el caso de las turbinas a gas en el SEN, las componentes de costos de la subestación a nivel agregado, presenta variación en una misma subestación para distintos combustibles debido al prorrateo de los gastos generales del proyecto.

12.2.1 Equipamiento de subestación de salida

No presenta diferencias en las partidas de costos de inversión para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño, dado que se ha considerado una configuración convencional para la subestación de salida, para todos los proyectos analizados.

12.2.2 Equipamiento de subestación de enlace

Presenta diferencias en las partidas de costos de inversión para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño, dado por la diferencia del equipamiento principal de maniobra requerido según la configuración existente (interruptor y medio, barra simple, barra simple con transferencia, etc.) en la subestación de enlace.

Para el caso de una subestación de enlace en nivel de 220 kV, el siguiente cuadro indica el número de equipos considerados de acuerdo con la configuración de la subestación

Tabla 63 Cantidad de Equipos Principales en Subestaciones de Enlace 220 kV

Equipo Principal	Convencional					GIS
	Barra Simple	Barra Simple y Transferencia	Doble Barra	Doble Barra y Transferencia	Interruptor y Medio	Interruptor y Medio
Desc.trifásico c/puesta tierra, 2000 A, clase 245 kV	1	1	1	1	1	0
Desc.trifásico s/puesta tierra, 2000 A, clase 245 kV	1	2	2	3	2	0
Interruptor de poder trifásico, 2000 A, clase 245 kV; monopolar; tanque vivo	1	1	1	1	0	0
Transformador de corriente clase 245 kV, 4 Núcleos	3	3	3	3	0	0
Transformador de potencial clase 245 kV	3	3	3	3	3	0
Pararrayo monofásico, clase 245 kV	3	3	3	3	3	3
Interruptor de poder trifásico, 2000 A, clase 245 kV; monopolar; tanque muerto, con T/C	0	0	0	0	2	0
Desc. trifásico monofásico pantógrafo, 2000 A, clase 245 kV	0	0	0	0	6	0
Aisladores De Pedestal	3	6	6	9	9	6
Módulo GIS, 245 kV	0	0	0	0	0	1

Considerando los cuadros anteriores, la cantidad de equipo principal queda definida por la configuración de la subestación de conexión. El siguiente cuadro muestra la configuración presente las distintas subestaciones de conexión en el SEN.

Tabla 64 Configuración Subestaciones de Enlace en el SEN

Subestación	Nivel Tensión	Estado	Configuración	Tecnología
Roncacho 220 kV	220 kV	Existente	Interruptor y Medio	Convencional
Cóndores 220 kV	220 kV	Existente	Interruptor y Medio	Convencional
Nueva Pozo Almonte 220 kV	220 kV	Existente	Doble Barra y Transferencia	Convencional
Nueva Lagunas 220 kV	220 kV	Futura	Interruptor y Medio	Convencional
Kimal 220 kV	220 kV	Existente	Interruptor y Medio	Convencional
Miraje 220 kV	220 kV	Existente	Interruptor y Medio	Convencional
Kapatur 220 kV	220 kV	Existente	Interruptor y Medio	GIS
Parinas 220 kV	220 kV	Existente	Interruptor y Medio	Convencional
Cumbres 220 kV	220 kV	Existente	Interruptor y Medio	Convencional
Illapa 220 kV	220 kV	Existente	Interruptor y Medio	Convencional
Nueva Cardones 220 kV	220 kV	Existente	Interruptor y Medio	GIS
Nueva Maitencillo 220 kV	220 kV	Existente	Interruptor y Medio	GIS
Nueva Pan de Azúcar 220 kV	220 kV	Existente	Interruptor y Medio	GIS
Nogales 220 kV	220 kV	Existente	Interruptor y Medio	Convencional
Lo Aguirre 220 kV	220 kV	Existente	Interruptor y Medio	GIS
Candelaria 220 kV	220 kV	Existente	Doble Barra	Convencional
Entre Ríos 220 kV	220 kV	Existente	Interruptor y Medio	Convencional
Ciruelos 220 kV	220 kV	Existente	Barra Simple y Transferencia	Convencional
Tineo 220 kV	220 kV	Existente	Interruptor y Medio	Híbrida
Puerto Montt 220 kV	220 kV	Existente	Doble Barra y Transferencia	Convencional

En el caso de los SSMM, para la unidad de punta de mismo tamaño, la configuración considerada es la misma para todos los sitios.

12.2.3 Obras civiles y montaje

Esta partida engloba los costos asociados a las obras civiles requeridas por las subestaciones eléctricas y el montaje del equipamiento.

12.2.4 Infraestructura de la subestación

Presenta diferencias en la partida de costos de inversión para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño, dado por el costo del terreno propuesto (US\$/m²) para la subestación de salida.

12.2.5 Construcción y montaje de la subestación

Presenta diferencias en las partidas de costos de inversión para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño, dado principalmente por las obras de construcción y montaje requeridas por el equipamiento principal, el cual varía según la configuración (interruptor y medio, barra simple, barra simple con transferencia, etc.) de la subestación de enlace y el costo de mano de obra.

Las diferencias se dan en la cantidad de fundaciones, cableado de fuerza y control, estructuras metálicas y montaje requeridas para los equipos principales de la subestación de enlace. Para su cálculo se utilizaron valores típicos por equipo mayor de la subestación.

12.2.6 Ingeniería de la subestación

No presenta diferencias en las partidas de costos de inversión para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño.

12.3 Línea de transmisión

En el caso de las turbinas a gas en el SEN, las componentes de costos de la línea de transmisión a nivel agregado presentan variaciones en una misma subestación para distintos combustibles, debido al prorrateo de los gastos generales del proyecto.

12.3.1 Suministros

Presenta diferencias en las partidas de costos de inversión para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño, dado principalmente por las características del trazado de la línea (largo, cantidad de torres, necesidad de tramo subterráneo, etc.), las cuales varían según el punto de conexión

El siguiente cuadro resume las características principales de las líneas para las distintas ubicaciones. La variación de las distintas partidas de costos de suministro según localización para una misma potencia que en función de dichas características.

Tabla 65 Características Líneas de Transmisión en el SEN

Subestación	Tensión	Longitud LAT km	Torres de suspensión	Torres de anclaje
Roncacho 220 kV	220 kV	0,5	0	3
Cóndores 220 kV	220 kV	0,5	19	10
Nueva Pozo Almonte 220 kV	220 kV	0,5	0	3
Nueva Lagunas 220 kV	220 kV	0,5	1	3
Kimal 220 kV	220 kV	0,5	1	3
Miraje 220 kV	220 kV	0,5	2	3
Kapatur 220 kV	220 kV	0,5	0	3
Parinas 220 kV	220 kV	0,5	0	3
Cumbres 220 kV	220 kV	0,5	0	3
Illapa 220 kV	220 kV	0,5	0	3
Nueva Cardones 220 kV	220 kV	0,5	0	3
Nueva Maitencillo 220 kV	220 kV	0,5	0	3
Nueva Pan de Azúcar 220 kV	220 kV	0,5	1	3
Nogales 220 kV	220 kV	0,5	1	3
Lo Aguirre 220 kV	220 kV	0,5	21	10
Candelaria 220 kV	220 kV	0,5	1	3
Entre Ríos 220 kV	220 kV	0,5	1	3
Ciruelos 220 kV	220 kV	0,5	1	3
Tineo 220 kV	220 kV	0,5	9	6
Puerto Montt 220 kV	220 kV	0,5	1	3

En el caso de los SSMM no se considera variación, por estar emplazada la unidad de punta dentro mismo terreno. En rigor para cada sitio variará la longitud de la línea de conexión subterráneo, dependiendo de la disposición de equipos, pero para efectos de este estudio se estima razonable considerar dicho monto fijo en 120 mt, de acuerdo con la experiencia del Consultor.

12.3.2 Obras civiles y montaje

Esta partida engloba los costos asociados a las obras civiles requeridas por la línea de transmisión y el montaje del equipamiento

12.3.3 Infraestructura de la línea de transmisión

Presenta diferencias en las partidas de costos de inversión para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño, dado principalmente por el costo de servidumbre del terreno elegido (US\$/m²) y por la longitud de la servidumbre requerida según el largo de la línea de transmisión.

El siguiente cuadro muestra los costos de servidumbre considerados y la cantidad de servidumbre requerida.

Tabla 66 Infraestructura Líneas SEN

Subestación	Nivel de Tensión	Servidumbre línea US\$/m ²	Servidumbre línea m ²
Roncacho 220 kV	220 kV	0,35	20.000
Cóndores 220 kV	220 kV	0,35	400.000
Nueva Pozo Almonte 220 kV	220 kV	0,35	20.000
Nueva Lagunas 220 kV	220 kV	0,35	200.000
Kimal 220 kV	220 kV	0,35	40.000
Miraje 220 kV	220 kV	0,35	40.000
Kapatur 220 kV	220 kV	0,35	20.000
Parinas 220 kV	220 kV	0,98	20.000
Cumbres 220 kV	220 kV	0,98	20.000
Illapa 220 kV	220 kV	0,98	20.000
Nueva Cardones 220 kV	220 kV	0,98	20.000
Nueva Maitencillo 220 kV	220 kV	0,98	20.000
Nueva Pan de Azúcar 220 kV	220 kV	0,98	40.000
Nogales 220 kV	220 kV	1,71	40.000
Lo Aguirre 220 kV	220 kV	1,71	400.000
Candelaria 220 kV	220 kV	1,71	20.000
Entre Ríos 220 kV	220 kV	1,64	20.000
Ciruelos 220 kV	220 kV	1,64	40.000
Tineo 220 kV	220 kV	1,64	20.000

Subestación	Nivel de Tensión	Servidumbre línea US\$/m ²	Servidumbre línea m ²
Puerto Montt 220 kV	220 kV	1,64	40.000

Los valores antes señalados para el costo de la servidumbre (US\$/m²) han sido obtenidos por el Consultor de bases de datos propias debidamente actualizadas a la fecha del presente estudio.

En el caso de los SSMM, al estar la Unidad de Punta en las instalaciones de la empresa generadora del SSMM, no se requiere considerar servidumbres.

12.3.4 Construcción y montaje de la línea de transmisión

Presenta diferencias en las partidas de costos de inversión para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño, dado principalmente por las obras de construcción y montaje asociados al suministro, el cual varía según el trazado de la línea y sus características (largo, cantidad de torres, necesidad de tramo subterráneo, etc.) y el costo de mano de obra.

La variación de las distintas partidas de costos de construcción y montaje según localización para una misma potencia está en función de las diferencias de las características antes indicadas para cada subestación.

12.3.5 Ingeniería de la línea de transmisión

No presenta diferencias en las partidas de costos de inversión para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño.

12.4 Gastos generales de la central generadora y sistema de almacenamiento

Presenta diferencias en las partidas de costos de inversión para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño, dado principalmente por los distintos valores de estudios de terreno para el proyecto y por diferentes valores de los permisos y concesiones necesaria.

12.5 Determinación de las partidas de costos fijos de operación que presentan variación ante las distintas alternativas de localización para unidad generadora y sistema de almacenamiento de igual tamaño

Considerando las diferentes localizaciones de las unidades de punta en el SEN y considerando las diferentes localizaciones de las unidades de punta en el SEN y SSMM, se puede determinar que cada sitio no representa costos fijos de operación diferentes para unidades de la misma potencia.

Las diferencias en las partidas de costos de operación, para unidades de punta de la misma potencia, que podrían verse afectadas según el sitio donde se instalen se describen a continuación:

12.5.1 Costos fijos operacionales

No presenta diferencias en las partidas de costos de operación para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño.

12.5.2 Costo de capital de petróleo diésel almacenado

No presenta diferencias en las partidas de costos de operación para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño.

12.5.3 Costos de repuestos

No presenta diferencias en las partidas de costos de operación para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño.

12.5.4 Costo fijo de operación y mantención de la subestación

No presenta diferencias en las partidas de costos fijos para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño.

12.5.5 Costo fijo de operación y mantención de la línea de transmisión

No presenta diferencias en las partidas de costos fijos de operación para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño.

Lo anterior se explica dado que en todos los casos se requiere de un día de cuadrilla para todas las tareas de mantención.

12.5.6 Costo de combustible (recargo por transporte de GNL mediante camiones)

Presenta diferencias en las partidas de costos fijos de operación para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño. Lo anterior, dado que a mayor distancia desde el Terminal de GNL (Quintero o Mejillones) hasta la zona de emplazamiento de la Unidad de Punta, este costo fijo de operación se incrementa.

Para el caso de los SSMM, se considera una baja factibilidad técnica y económica el transporte de GNL mediante camiones dado que el recurso gas natural solo está disponible en la Región de Magallanes, es decir para los SSMM de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir. Además, este proceso de GNL aplica solo en plantas regasificadoras, lo cual en la Región de Magallanes no resulta necesario dado que el recurso energético es de procedencia nacional.

Por su parte, para los SSMM de la Región de los Lagos, como Cochamó y Hornopirén, las distancias (km) excesivamente grandes para el traslado de este recurso energético y la baja demanda para el uso de unidades generadoras del tipo grupo motor – generador, resultan altamente improbables de realizar.

13. DESCRIPCIÓN DEL CÁLCULO Y RESUMEN DE LOS RESULTADOS DEL COSTO DE INVERSIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA

13.1 Descripción del cálculo del costo de inversión de la Unidad de Punta

Para cada una de las subestaciones definidas como factibles para la instalación de una unidad de punta, se elaboró un presupuesto de costos de inversión, con valores a enero de 2024, distinguiendo en tres áreas del proyecto las cuales corresponden a la unidad de generación eléctrica o sistema de almacenamiento, la subestación eléctrica (salida) incluido el paño de conexión en la subestación de enlace del SEN y la línea de transmisión eléctrica para la conexión al SEN.

Las fuentes de información para los costos de inversión de los equipos principales son las indicadas en el capítulo 12 anterior, del presente Informe. Las partidas de costos consideradas corresponden a las descritas en el capítulo 13 del presente Informe. Adicionalmente se han considerado proyectos similares para cuantificar algunos de los costos del proyecto. Las partidas de costos de suministros que no presentan una contrapartida en los costos de construcción y montaje han considerado sus costos de construcción y montaje como global en la sección de suministro en base a proyectos similares, y viceversa dado los antecedentes disponibles y el nivel de profundidad del estudio.

Se calcularon los costos de inversión de las unidades de punta tipo turbinas a gas instaladas en el SEN tanto para unidades de generación eléctrica en base a petróleo diésel, gas natural y dual (gas natural o petróleo diésel). En el caso de las turbinas a gas de los SSMM, dada la cercanía del punto de suministro de gas natural se consideran solo unidades generadoras duales. En el caso de los grupos motor - generador de los SSMM, se ha considerado como combustible gas natural o petróleo dependiendo para el caso del gas natural los sistemas medianos en los cuales dicho combustible está disponible. Para la alternativa de combustible mediante petróleo diésel este se considera en todos los sistemas medianos.

Cabe destacar que, para efectos de la selección de la alternativa de suministro de gas natural, se calculó en los casos que corresponda los valores de inversión correspondiente a un gasoducto. Por su parte, la alternativa de suministro de gas natural a través de una PSR no se ha considerado factible económicamente dado su alto costo de inversión y además del menor uso por la operación de la Unidad de Punta.

Se muestra a continuación un listado de las Subestaciones del SEN en las cuales se utiliza para el suministro de gas natural a través de gasoducto.

Tabla 67 Listado de las Subestaciones del SEN en las cuales se utiliza para el suministro de gas natural a través de gasoducto.

Subestación del SEN	Gasoducto
RONCACHO	-
CONDORES	-
NUEVA POZO ALMONTE	-
NUEVA LAGUNAS	-
KIMAL	SI
MIRAJE	SI
KAPATUR	SI
PARINAS	SI
CUMBRES	-
ILLAPA	-
NUEVA CARDONES	-
NUEVA MAITENCILLO	-
NUEVA PAN DE AZUCAR	-
NOGALES	SI
LO AGUIRRE	SI
CANDELARIA	SI
ENTRE RIOS	SI
CIRUELOS	-
TINEO	-
PUERTO MONTT	-

Los presupuestos están elaborados en dólares americanos y distingue entre partidas de origen nacional e importado (internacional). En el caso de las partidas importadas consideran un 3% de flete y un 6 % por derechos de aduana solo para aquellos bienes de capital no incluidos en el listado de bienes de capital publicado en la Resolución Exenta N° 394 del Ministerio de Hacienda de fecha 06 de noviembre de 2023. Los costos de suministro nacional se consideran puestos en sitio. Adicionalmente, La metodología aplicada para definir el porcentaje asignado a flete y derecho de aduanas se basó en revisar el decreto donde se definen los bienes de capital y verificar si corresponde aplicar recargos por flete y aduana. Las definiciones están contenidas en la hoja BIENES DE CAPITAL de las planillas de cálculo (formato Excel) de costos de inversión y costos fijos de operación incluidas en el Anexo 6.

Los gastos generales calculados para las distintas unidades de punta se prorratan en las tres componentes mencionadas (unidad de generación eléctrica o sistema de almacenamiento, subestación y línea de transmisión), para así incluir dichos gastos generales del proyecto en sus distintas componentes.

La tasa de cambio considerada corresponde al promedio del dólar observado del Banco Central durante el mes de enero de 2024 y la conversión euro a dólar del mismo mes.

En el Anexo 6 se incluyen las planillas de cálculo en formato excel, las cuales contienen el detalle del cálculo del costo de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta para las distintas ubicaciones (Subestaciones del SEN), tamaños (potencia en MW) y tecnologías.

A continuación, se muestran los cuadros resúmenes para los distintos casos analizados.

13.1.1 Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 70 MW en el SEN - Tecnología del tipo turbina a gas en ciclo simple o abierto (TG CA)

Las tablas siguientes muestran el resumen del cálculo del costo de inversión de la unidad de punta instalada en el SEN e interconectada en nivel de tensión de 220 kV, mediante la tecnología del tipo turbina gas en ciclo simple o abierto, considerando como combustible solo petróleo diésel, solo gas natural y combustible dual (petróleo diésel o gas natural) para un tamaño de 70 MW.

Tabla 68 Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 70 MW

ITEM	DESCRIPCION	RONCACHO	CONDORES	NUEVA POZO ALMONTE	NUEVA LAGUNAS	KIMAL	MIRAJE	KAPATUR
1	CENTRAL GENERADORA							
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS							
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	27.870.778	27.870.778	27.870.778	27.870.778	27.870.778	27.870.778	27.870.778
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	65.320	65.320	65.320	65.320	65.320	65.320	65.320
1.1.3	SUMINISTRO DE GAS							
1.1.3.1	GASODUCTO	0	0	0	0	222.993	86.058	143.992
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	639.859	639.859	639.859	639.859	639.859	639.859	639.859
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	9.238	9.238	9.238	9.238	9.238	9.238	9.238
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	2.385.175	2.385.175	2.387.071	2.385.175	2.409.523	2.410.485	2.385.175
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE							
1.2.1	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	94.919	84.644	37.040	84.644	141.912	141.912	194.841
1.2.1.1	SERVIDUMBRE GASODUCTO	0	0	0	0	8.035	1.071	4.018
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	8.129.862	8.641.948	8.624.181	8.658.956	9.358.605	9.359.098	9.350.223
1.3	INGENIERIA	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL	43.063.621	43.561.753	43.514.722	43.562.804	44.394.909	44.395.911	44.426.230
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL	0	0	0	0	42.598.659	42.444.015	42.530.790
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL	0	0	0	0	45.039.465	44.884.828	44.971.585
2	SUBESTACIONES							
2.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	2.355.050	2.355.050	2.357.505	2.355.050	2.386.580	2.387.827	2.355.050
2.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	860.623	734.874	861.107	860.623	866.840	867.086	1.113.016
2.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE							
2.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	550.387	582.989	580.725	582.812	632.993	632.993	606.960
2.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	707.250	751.637	744.006	753.649	812.043	812.179	540.877
2.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO DIESEL)	5.050.667	4.997.184	5.126.698	5.136.065	5.295.110	5.296.877	5.205.356
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS NATURAL)	0	0	0	0	5.295.574	5.297.382	5.205.840
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS DUAL)	0	0	0	0	5.294.952	5.296.756	5.205.223
3	LINEA AEREA 220 kV							
3.1	SUMINISTRO	109.799	643.727	110.769	200.712	127.851	135.443	110.757
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION							
3.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	352.195	691.415	372.974	875.818	420.429	421.087	403.104
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	156.387	570.712	166.509	231.533	196.181	205.112	180.402
3.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DIESEL)	738.730	2.138.886	773.374	1.488.778	875.790	894.474	821.200
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO GAS NATURAL)	0	0	0	0	875.867	894.560	821.276
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DUAL)	0	0	0	0	875.764	894.454	821.179
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL [US\$]	48.853.018	50.697.823	49.414.794	50.187.647	50.565.809	50.587.262	50.452.785
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL [US\$]	0	0	0	0	48.770.100	48.635.957	48.557.906
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL [US\$]	0	0	0	0	51.210.181	51.076.038	50.997.987

Tabla 69 Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 70 MW

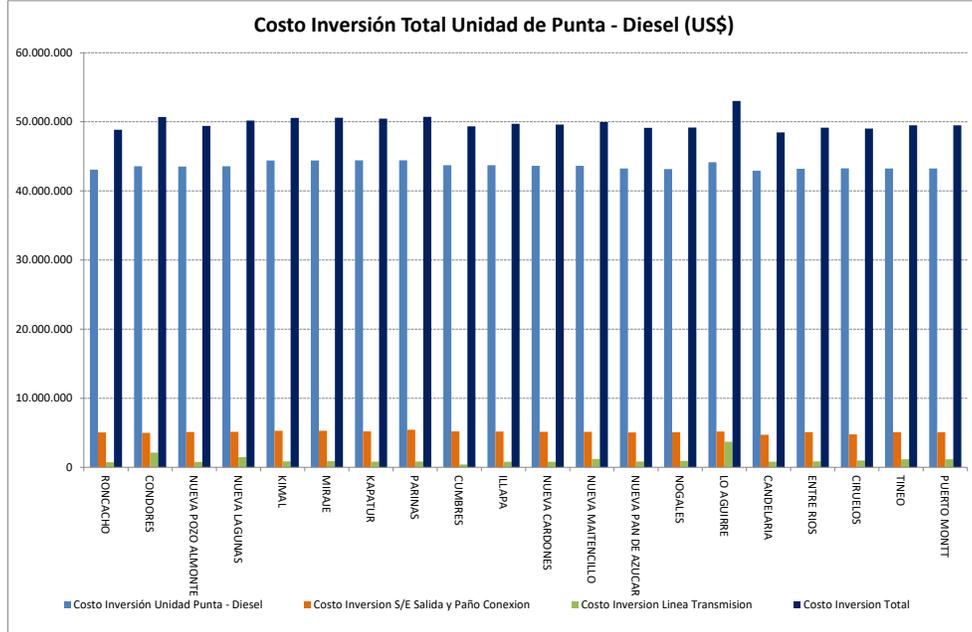
ITEM	DESCRIPCION	PARINAS	CUMBRES	ILLAPA	NUEVA CARDONES	NUEVA MAITENCILLO	NUEVA PAN DE AZUCAR	NOGALES
1	CENTRAL GENERADORA							
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS							
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	27.870.778	27.870.778	27.870.778	27.870.778	27.870.778	27.870.778	27.870.778
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	65.320	65.320	65.320	65.320	65.320	65.320	65.320
1.1.3	SUMINISTRO DE GAS							
1.1.3	GASODUCTO	5.387.554	0	0	0	0	0	3.169.058
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	639.859	639.859	639.859	639.859	639.859	639.859	639.859
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	9.238	9.238	9.238	9.238	9.238	9.238	9.238
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	2.494.299	2.392.487	2.385.175	2.385.175	2.385.175	2.385.175	2.385.175
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE							
1.2.1	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	94.462	94.462	94.462	21.369	21.369	263.770	29.259
1.2.1	SERVIDUMBRE GASODUCTO	399.578	0	0	0	0	0	407.803
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	9.381.451	8.883.515	8.885.057	8.865.011	8.821.988	8.130.379	8.315.753
1.3	INGENIERIA	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL	44.435.196	43.722.843	43.714.094	43.634.857	43.634.052	43.239.410	43.160.441
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL	48.693.800	0	0	0	0	0	45.078.884
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL	51.134.465	0	0	0	0	0	47.390.507
2	SUBESTACIONES							
2.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	2.496.365	2.364.519	2.355.050	2.355.050	2.355.050	2.355.050	2.355.050
2.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	888.488	862.490	860.623	1.113.016	1.113.016	1.113.016	860.623
2.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE							
2.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	630.913	592.186	592.186	562.382	562.382	532.634	558.330
2.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	818.377	790.472	790.900	528.518	518.725	468.394	721.221
2.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO DIESEL)	5.442.644	5.198.852	5.186.893	5.143.644	5.132.898	5.046.011	5.074.422
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS NATURAL)	5.441.645	0	0	0	0	0	5.073.956
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS DUAL)	5.441.139	0	0	0	0	0	5.073.439
3	LINEA AEREA 220 kV							
3.1	SUMINISTRO	111.477	110.805	110.757	110.757	110.757	127.562	127.562
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION							
3.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	415.730	44.209	404.918	404.918	765.628	418.503	498.873
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	180.761	170.534	170.552	170.321	169.825	170.556	174.332
3.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DIESEL)	836.096	420.213	812.489	812.243	1.204.000	845.571	937.089
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO GAS NATURAL)	835.942	0	0	0	0	0	937.003
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DUAL)	835.864	0	0	0	0	0	936.908
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL [US\$]	50.713.936	49.341.909	49.713.476	49.590.744	49.970.950	49.130.992	49.171.952
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL [US\$]	54.971.387	0	0	0	0	0	51.089.843
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL [US\$]	57.411.468	0	0	0	0	0	53.400.853

Tabla 70 Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 70 MW

ITEM	DESCRIPCION	LO AGUIRRE	CANDELARIA	ENTRE RIOS	CIRUELOS	TINEO	PUERTO MONTT
1	CENTRAL GENERADORA						
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS						
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	27.870.778	27.870.778	27.870.778	27.870.778	27.870.778	27.870.778
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	65.320	65.320	65.320	65.320	65.320	65.320
1.1.3	SUMINISTRO DE GAS						
1.1.3	GASODUCTO	886.656	141.598	1.343.136	0	0	0
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	639.859	639.859	639.859	639.859	639.859	639.859
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	9.238	9.238	9.238	9.238	9.238	9.238
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	2.385.175	2.385.175	2.385.175	2.385.175	2.385.175	2.385.175
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE						
1.2.1	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	143.884	18.301	8.876	10.958	96.215	96.215
1.2.1	SERVIDUMBRE GASODUCTO	107.948	19.191	160.344	0	0	0
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	9.156.433	8.118.506	8.389.834	8.494.646	8.334.544	8.334.544
1.3	INGENIERIA	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL	44.144.965	42.928.638	43.198.561	43.264.096	43.254.974	43.254.974
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL	43.204.429	41.172.726	42.879.879	0	0	0
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL	45.619.238	43.458.140	45.198.697	0	0	0
2	SUBESTACIONES						
2.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	2.355.050	2.355.050	2.355.050	2.355.050	2.355.050	2.355.050
2.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	1.113.016	659.595	860.623	635.049	1.113.016	1.113.016
2.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE						
2.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	591.224	516.517	561.296	565.938	537.437	537.437
2.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	532.585	621.509	730.785	659.245	482.646	482.646
2.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO DIESEL)	5.178.627	4.702.014	5.088.055	4.769.977	5.066.644	5.066.644
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS NATURAL)	5.178.839	4.702.453	5.088.136	0	0	0
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS DUAL)	5.178.309	4.701.888	5.087.568	0	0	0
3	LINEA AEREA 220 kV						
3.1	SUMINISTRO	663.484	118.332	118.332	127.562	275.803	275.803
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION						
3.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	2.030.231	411.592	444.314	545.643	448.979	448.979
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	639.448	164.282	169.764	177.681	296.916	296.916
3.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DIESEL)	3.690.806	821.220	862.743	991.609	1.177.368	1.177.368
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO GAS NATURAL)	3.690.958	821.297	862.757	0	0	0
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DUAL)	3.690.580	821.198	862.661	0	0	0
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL [US\$]	53.014.399	48.451.872	49.149.359	49.025.682	49.498.986	49.498.986
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL [US\$]	52.074.226	46.696.476	48.830.772	0	0	0
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL [US\$]	54.488.127	48.981.227	51.148.926	0	0	0

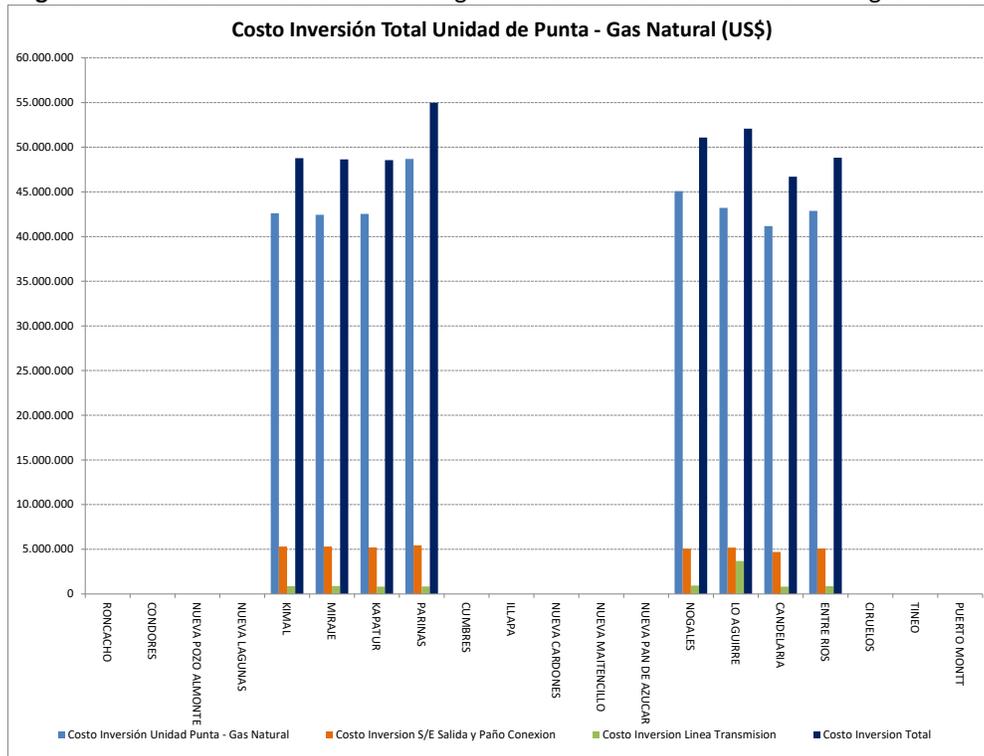
Las figuras siguientes muestran los valores de las tablas precedentes para los casos de la unidad de punta del tipo turbina a gas instaladas en el SEN, usando como combustible diésel, gas natural y ambos combustibles (dual).

Figura 174. Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 70 MW - diésel



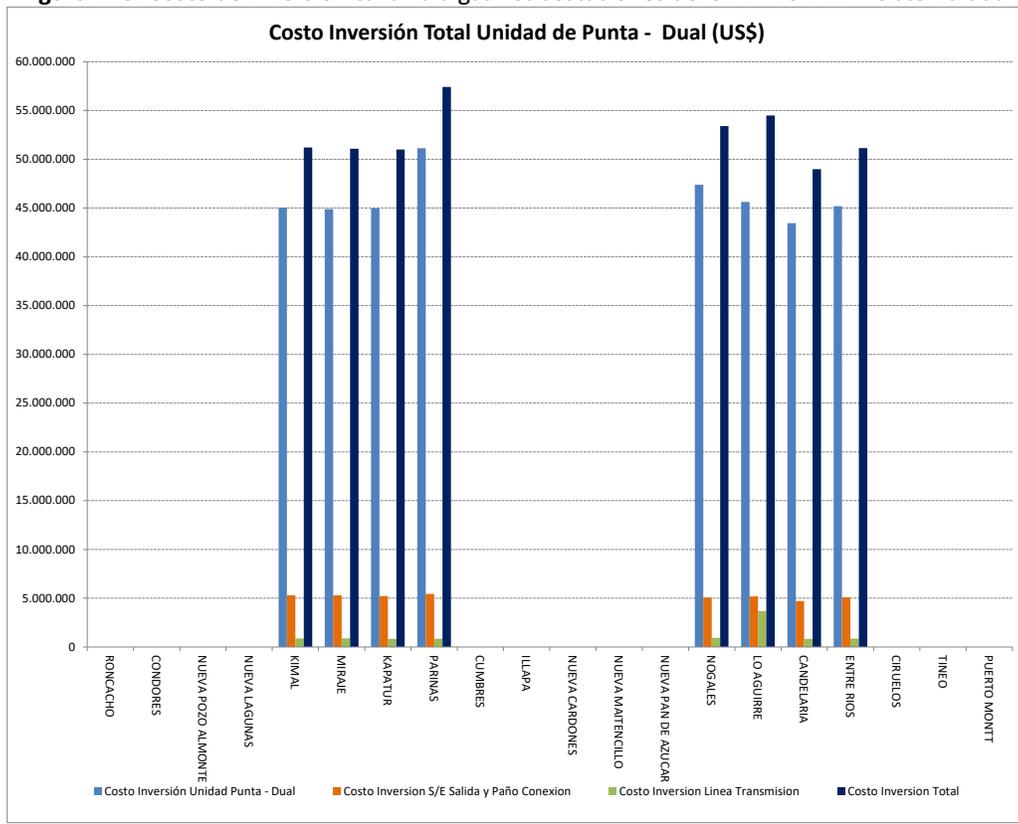
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 175. Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 70 MW - gas natural



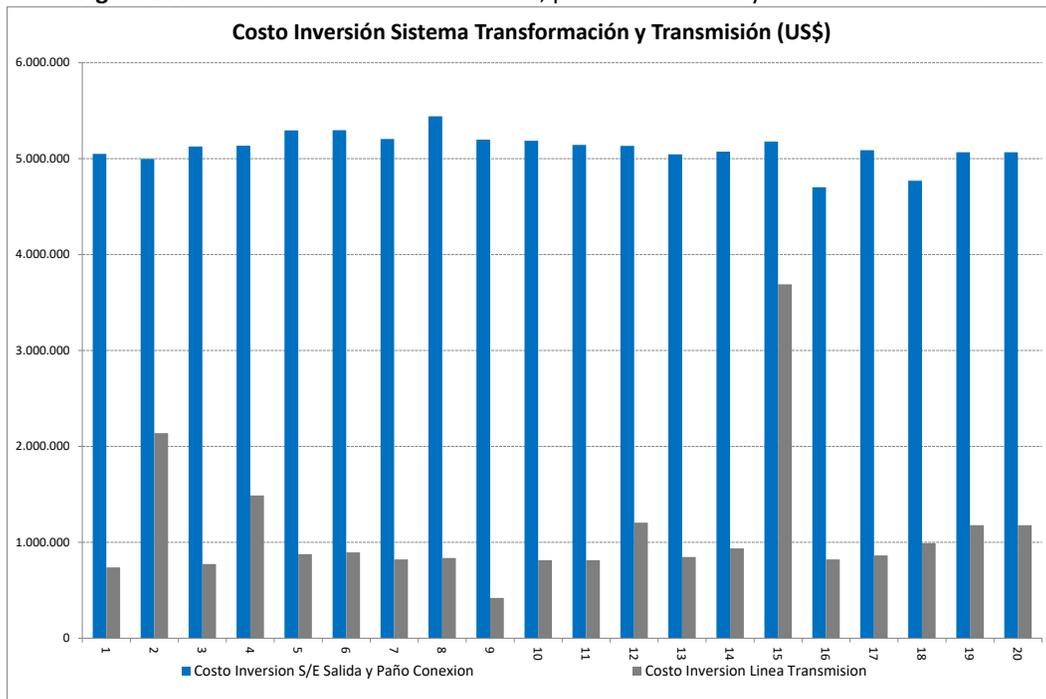
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 176. Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 70 MW – sistema dual



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta

Figura 177. Costo de Inversión subestación, paño de conexión y línea de transmisión



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

De lo anterior se aprecia que los costos de inversión de las unidades de punta operando con diésel para las distintas subestaciones consideradas son bastantes similares, presentado un mínimo costo de inversión en el caso de la Unidad de Punta instalada en las cercanías de la Subestación Candelaria 220 kV.

En el caso de las centrales duales (diésel y gas natural) y de gas natural se aprecia que los costos de inversión de las unidades de punta tienen una variabilidad importante, la cual tiene directa relación con el sistema de suministro de gas. Lo anterior se explica por las distancias a los puntos de conexión al gasoducto. El valor mínimo de costos de inversión para uso de gas natural y dual se presenta en la Subestación Candelaria 220 kV.

13.1.2 Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 120 MW en el SEN - Tecnología del tipo turbina a gas en ciclo simple o abierto (TG CA)

Las tablas siguientes muestran el resumen del cálculo del costo de inversión de la unidad de punta instalada en el SEN e interconectada en nivel de tensión de 220 kV, mediante la tecnología del tipo turbina gas en ciclo simple o abierto, considerando como combustible solo petróleo diésel, solo gas natural y combustible dual (petróleo diésel o gas natural) para un tamaño de 120 MW.

Tabla 71 Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 120 MW

ITEM	DESCRIPCION	RONCACHO	CONDORES	NUEVA POZO ALMONTE	NUEVA LAGUNAS	KIMAL	MIRAJE	KAPATUR
1	CENTRAL GENERADORA							
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS							
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	44.149.343	44.149.343	44.149.343	44.149.343	44.149.343	44.149.343	44.149.343
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	105.019	105.019	105.019	105.019	105.019	105.019	105.019
1.1.3	SUMINISTRO DE GAS							
1.1.3.1	GASODUCTO	0	0	0	0	438.033	176.926	287.395
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	1.029.601	1.029.601	1.029.601	1.029.601	1.029.601	1.029.601	1.029.601
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	10.025	10.025	10.025	10.025	10.025	10.025	10.025
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	2.519.955	2.519.955	2.521.539	2.519.955	2.540.300	2.541.104	2.519.955
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE							
1.2.1	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	96.691	86.224	37.731	86.224	144.562	144.562	198.480
1.2.1.1	SERVIDUMBRE GASODUCTO	0	0	0	0	8.035	1.071	4.018
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	10.570.742	11.201.362	11.170.191	11.231.201	12.132.676	12.133.541	12.117.970
1.3	INGENIERIA	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL	63.959.963	64.500.491	64.451.454	64.501.256	65.548.596	65.549.438	65.585.262
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL	0	0	0	0	63.404.725	63.115.599	63.257.610
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL	0	0	0	0	66.559.747	66.270.627	66.412.625
2	SUBESTACIONES							
2.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	2.911.369	2.911.369	2.914.495	2.911.369	2.951.514	2.953.101	2.911.369
2.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	860.623	734.874	861.107	860.623	866.840	867.086	1.113.016
2.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE							
2.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	550.387	582.989	580.725	582.812	632.993	632.993	606.960
2.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	749.052	795.295	783.997	800.819	860.381	860.620	587.485
2.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO DIESEL)	5.706.674	5.645.704	5.771.727	5.788.248	5.957.822	5.960.070	5.856.876
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS NATURAL)	0	0	0	0	5.958.124	5.960.414	5.857.200
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS DUAL)	0	0	0	0	5.957.686	5.959.973	5.856.766
3	LINEA AEREA 220 kV							
3.1	SUMINISTRO	109.799	643.727	110.769	200.712	127.851	135.443	110.757
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION							
3.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	352.276	690.853	372.946	870.260	420.058	420.716	402.919
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	156.387	570.712	166.509	231.533	196.181	205.112	180.402
3.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DIESEL)	739.523	2.136.761	772.771	1.481.666	874.759	893.431	820.408
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO GAS NATURAL)	0	0	0	0	874.804	893.483	820.453
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DUAL)	0	0	0	0	874.739	893.416	820.392
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL [US\$]	70.406.160	72.282.957	70.995.952	71.771.170	72.381.177	72.402.939	72.262.546
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL [US\$]	0	0	0	0	70.237.653	69.969.496	69.935.263
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL [US\$]	0	0	0	0	73.392.172	73.124.016	73.089.783

Tabla 72 Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 120 MW

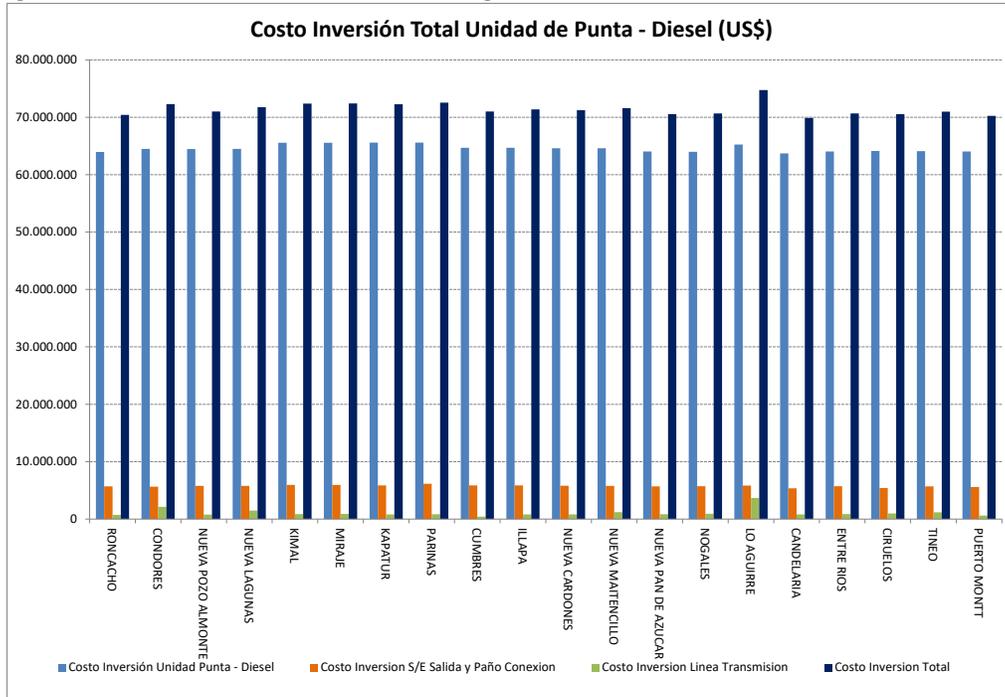
ITEM	DESCRIPCION	PARINAS	CUMBRES	ILLAPA	NUEVA CARDONES	NUEVA MAITENCILLO	NUEVA PAN DE AZUCAR	NOGALES
1	CENTRAL GENERADORA							
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS							
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	44.149.343	44.149.343	44.149.343	44.149.343	44.149.343	44.149.343	44.149.343
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	105.019	105.019	105.019	105.019	105.019	105.019	105.019
1.1.3	SUMINISTRO DE GAS							
1.1.3	GASODUCTO	8.220.553	0	0	0	0	0	4.851.149
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	1.029.601	1.029.601	1.029.601	1.029.601	1.029.601	1.029.601	1.029.601
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	10.025	10.025	10.025	10.025	10.025	10.025	10.025
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	2.611.140	2.526.065	2.519.955	2.519.955	2.519.955	2.519.955	2.519.955
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE							
1.2.1	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	96.226	96.226	96.226	21.768	21.768	268.695	29.805
1.2.1	SERVIDUMBRE GASODUCTO	399.578	0	0	0	0	0	407.803
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	12.172.756	11.564.004	11.566.709	11.531.540	11.456.062	10.531.859	10.779.899
1.3	INGENIERIA	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL	65.572.797	64.700.579	64.693.370	64.612.644	64.612.080	64.028.069	63.996.231
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL	72.342.603	0	0	0	0	0	67.169.922
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL	75.497.528	0	0	0	0	0	70.168.150
2	SUBESTACIONES							
2.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	3.091.295	2.923.425	2.911.369	2.911.369	2.911.369	2.911.369	2.911.369
2.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	888.488	862.490	860.623	1.113.016	1.113.016	1.113.016	860.623
2.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE							
2.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	630.913	592.186	592.186	562.382	562.382	532.634	558.330
2.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	871.433	857.123	857.869	591.348	572.673	506.643	763.820
2.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO DIESEL)	6.142.991	5.874.868	5.860.495	5.812.767	5.792.418	5.688.467	5.721.581
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS NATURAL)	6.142.122	0	0	0	0	0	5.721.163
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS DUAL)	6.141.766	0	0	0	0	0	5.720.799
3	LINEA AEREA 220 kV							
3.1	SUMINISTRO	111.477	110.805	110.757	110.757	110.757	127.562	127.562
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION							
3.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	416.788	44.132	404.841	404.841	765.551	418.722	499.344
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	180.761	170.534	170.552	170.321	169.825	170.556	174.332
3.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DIESEL)	836.649	419.817	811.809	811.561	1.203.041	845.180	936.905
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO GAS NATURAL)	836.531	0	0	0	0	0	936.836
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DUAL)	836.482	0	0	0	0	0	936.777
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL [US\$]	72.552.436	70.995.265	71.365.675	71.236.971	71.607.540	70.561.716	70.654.717
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL [US\$]	79.321.256	0	0	0	0	0	73.827.921
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL [US\$]	82.475.776	0	0	0	0	0	76.825.726

Tabla 73 Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 120 MW

ITEM	DESCRIPCION	LO AGUIRRE	CANDELARIA	ENTRE RIOS	CIRUELOS	TINEO	PUERTO MONTT
1	CENTRAL GENERADORA						
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS						
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	44.149.343	44.149.343	44.149.343	44.149.343	44.149.343	44.149.343
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	105.019	105.019	105.019	105.019	105.019	105.019
1.1.3	SUMINISTRO DE GAS						
1.1.3	GASODUCTO	958.421	282.830	2.077.977	0	0	0
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	1.029.601	1.029.601	1.029.601	1.029.601	1.029.601	1.029.601
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	10.025	10.025	10.025	10.025	10.025	10.025
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	2.519.955	2.519.955	2.519.955	2.519.955	2.519.955	2.519.955
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE						
1.2.1	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	146.571	18.642	9.042	11.163	98.012	98.012
1.2.1	SERVIDUMBRE GASODUCTO	107.948	19.191	160.344	0	0	0
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	11.874.696	10.530.854	10.883.478	11.039.760	10.803.051	10.803.051
1.3	INGENIERIA	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL	65.239.627	63.698.817	64.051.602	64.135.565	64.098.836	64.049.626
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL	63.805.850	61.541.093	63.973.315	0	0	0
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL	66.929.219	64.507.474	66.980.253	0	0	0
2	SUBESTACIONES						
2.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	2.911.369	2.911.369	2.911.369	2.911.369	2.911.369	2.911.369
2.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	1.113.016	659.595	860.623	635.049	1.113.016	1.113.016
2.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE						
2.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	591.224	516.517	561.296	565.938	537.437	537.437
2.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	581.691	666.022	777.080	715.050	524.811	524.811
2.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO DIESEL)	5.833.155	5.351.461	5.739.217	5.431.693	5.713.373	5.583.279
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS NATURAL)	5.833.338	5.351.755	5.739.227	0	0	0
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS DUAL)	5.832.947	5.351.356	5.738.828	0	0	0
3	LINEA AEREA 220 kV						
3.1	SUMINISTRO	663.484	118.332	118.332	127.562	275.803	275.803
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION						
3.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	2.015.596	412.075	444.883	546.307	449.691	449.691
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	639.448	164.282	169.764	177.681	296.916	296.916
3.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DIESEL)	3.672.469	821.120	862.720	991.589	1.177.276	610.619
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO GAS NATURAL)	3.672.585	821.165	862.722	0	0	0
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DUAL)	3.672.339	821.104	862.662	0	0	0
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL [US\$]	74.745.251	69.871.398	70.653.539	70.558.847	70.989.485	70.243.524
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL [US\$]	73.311.772	67.714.012	70.575.264	0	0	0
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL [US\$]	76.434.505	70.679.934	73.581.742	0	0	0

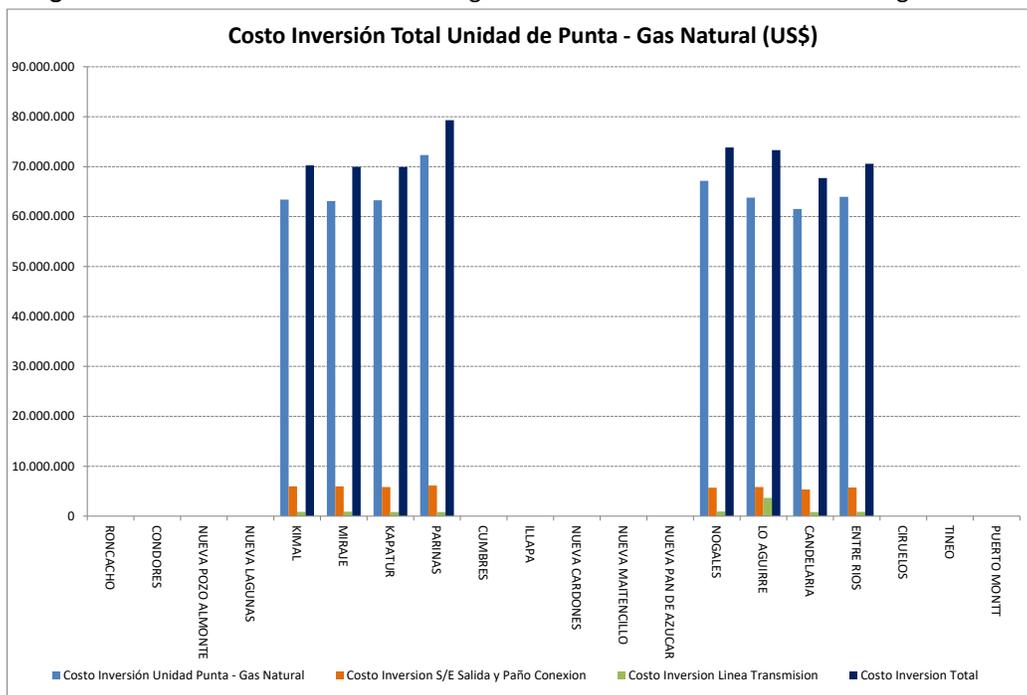
Las figuras siguientes muestran los valores de las tablas precedentes para los casos de la unidad de punta del tipo turbina a gas instaladas en el SEN, usando como combustible diésel, gas natural y ambos combustibles (dual).

Figura 178. Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 120 MW - diésel



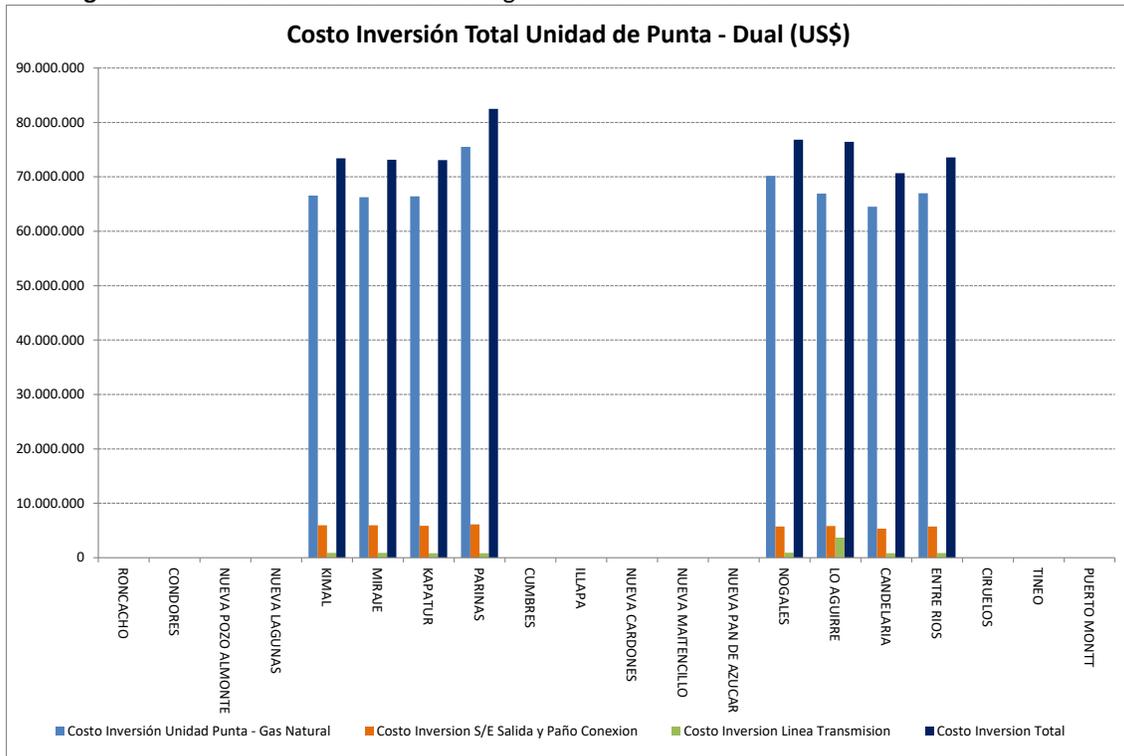
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 179. Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 120 MW - gas natural



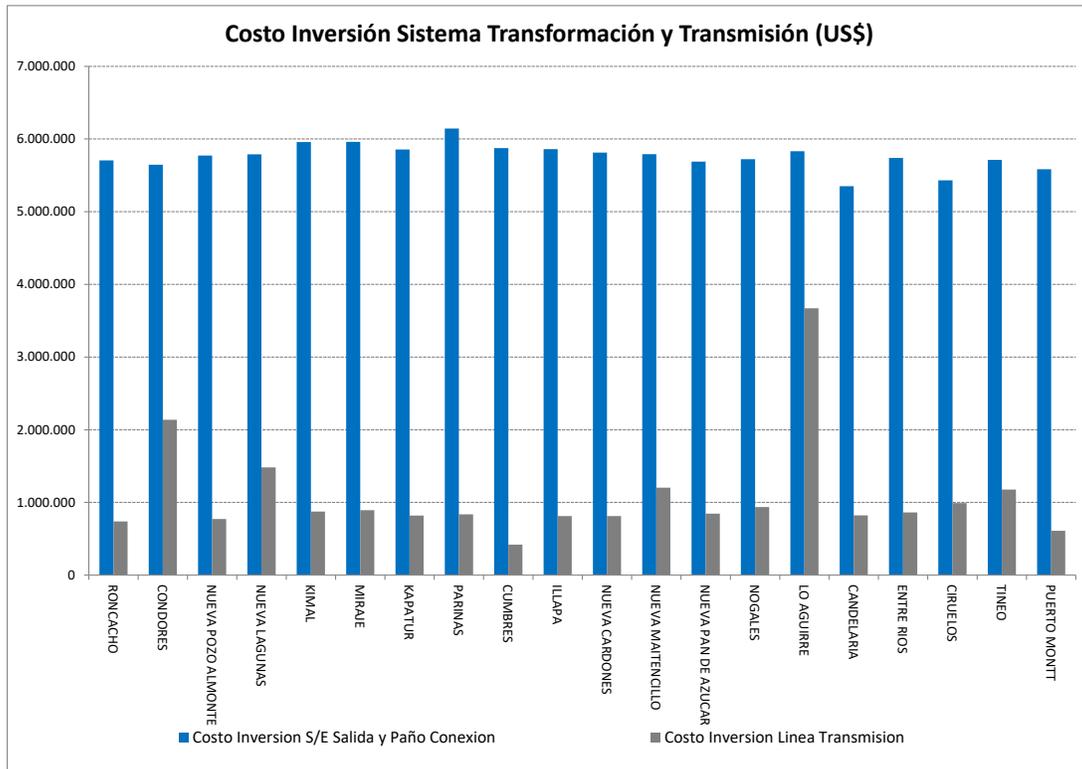
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 180. Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 120 MW – sistema dual



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 181. Costo de Inversión subestación, paño de conexión y línea de transmisión



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

De lo anterior se aprecia que los costos de inversión de las unidades de punta operando con diésel para las distintas subestaciones consideradas son bastantes similares, presentado un mínimo costo de inversión en el caso de la Unidad de Punta instalada en las cercanías de la Subestación Candelaria 220 kV.

En el caso de las centrales duales (diésel y gas natural) y de gas natural se aprecia que los costos de inversión de las unidades de punta tienen una variabilidad importante, la cual tiene directa relación con el sistema de suministro de gas. Lo anterior se explica por las distancias a los puntos de conexión al gasoducto. El valor mínimo de costos de inversión para uso de gas natural y dual se presenta en la Subestación Candelaria 220 kV.

13.1.3 Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 150 MW en el SEN - Tecnología del tipo turbina a gas en ciclo simple o abierto (TG CA)

Las tablas siguientes muestran el resumen del cálculo del costo de inversión de la unidad de punta instalada en el SEN e interconectada en nivel de tensión de 220 kV, mediante la tecnología del tipo turbina gas en ciclo simple o abierto, considerando como combustible solo petróleo diésel, solo gas natural y combustible dual (petróleo diésel o gas natural) para un tamaño de 150 MW.

Tabla 74 Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 150 MW

ITEM	DESCRIPCION	RONCACHO	CONDORES	NUEVA POZO ALMONTE	NUEVA LAGUNAS	KIMAL	MIRAJE	KAPATUR
1	CENTRAL GENERADORA							
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS							
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	51.241.941	51.241.941	51.241.941	51.241.941	51.241.941	51.241.941	51.241.941
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	131.274	131.274	131.274	131.274	131.274	131.274	131.274
1.1.3	SUMINISTRO DE GAS							
1.1.3.1	GASODUCTO	0	0	0	0	652.582	256.019	423.796
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	1.287.002	1.287.002	1.287.002	1.287.002	1.287.002	1.287.002	1.287.002
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	14.295	14.295	14.295	14.295	14.295	14.295	14.295
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	2.842.541	2.842.541	2.844.521	2.842.541	2.867.973	2.868.978	2.842.541
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE							
1.2.1	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	99.657	88.869	38.889	88.869	148.997	148.997	204.568
1.2.1.1	SERVIDUMBRE GASODUCTO	0	0	0	0	8.035	1.071	4.018
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	11.104.612	11.782.816	11.683.005	11.897.410	12.849.412	12.852.453	12.797.732
1.3	INGENIERIA	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL	72.405.791	73.098.803	73.059.159	73.110.198	74.243.795	74.244.857	74.276.687
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL	0	0	0	0	63.404.725	63.115.599	63.257.610
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL	0	0	0	0	66.559.747	66.270.627	66.412.625
2	SUBESTACIONES							
2.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	3.205.957	3.205.957	3.209.442	3.205.957	3.250.714	3.252.483	3.205.957
2.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	860.623	734.874	861.107	860.623	866.840	867.086	1.113.016
2.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE							
2.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	574.747	582.989	572.211	574.297	576.807	576.807	553.316
2.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	804.676	816.632	786.830	816.444	806.099	806.487	554.762
2.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO DIESEL)	6.102.870	5.987.941	6.084.961	6.115.001	6.161.819	6.164.428	6.082.064
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS NATURAL)	0	0	0	0	5.958.124	5.960.414	5.857.200
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS DUAL)	0	0	0	0	5.957.686	5.959.973	5.856.766
3	LINEA AEREA 220 kV							
3.1	SUMINISTRO	121.481	747.116	122.455	243.507	143.561	151.680	122.439
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION							
3.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	367.592	690.853	367.592	863.963	383.988	384.586	367.592
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	169.048	595.969	169.748	234.338	184.804	193.457	169.917
3.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DIESEL)	781.215	2.276.152	783.025	1.524.098	840.115	858.990	783.173
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO GAS NATURAL)	0	0	0	0	874.804	893.483	820.453
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DUAL)	0	0	0	0	874.739	893.416	820.392
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL [US\$]	79.289.877	81.362.896	79.927.144	80.749.296	81.245.730	81.268.275	81.141.924
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL [US\$]	0	0	0	0	70.237.653	69.969.496	69.935.263
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL [US\$]	0	0	0	0	73.392.172	73.124.016	73.089.783

Tabla 75 Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 150 MW

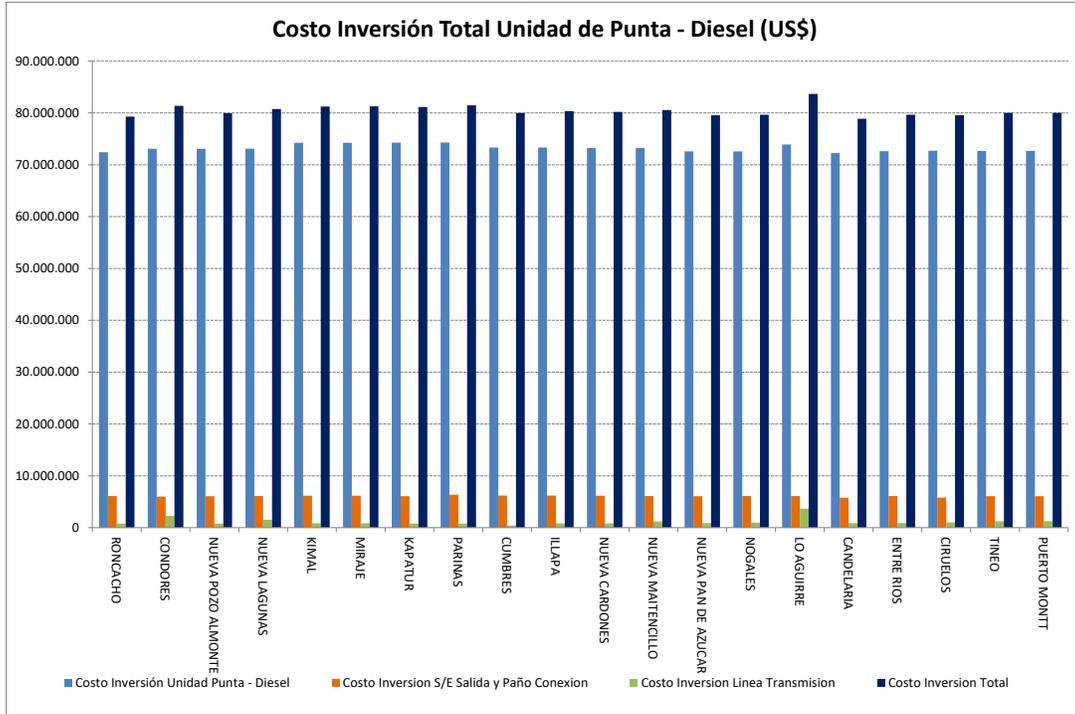
ITEM	DESCRIPCION	PARINAS	CUMBRES	ILLAPA	NUEVA CARDONES	NUEVA MAITENCILLO	NUEVA PAN DE AZUCAR	NOGALES
1	CENTRAL GENERADORA							
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS							
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	51.241.941	51.241.941	51.241.941	51.241.941	51.241.941	51.241.941	51.241.941
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	131.274	131.274	131.274	131.274	131.274	131.274	131.274
1.1.3	SUMINISTRO DE GAS							
1.1.3	GASODUCTO	17.603.274	0	0	0	0	0	6.140.564
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	1.287.002	1.287.002	1.287.002	1.287.002	1.287.002	1.287.002	1.287.002
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	14.295	14.295	14.295	14.295	14.295	14.295	14.295
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	2.956.523	2.850.179	2.842.541	2.842.541	2.842.541	2.842.541	2.842.541
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE							
1.2.1	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	99.178	99.178	99.178	22.436	22.436	276.938	30.720
1.2.1	SERVIDUMBRE GASODUCTO	399.578	0	0	0	0	0	407.803
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	12.990.267	12.651.209	12.660.717	12.537.122	12.271.870	10.989.597	11.336.621
1.3	INGENIERIA	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL	74.285.598	73.326.123	73.317.336	73.234.123	73.233.657	72.587.898	72.566.771
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL	72.342.603	0	0	0	0	0	67.169.922
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL	75.497.528	0	0	0	0	0	70.168.150
2	SUBESTACIONES							
2.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	3.406.551	3.219.398	3.205.957	3.205.957	3.205.957	3.205.957	3.205.957
2.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	888.488	862.490	860.623	1.113.016	1.113.016	1.113.016	860.623
2.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE							
2.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	574.727	574.727	574.727	545.713	545.713	556.337	571.870
2.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	824.074	892.613	893.906	627.896	593.888	545.132	804.547
2.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO DIESEL)	6.371.924	6.214.958	6.199.688	6.153.378	6.116.386	6.075.063	6.099.561
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS NATURAL)	6.142.122	0	0	0	0	0	5.721.163
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS DUAL)	6.141.766	0	0	0	0	0	5.720.799
3	LINEA AEREA 220 kV							
3.1	SUMINISTRO	123.399	122.503	122.439	122.439	122.439	143.165	143.165
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION							
3.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	380.218	43.478	393.478	393.478	743.478	435.759	509.332
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	170.244	171.158	171.175	170.951	170.470	184.524	184.778
3.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DIESEL)	798.287	432.416	812.680	812.438	1.192.227	895.663	975.886
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO GAS NATURAL)	836.531	0	0	0	0	0	936.836
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DUAL)	836.482	0	0	0	0	0	936.777
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL [US\$]	81.455.809	79.973.497	80.329.703	80.199.940	80.542.270	79.558.624	79.642.218
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL [US\$]	79.321.256	0	0	0	0	0	73.827.921
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL [US\$]	82.475.776	0	0	0	0	0	76.825.726

Tabla 76 Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 150 MW

ITEM	DESCRIPCION	LO AGUIRRE	CANDELARIA	ENTRE RIOS	CIRUELOS	TINEO	PUERTO MONTT
1	CENTRAL GENERADORA						
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS						
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	51.241.941	51.241.941	51.241.941	51.241.941	51.241.941	51.241.941
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	131.274	131.274	131.274	131.274	131.274	131.274
1.1.3	SUMINISTRO DE GAS						
1.1.3.1	GASODUCTO	1.442.936	416.863	2.643.179	0	0	0
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	1.287.002	1.287.002	1.287.002	1.287.002	1.287.002	1.287.002
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	14.295	14.295	14.295	14.295	14.295	14.295
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	2.842.541	2.842.541	2.842.541	2.842.541	2.842.541	2.842.541
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE						
1.2.1	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	151.068	19.214	9.319	11.506	101.019	101.019
1.2.1.1	SERVIDUMBRE GASODUCTO	107.948	19.191	160.344	0	0	0
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	12.600.228	11.120.840	11.521.240	11.882.845	11.351.260	11.351.260
1.3	INGENIERIA	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL	73.906.308	72.245.449	72.627.821	72.718.469	72.674.037	72.674.037
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL	63.805.850	61.541.093	63.973.315	0	0	0
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL	66.929.219	64.507.474	66.980.253	0	0	0
2	SUBESTACIONES						
2.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	3.205.957	3.205.957	3.205.957	3.205.957	3.205.957	3.205.957
2.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	1.113.016	659.595	860.623	635.049	1.113.016	1.113.016
2.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE						
2.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	551.083	542.856	570.976	571.588	548.994	548.994
2.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	567.804	728.006	819.030	767.815	557.321	557.321
2.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO DIESEL)	6.093.536	5.766.502	6.114.330	5.814.234	6.080.279	6.080.279
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS NATURAL)	5.833.338	5.351.755	5.739.227	0	0	0
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS DUAL)	5.832.947	5.351.356	5.738.828	0	0	0
3	LINEA AEREA 220 kV						
3.1	SUMINISTRO	768.374	130.537	130.537	143.165	300.015	300.015
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION						
3.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	1.937.937	430.863	451.417	550.440	458.001	458.001
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	622.353	178.882	178.904	185.666	318.571	318.571
3.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DIESEL)	3.682.852	870.502	892.847	1.021.522	1.235.922	1.235.922
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO GAS NATURAL)	3.672.585	821.165	862.722	0	0	0
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DUAL)	3.672.339	821.104	862.662	0	0	0
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL [US\$]	83.682.696	78.882.452	79.634.998	79.554.224	79.990.238	79.990.238
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL [US\$]	73.311.772	67.714.012	70.575.264	0	0	0
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL [US\$]	76.434.505	70.679.934	73.581.742	0	0	0

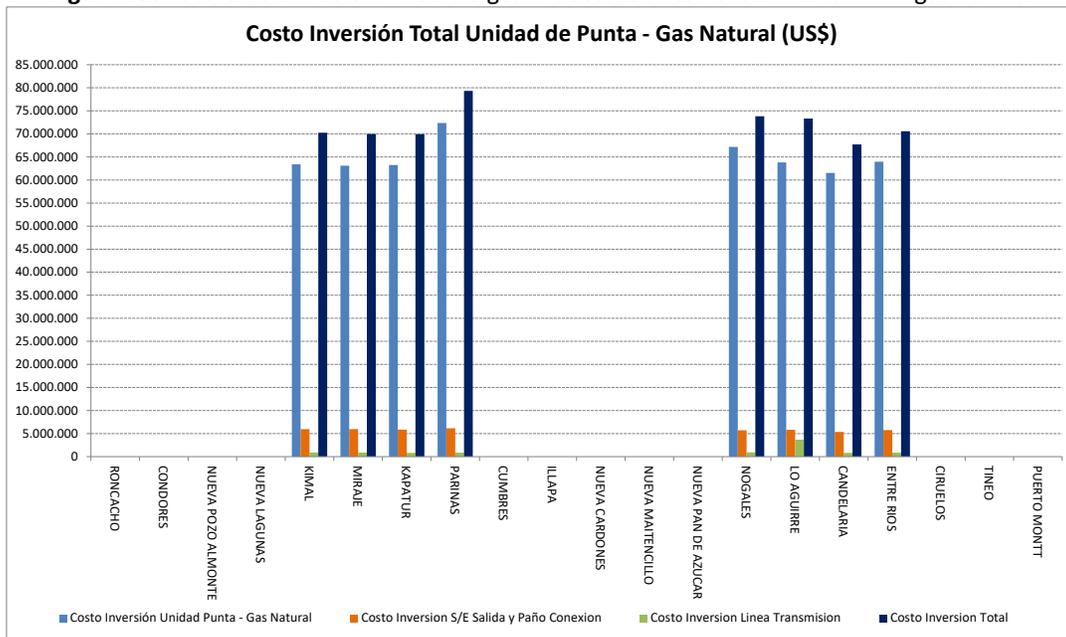
Las figuras siguientes muestran los valores de las tablas precedentes para los casos de la unidad de punta del tipo turbina a gas instaladas en el SEN, usando como combustible diésel, gas natural y ambos combustibles (dual).

Figura 182. Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 150 MW - diésel



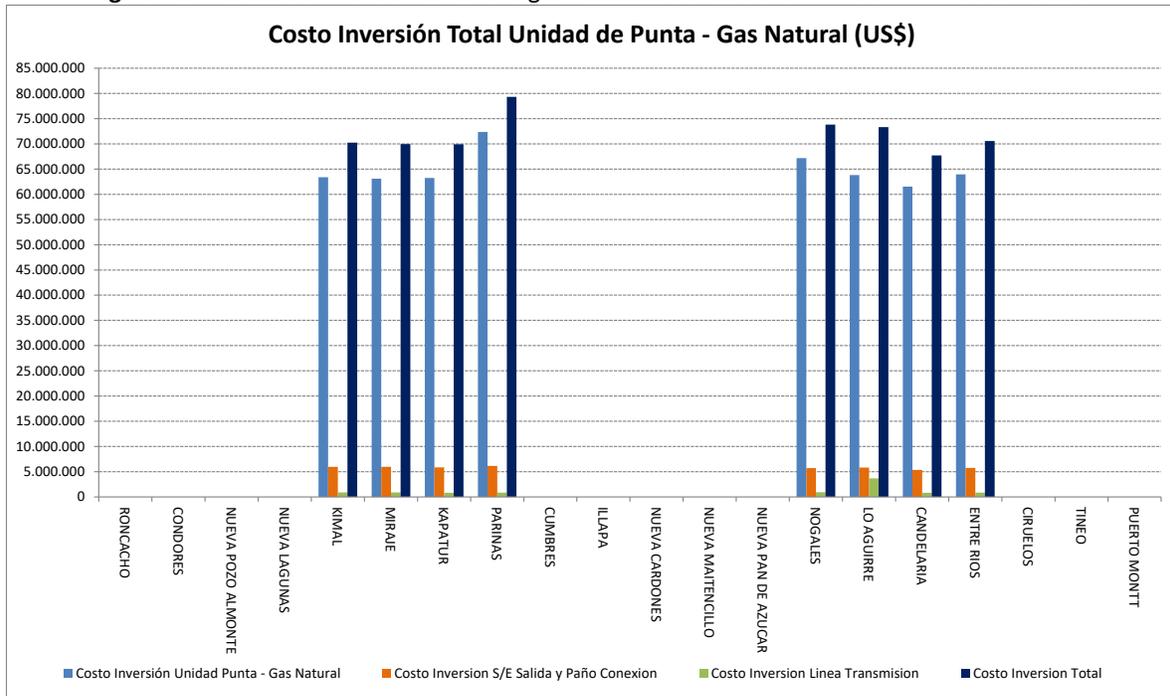
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 183. Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 150 MW - gas natural



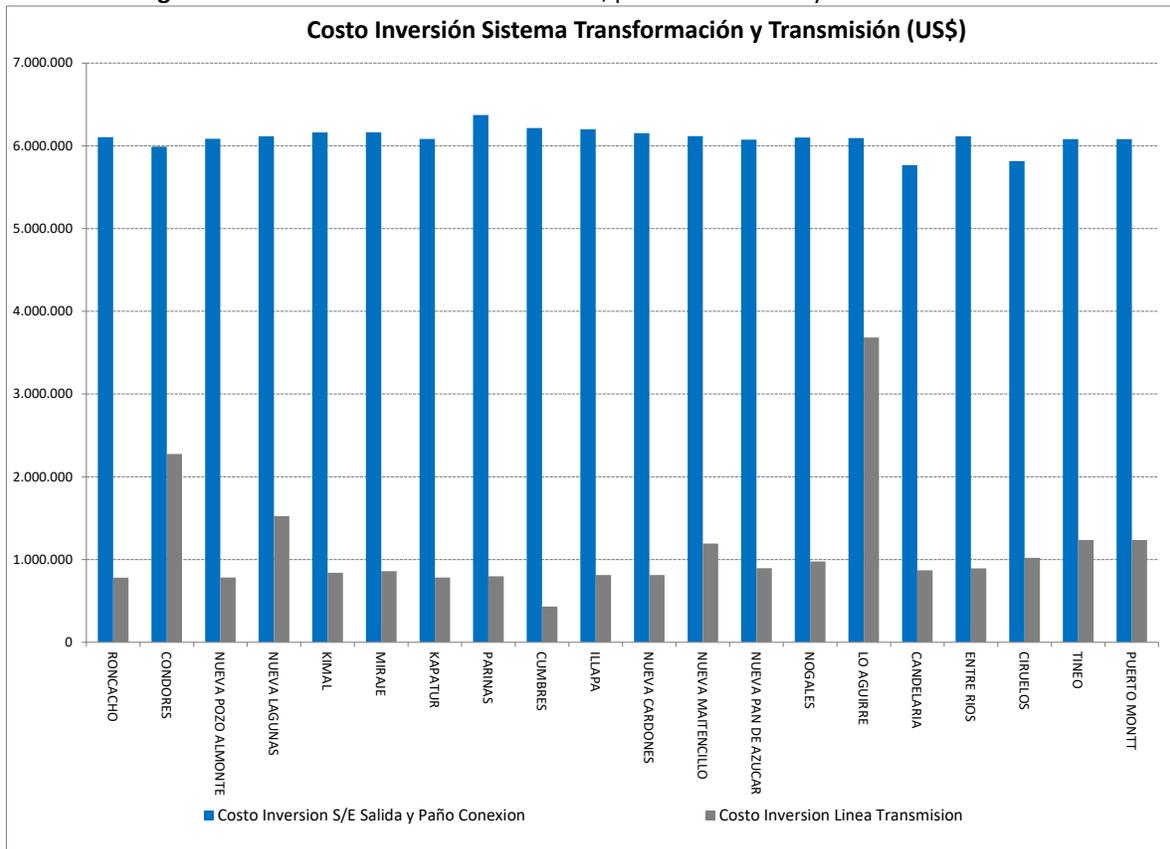
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 184. Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 150 MW – sistema dual



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 185. Costo de Inversión subestación, paño de conexión y línea de transmisión



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta

De lo anterior se aprecia que los costos de inversión de las unidades de punta operando con diésel para las distintas subestaciones consideradas son bastantes similares, presentado un mínimo costo de inversión en el caso de la Unidad de Punta instalada en las cercanías de la Subestación Candelaria 220 kV.

En el caso de las centrales duales (diésel y gas natural) y de gas natural se aprecia que los costos de inversión de las unidades de punta tienen una variabilidad importante, la cual tiene directa relación con el sistema de suministro de gas. Lo anterior se explica por las distancias a los puntos de conexión al gasoducto. El valor mínimo de costos de inversión para uso de gas natural y dual se presenta en la Subestación Candelaria 220 kV.

13.1.4 Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 70 MW, 120 MW y 150 MW en el SEN - Sistema híbrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS (SH CSF + Sistema BESS)

Las tablas siguientes muestran el resumen del cálculo del costo de inversión de la unidad de punta instalada en el SEN e interconectada en nivel de tensión de 220 kV, mediante sistema híbrido compuesto por la tecnología del tipo paneles fotovoltaicos (central solar fotovoltaica) con sistema de almacenamiento (BESS) para tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW.

Tabla 77 Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 70 MW

ITEM	DESCRIPCION	RONCACHO	CONDORES	NUEVA POZO ALMONTE	NUEVA LAGUNAS	KIMAL	MIRAJE
1	SISTEMA BESS						
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS						
1.1.1	EQUIPAMIENTO BESS CIF	33.584.511	33.584.511	33.584.511	33.584.511	33.584.511	33.584.511
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	1.381.006	1.381.006	1.381.006	1.381.006	1.381.006	1.381.006
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAIE						
1.2.1	INFRAESTRUCTURA SISTEMA BESS	86.649	77.270	86.232	77.270	129.548	129.548
1.2.2	TRANSPORTE A SITIO	1.223.711	1.297.362	1.404.160	1.297.362	1.404.160	1.404.160
1.2.3	CONSTRUCCION Y MONTAIE	4.102.434	4.307.255	4.604.258	4.307.255	4.604.258	4.604.258
1.3	INGENIERIA	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000
	PRORRATA GASTOS GENERALES-SISTEMA BESS	1.674.424	1.661.765	1.654.612	1.664.722	1.654.402	1.654.433
	SUBTOTAL SISTEMA BESS	42.562.735	42.819.170	43.224.780	42.822.127	43.267.886	43.267.917
2	CENTRAL GENERADORA						
2.1	SUMINISTRO EQUIPOS						
2.1.1	EQUIPAMIENTO PRINCIPAL	18.938.000	18.938.000	18.938.000	18.938.000	18.938.000	18.938.000
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	4.451.146	4.451.146	4.451.146	4.451.146	4.451.146	4.451.146
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAIE	28.074.431	29.764.130	32.214.287	29.764.130	32.214.287	32.214.287
2.3	INGENIERIA	1.173.060	1.173.060	1.173.060	1.173.060	1.173.060	1.173.060
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA	2.155.531	2.193.472	2.259.867	2.197.375	2.257.229	2.257.270
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	54.792.167	56.519.808	59.036.360	56.523.710	59.033.721	59.033.763
3	SUBESTACIONES						
3.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	2.355.050	2.355.050	2.496.365	2.355.050	2.386.580	2.387.827
3.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	860.623	734.874	888.488	860.623	866.840	867.086
3.3	OBRAS CIVILES Y MONTAIE SSEE						
3.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	550.387	582.989	630.913	582.812	632.993	632.993
3.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAIE SSEE	707.250	751.637	818.377	753.649	812.043	812.179
3.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES	190.159	185.519	199.189	191.009	193.562	193.630
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	4.833.718	4.780.317	5.203.582	4.913.392	5.062.266	5.063.964
4	LINEA AEREA 220 kV						
4.1	SUMINISTRO	109.799	110.757	111.477	110.757	110.918	110.924
4.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION						
4.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	351.898	373.078	417.658	408.966	403.789	403.789
4.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	156.400	168.413	180.707	167.449	180.546	180.593
4.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION	27.802	28.790	30.674	30.254	30.058	30.061
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	706.702	741.841	801.319	778.228	786.114	786.171
5	GASTOS GENERALES PROPIETARIO -PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS						
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES	4.047.915	4.069.547	4.144.343	4.083.360	4.135.251	4.135.394
	TOTAL SISTEMA HIBRIDO [US\$]	102.895.322	104.861.136	108.266.041	105.037.457	108.149.988	108.151.814

Tabla 78 Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 70 MW

ITEM	DESCRIPCION	KAPATUR	PARINAS	CUMBRES	ILLAPA	NUEVA CARDONES	NUEVA MAITENCILLO
1	SISTEMA BESS						
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS						
1.1.1	EQUIPAMIENTO BESS CIF	33.584.511	33.584.511	33.584.511	33.584.511	33.584.511	33.584.511
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	1.381.006	1.381.006	1.381.006	1.381.006	1.381.006	1.381.006
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAIE						
1.2.1	INFRAESTRUCTURA SISTEMA BESS	177.867	86.232	86.232	86.232	19.507	19.507
1.2.2	TRANSPORTE A SITIO	1.404.160	1.404.160	1.317.399	1.317.399	1.317.399	1.317.399
1.2.3	CONSTRUCCION Y MONTAIE	4.604.258	4.604.258	4.362.978	4.362.978	4.362.978	4.362.978
1.3	INGENIERIA	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000
	PRORRATA GASTOS GENERALES-SISTEMA BESS	1.655.696	1.654.612	1.656.598	1.662.967	1.658.340	1.664.680
	SUBTOTAL SISTEMA BESS	43.317.499	43.224.780	42.898.725	42.905.094	42.833.743	42.840.083
2	CENTRAL GENERADORA						
2.1	SUMINISTRO EQUIPOS						
2.1.1	EQUIPAMIENTO PRINCIPAL	18.938.000	18.938.000	18.938.000	18.938.000	18.938.000	18.938.000
2.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	4.451.146	4.451.146	4.451.146	4.451.146	4.451.146	4.451.146
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAIE	32.214.287	32.214.287	30.223.821	30.223.821	30.223.821	30.223.821
2.3	INGENIERIA	1.173.060	1.173.060	1.173.060	1.173.060	1.173.060	1.173.060
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA	2.256.375	2.259.867	2.200.624	2.209.084	2.206.509	2.214.944
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	59.032.868	59.036.360	56.986.651	56.995.111	56.992.535	57.000.971
3	SUBESTACIONES						
3.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	2.355.050	2.496.365	2.364.519	2.355.050	2.355.050	2.355.050
3.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	1.113.016	888.488	862.490	860.623	1.113.016	1.113.016
3.3	OBRAS CIVILES Y MONTAIE SSEE						
3.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	606.960	630.913	592.186	592.186	562.382	562.382
3.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAIE SSEE	540.877	818.377	790.472	790.900	528.518	518.725
3.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES	190.208	199.189	191.998	192.296	190.469	190.801
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	4.976.360	5.203.582	4.971.914	4.961.303	4.919.684	4.910.223
4	LINEA AEREA 220 kV						
4.1	SUMINISTRO	110.757	111.477	110.805	110.757	110.757	110.757
4.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION						
4.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	403.789	417.658	44.808	405.517	405.517	766.227
4.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	180.379	180.707	170.489	170.507	170.283	169.801
4.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION	30.034	30.674	15.541	30.144	30.100	44.779
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	785.762	801.319	402.447	777.728	777.460	1.152.367
5	GASTOS GENERALES PROPIETARIO -PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS						
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES	4.132.313	4.144.343	4.064.761	4.094.491	4.085.418	4.115.205
	TOTAL SISTEMA HIBRIDO [US\$]	108.112.489	108.266.041	105.259.736	105.639.237	105.523.422	105.903.644

Tabla 79 Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 120 MW

ITEM	DESCRIPCION	RONCACHO	CONDORES	NUEVA POZO ALMONTE	NUEVA LAGUNAS	KIMAL	MIRAJE
1	SISTEMA BESS						
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS						
1.1.1	EQUIPAMIENTO SISTEMA BESS CIF	56.946.037	56.946.037	56.946.037	56.946.037	56.946.037	56.946.037
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	1.646.005	1.646.005	1.646.005	1.646.005	1.646.005	1.646.005
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAIE						
1.2.1	INFRAESTRUCTURA SISTEMA BESS	0	0	0	0	0	0
1.2.2	TRANSPORTE A SITIO	2.195.194	2.195.194	2.195.194	2.195.194	2.195.194	2.195.194
1.2.3	CONSTRUCCION Y MONTAIE	5.913.406	5.913.406	5.913.406	5.913.406	5.913.406	5.913.406
1.3	INGENIERIA	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SISTEMA BESS	2.718.249	2.671.906	2.674.442	2.675.287	2.614.474	2.614.512
	SUBTOTAL SISTEMA BESS	69.928.891	69.882.548	69.885.083	69.885.929	69.825.115	69.825.154
2	CENTRAL GENERADORA						
2.1	SUMINISTRO EQUIPOS						
2.1.1	EQUIPAMINETO PRINCIPAL	32.318.900	32.318.900	32.318.900	32.318.900	32.318.900	32.318.900
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	6.818.582	6.818.582	6.818.582	6.818.582	6.818.582	6.818.582
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAIE	42.539.703	45.100.015	45.100.015	45.100.015	48.812.610	48.812.610
2.3	INGENIERIA	1.777.475	1.777.475	1.777.475	1.777.475	1.777.475	1.777.475
	PRORRATA GASTOS GENERALES - PARQUE EÓLICO	3.375.218	3.419.457	3.422.702	3.423.784	3.490.375	3.490.427
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	86.829.879	89.434.431	89.437.676	89.438.757	93.217.943	93.217.994
3	SUBESTACIONES						
3.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	2.911.369	2.911.369	2.914.495	2.911.369	2.951.514	2.953.101
3.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	860.623	734.874	861.107	860.623	866.840	867.086
3.3	OBRAS CIVILES Y MONTAIE SSEE						
3.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	574.747	574.471	572.211	574.297	576.807	576.807
3.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAIE SSEE	629.403	616.251	623.678	633.179	629.860	629.984
3.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES	208.139	199.058	204.600	204.982	202.094	202.174
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	5.354.530	5.206.272	5.346.339	5.354.698	5.397.363	5.399.400
4	LINEA AEREA 220 kV						
4.1	SUMINISTRO	109.799	110.757	110.769	110.757	110.918	110.924
4.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION						
4.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	367.592	367.592	367.592	402.952	367.592	367.592
4.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	163.362	165.965	164.061	165.002	164.396	164.444
4.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION	28.374	28.031	27.983	29.436	27.374	27.377
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	729.930	733.149	731.208	768.950	731.083	731.140
5	GASTOS GENERALES PROPIETARIO -PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS						
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES	6.329.980	6.318.453	6.329.727	6.333.489	6.334.318	6.334.489
	TOTAL SISTEMA HIBRIDO [US\$]	162.843.230	165.256.400	165.400.306	165.448.334	169.171.505	169.173.687

Tabla 80 Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 120 MW

ITEM	DESCRIPCION	KAPATUR	PARINAS	CUMBRES	ILLAPA	NUEVA CARDONES	NUEVA MAITENCILLO
1	SISTEMA BESS						
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS						
1.1.1	EQUIPAMIENTO SISTEMA BESS CIF	56.946.037	56.946.037	56.946.037	56.946.037	56.946.037	56.946.037
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	1.646.005	1.646.005	1.646.005	1.646.005	1.646.005	1.646.005
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAIE						
1.2.1	INFRAESTRUCTURA SISTEMA BESS	0	0	0	0	0	0
1.2.2	TRANSPORTE A SITIO	2.195.194	2.195.194	2.195.194	2.195.194	2.195.194	2.195.194
1.2.3	CONSTRUCCION Y MONTAIE	5.913.406	5.913.406	5.913.406	5.913.406	5.913.406	5.913.406
1.3	INGENIERIA	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SISTEMA BESS	2.613.667	2.617.866	2.657.505	2.663.937	2.663.763	2.670.236
	SUBTOTAL SISTEMA BESS	69.824.309	69.828.507	69.868.147	69.874.579	69.874.404	69.880.878
2	CENTRAL GENERADORA						
2.1	SUMINISTRO EQUIPOS						
2.1.1	EQUIPAMINETO PRINCIPAL	32.318.900	32.318.900	32.318.900	32.318.900	32.318.900	32.318.900
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	6.818.582	6.818.582	6.818.582	6.818.582	6.818.582	6.818.582
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAIE	48.812.610	48.812.610	45.796.561	45.796.561	45.796.561	45.796.561
2.3	INGENIERIA	1.777.475	1.777.475	1.777.475	1.777.475	1.777.475	1.777.475
	PRORRATA GASTOS GENERALES - PARQUE EÓLICO	3.489.299	3.494.904	3.428.569	3.436.867	3.436.642	3.444.993
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	93.216.866	93.222.471	90.140.088	90.148.386	90.148.161	90.156.512
3	SUBESTACIONES						
3.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	2.911.369	3.091.295	2.923.425	2.911.369	2.911.369	2.911.369
3.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	1.113.016	888.488	862.490	860.623	1.113.016	1.113.016
3.3	OBRAS CIVILES Y MONTAIE SSEE						
3.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	553.316	574.727	574.727	574.727	545.713	545.713
3.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAIE SSEE	405.281	635.627	657.615	658.030	425.717	416.214
3.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES	200.397	208.788	449.578	448.368	447.595	446.733
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	5.353.628	5.569.174	5.638.083	5.623.365	5.613.658	5.603.293
4	LINEA AEREA 220 kV						
4.1	SUMINISTRO	110.757	111.477	110.805	110.757	110.757	110.757
4.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION						
4.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	367.592	380.218	43.478	393.478	393.478	743.478
4.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	164.230	164.557	165.471	165.489	165.264	164.783
4.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION	27.353	27.929	63.275	63.294	63.274	93.549
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	730.735	744.985	413.532	793.820	793.577	1.173.370
5	GASTOS GENERALES PROPIETARIO -PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS						
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES	6.330.717	6.349.487	6.306.275	6.334.874	6.334.096	6.362.997
	TOTAL SISTEMA HIBRIDO [US\$]	169.125.538	169.365.138	166.059.850	166.440.151	166.429.800	166.814.054

Tabla 81 Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 150 MW

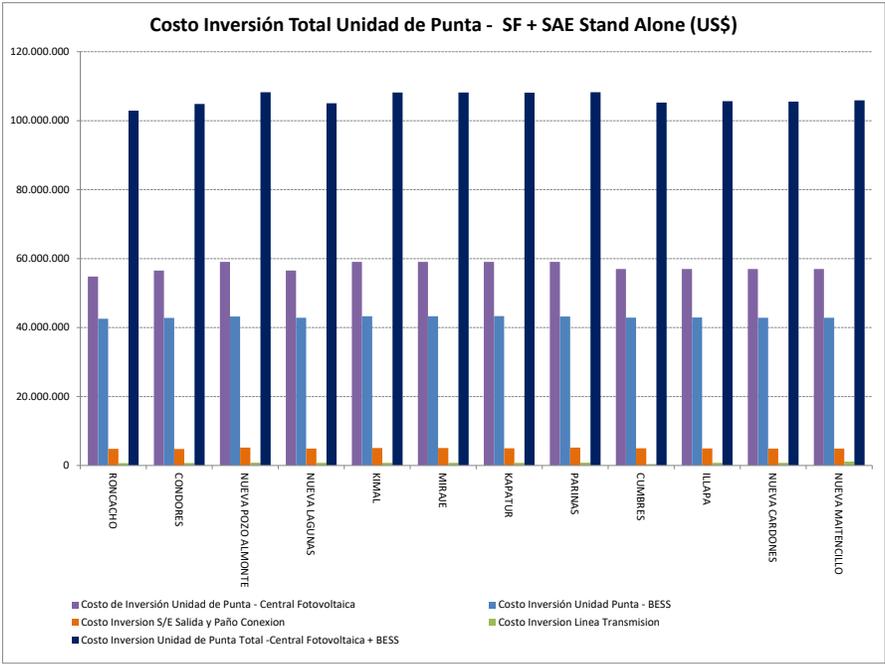
ITEM	DESCRIPCION	RONCACHO	CONDORES	NUEVA POZO ALMONTE	NUEVA LAGUNAS	KIMAL	MIRAJE
1	SISTEMA BESS						
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS						
1.1.1	EQUIPAMIENTO SISTEMA BESS CIF	70.849.374	70.849.374	70.849.374	70.849.374	70.849.374	70.849.374
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	1.843.386	1.843.386	1.843.386	1.843.386	1.843.386	1.843.386
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAIE						
1.2.1	INFRAESTRUCTURA SISTEMA BESS	0	0	0	0	0	0
1.2.2	TRANSPORTE A SITIO	2.632.031	2.790.443	2.790.443	2.790.443	3.020.150	3.020.150
1.2.3	CONSTRUCCION Y MONTAIE	6.657.674	7.010.125	7.010.125	7.010.125	7.521.197	7.521.197
1.3	INGENIERIA	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000
	PRORRATA GASTOS GENERALES-SISTEMA BESS	3.298.327	3.272.607	3.274.693	3.275.930	3.244.120	3.244.167
	SUBTOTAL SISTEMA BESS	85.790.792	86.275.935	86.278.021	86.279.258	86.988.227	86.988.274
2	CENTRAL GENERADORA						
2.1	SUMINISTRO EQUIPOS						
2.1.1	EQUIPAMIENTO PRINCIPAL	40.288.950	40.288.950	40.288.950	40.288.950	40.288.950	40.288.950
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	8.130.209	8.130.209	8.130.209	8.130.209	8.130.209	8.130.209
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAIE	52.402.132	55.556.029	55.556.029	55.556.029	60.129.353	60.129.353
2.3	INGENIERIA	2.189.566	2.189.566	2.189.566	2.189.566	2.189.566	2.189.566
	PRORRATA GASTOS GENERALES - PARQUE EÓLICO	4.118.721	4.185.803	4.188.470	4.190.053	4.289.825	4.289.888
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	107.129.579	110.350.557	110.353.224	110.354.807	115.027.904	115.027.966
3	SUBESTACIONES						
3.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	3.205.957	3.205.957	3.209.442	3.205.957	3.250.714	3.252.483
3.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	860.623	734.874	861.107	860.623	866.840	867.086
3.3	OBRAS CIVILES Y MONTAIE SSEE						
3.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	574.747	574.471	572.211	574.297	576.807	576.807
3.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAIE SSEE	804.676	804.624	786.830	816.444	806.099	806.487
3.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES	224.557	216.463	220.928	222.106	219.675	219.771
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	5.840.809	5.706.639	5.820.767	5.849.676	5.890.382	5.892.882
4	LINEA AEREA 220 kV						
4.1	SUMINISTRO	121.481	122.439	122.455	122.439	122.653	122.661
4.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION						
4.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	367.592	367.592	367.592	402.952	367.592	367.592
4.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	169.048	171.652	169.748	170.688	170.083	170.131
4.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION	28.745	28.486	28.429	29.872	27.936	27.938
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	747.670	750.972	749.028	786.755	749.067	749.126
5	GASTOS GENERALES PROPIETARIO -PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS						
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES -	7.670.350	7.703.359	7.712.520	7.717.961	7.781.555	7.781.764
	TOTAL SISTEMA HIBRIDO [US\$]	199.508.849	203.084.103	203.201.039	203.270.496	208.655.580	208.658.248

Tabla 82 Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 150 MW

ITEM	DESCRIPCION	KAPATUR	PARINAS	CUMBRES	ILLAPA	NUEVA CARDONES	NUEVA MAITENCILLO
1	SISTEMA BESS						
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS						
1.1.1	EQUIPAMIENTO SISTEMA BESS CIF	70.849.374	70.849.374	70.849.374	70.849.374	70.849.374	70.849.374
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	1.843.386	1.843.386	1.843.386	1.843.386	1.843.386	1.843.386
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAIE						
1.2.1	INFRAESTRUCTURA SISTEMA BESS	0	0	0	0	0	0
1.2.2	TRANSPORTE A SITIO	3.020.150	3.020.150	2.833.540	2.833.540	2.833.540	2.833.540
1.2.3	CONSTRUCCION Y MONTAIE	7.521.197	7.521.197	7.106.011	7.106.011	7.106.011	7.106.011
1.3	INGENIERIA	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000
	PRORRATA GASTOS GENERALES-SISTEMA BESS	3.242.696	3.248.106	3.264.601	3.271.098	3.270.271	3.276.355
	SUBTOTAL SISTEMA BESS	86.986.803	86.992.214	86.406.912	86.413.409	86.412.582	86.418.666
2	CENTRAL GENERADORA						
2.1	SUMINISTRO EQUIPOS						
2.1.1	EQUIPAMIENTO PRINCIPAL	40.288.950	40.288.950	40.288.950	40.288.950	40.288.950	40.288.950
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	8.130.209	8.130.209	8.130.209	8.130.209	8.130.209	8.130.209
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAIE	60.129.353	60.129.353	56.414.062	56.414.062	56.414.062	56.414.062
2.3	INGENIERIA	2.189.566	2.189.566	2.189.566	2.189.566	2.189.566	2.189.566
	PRORRATA GASTOS GENERALES - PARQUE EÓLICO	4.287.943	4.295.097	4.202.274	4.210.637	4.209.571	4.217.403
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	115.026.021	115.033.175	111.225.061	111.233.424	111.232.359	111.240.191
3	SUBESTACIONES						
3.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	3.205.957	3.406.551	3.219.398	3.205.957	3.205.957	3.205.957
3.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	1.113.016	888.488	862.490	860.623	1.113.016	1.113.016
3.3	OBRAS CIVILES Y MONTAIE SSEE						
3.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	553.316	574.727	574.727	574.727	545.713	545.713
3.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAIE SSEE	554.762	824.074	892.613	893.906	627.896	593.888
3.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES	216.736	227.445	493.845	492.606	488.929	485.966
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	5.814.035	6.091.535	6.213.321	6.198.068	6.151.759	6.114.789
4	LINEA AEREA 220 kV						
4.1	SUMINISTRO	122.439	123.399	122.503	122.439	122.439	122.439
4.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION						
4.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	367.592	380.218	43.478	393.478	393.478	743.478
4.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	169.917	170.244	171.158	171.175	170.951	170.470
4.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION	27.909	28.495	34.360	64.573	64.554	94.726
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	748.659	763.159	432.302	812.468	812.225	1.191.916
5	GASTOS GENERALES PROPIETARIO -PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS						
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES -	7.775.283	7.799.143	7.707.077	7.735.632	7.731.989	7.758.808
	TOTAL SISTEMA HIBRIDO [US\$]	208.575.519	208.880.083	204.277.597	204.657.369	204.608.925	204.965.562

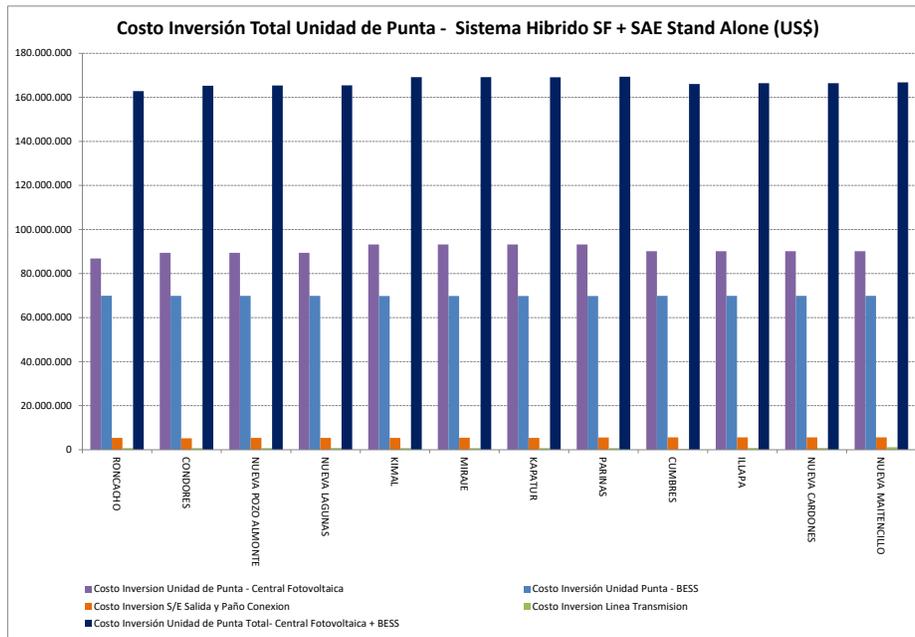
Las figuras siguientes muestran los valores de las tablas precedentes para los casos de la unidad de punta de un sistema híbrido compuesto por la tecnología del tipo paneles fotovoltaicos (central solar fotovoltaica) con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) instaladas en el SEN para tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW.

Figura 186. Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 70 MW



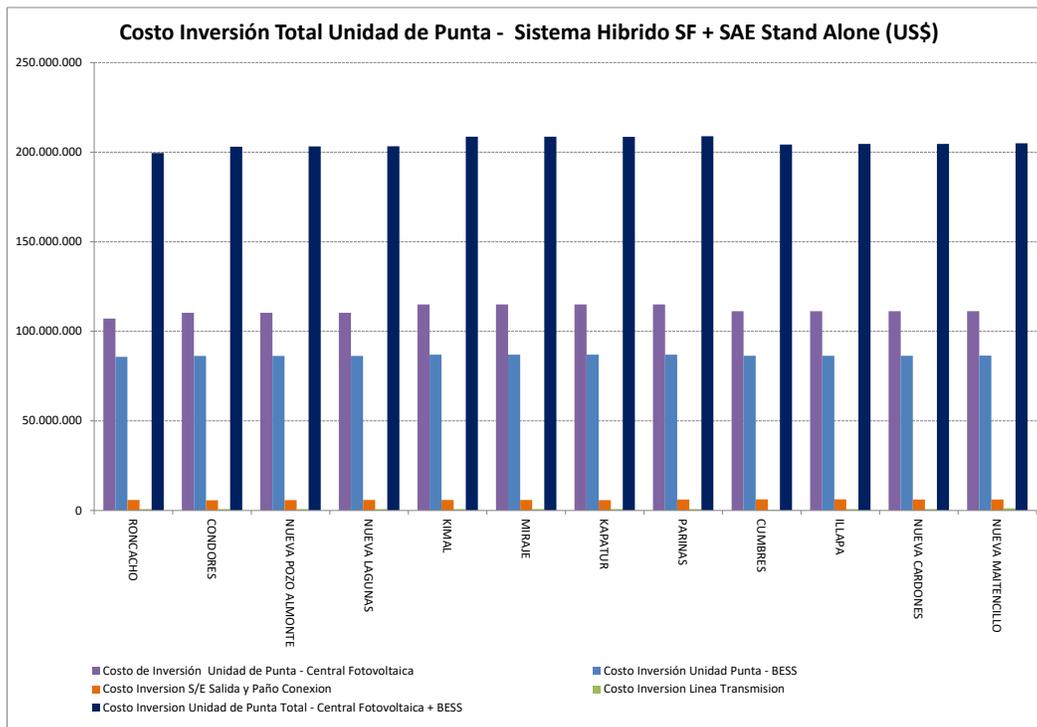
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 187. Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 120 MW



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 188. Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 150 MW



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

13.1.5 Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 70 MW, 120 MW y 150 MW en el SEN - Sistema híbrido mediante tecnología aerogenerador onshore (parque eólico) con sistema de almacenamiento BESS (SH PE + Sistema BESS)

Las tablas siguientes muestran el resumen del cálculo del costo de inversión de la unidad de punta instalada en el SEN e interconectada en nivel de tensión de 220 kV, mediante sistema híbrido compuesto por la tecnología del tipo aerogenerador onshore (parque eólico) con sistema de almacenamiento (BESS) para tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW.

Tabla 83 Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología aerogenerador onshore (parque eólico) con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 70 MW

ITEM	DESCRIPCION	PARINAS	ENTRE RIOS	CIRUELOS	TINEO	PUERTO MONTT
1	SISTEMA BESS					
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS					
1.1.1	EQUIPAMIENTO BESS CIF	33.584.511	33.584.511	33.584.511	33.584.511	33.584.511
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	1.381.006	1.381.006	1.381.006	1.381.006	1.381.006
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAIE					
1.2.1	INFRAESTRUCTURA SISTEMA BESS	86.232	8.103	10.004	87.833	87.833
1.2.2	TRANSPORTE A SITIO	1.404.160	1.256.599	1.265.641	1.251.170	1.251.170
1.2.3	CONSTRUCCION Y MONTAIE	4.604.258	4.193.894	4.219.039	4.178.794	4.178.794
1.3	INGENIERIA	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000
	PRORRATA GASTOS GENERALES-SISTEMA BESS	1.330.664	1.318.191	1.312.856	1.342.110	1.312.683
	SUBTOTAL SISTEMA BESS	42.900.832	42.252.304	42.283.057	42.335.425	42.305.998
2	CENTRAL GENERADORA					
2.1	SUMINISTRO EQUIPOS					
2.1.1	AEROGENRADORES	57.978.819	57.978.819	57.978.819	57.978.819	57.978.819
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	2.871.610	2.871.610	2.871.610	2.871.610	2.871.610
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAIE	19.438.995	17.396.184	17.521.356	17.321.018	17.321.018
2.3	INGENIERIA	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA	2.589.276	2.539.077	2.530.585	2.578.956	2.522.410
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	83.478.700	81.385.689	81.502.370	81.350.403	81.293.856
3	SUBESTACIONES					
3.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	1.755.463	1.661.244	1.661.244	1.661.244	1.661.244
3.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	883.160	855.297	582.737	1.116.846	680.849
3.3	OBRAS CIVILES Y MONTAIE SSEE					
3.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	630.913	561.296	565.938	537.437	562.871
3.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAIE SSEE	818.377	730.785	659.245	482.646	719.680
3.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES	136.304	128.131	116.622	129.925	121.520
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	4.394.467	4.107.001	3.756.034	4.098.346	3.916.412
4	LINEA AEREA 220 kV					
4.1	SUMINISTRO	111.477	127.562	127.562	358.182	127.562
4.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION					
4.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	417.658	541.102	544.995	1.320.588	196.188
4.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	180.707	175.787	177.694	350.815	174.457
4.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION	24.668	29.152	29.194	68.439	17.901
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	795.314	934.405	940.247	2.158.827	576.910
5	GASTOS GENERALES PROPIETARIO -PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS					
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES	4.080.913	4.014.550	3.989.257	4.119.431	3.974.513
	TOTAL SISTEMA BESS [US\$]	131.569.313	128.679.399	128.481.708	129.943.000	128.093.176

Tabla 84 Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología aerogenerador onshore (parque eólico) con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 120 MW

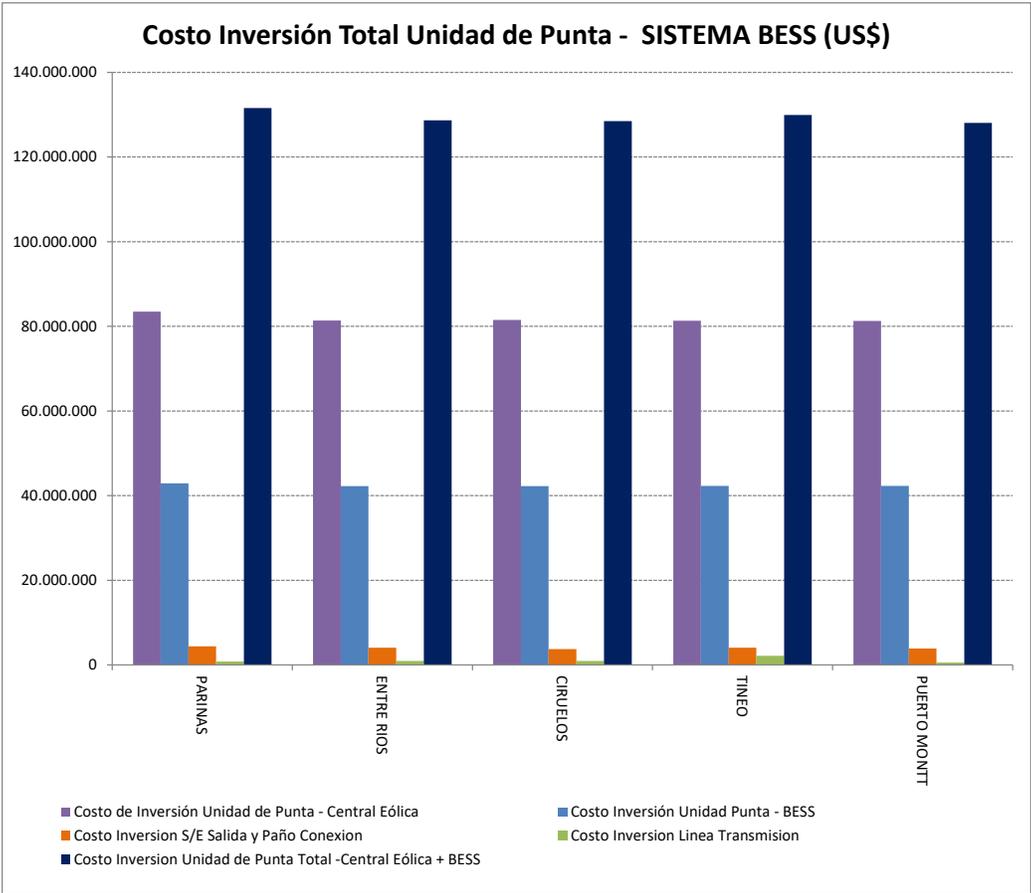
ITEM	DESCRIPCION	PARINAS	ENTRE RIOS	CIRUELOS	TINEO	PUERTO MONTT
1	SISTEMA BESS					
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS					
1.1.1	EQUIPAMIENTO SISTEMA BESS CIF	56.946.037	56.946.037	56.946.037	56.946.037	56.946.037
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	1.646.005	1.646.005	1.646.005	1.646.005	1.646.005
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAIE					
1.2.1	INFRAESTRUCTURA SISTEMA BESS	0	0	0	0	0
1.2.2	TRANSPORTE A SITIO	2.195.194	2.195.194	2.195.194	2.195.194	2.195.194
1.2.3	CONSTRUCCION Y MONTAIE	5.913.406	5.913.406	5.913.406	5.913.406	5.913.406
1.3	INGENIERIA	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SISTEMA BESS	2.073.798	2.104.204	2.095.923	2.127.186	2.095.460
	SUBTOTAL SISTEMA BESS	69.284.440	69.314.845	69.306.565	69.337.828	69.306.102
2	PARQUE EÓLICO					
2.1	SUMINISTRO EQUIPOS					
2.1.1	AEROGNERADORES	96.631.364	96.631.364	96.631.364	96.631.364	96.631.364
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	3.869.276	3.869.276	3.869.276	3.869.276	3.869.276
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAIE	29.539.365	26.701.944	26.875.806	26.597.541	26.597.541
2.3	INGENIERIA	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000
	PRORRATA GASTOS GENERALES - PARQUE EÓLICO	4.030.924	4.001.192	3.990.869	4.041.589	3.981.311
	SUBTOTAL PARQUE EÓLICO	134.670.929	131.803.776	131.967.315	131.739.770	131.679.492
3	SUBESTACIONES					
3.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	2.039.374	1.926.891	1.926.891	1.926.891	1.926.891
3.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	883.160	855.297	582.737	1.116.846	680.849
3.3	OBRAS CIVILES Y MONTAIE SSEE					
3.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	574.727	570.976	571.588	548.994	574.979
3.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAIE SSEE	635.627	634.009	548.005	405.997	610.944
3.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES	132.774	360.282	329.294	361.169	343.563
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	4.435.911	4.517.704	4.128.762	4.530.145	4.307.474
4	LINEA AEREA 220 kV					
4.1	SUMINISTRO	111.477	127.562	127.562	358.182	127.562
4.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION					
4.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	380.218	550.440	550.440	1.349.209	200.440
4.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	164.557	178.810	179.457	358.395	178.237
4.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION	22.125	79.521	79.584	184.232	49.147
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	739.181	997.136	997.846	2.310.821	616.189
5	GASTOS GENERALES PROPIETARIO -PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS					
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES	6.259.621	6.264.283	6.233.912	6.368.028	6.218.036
	TOTAL PARQUE EOLICO + BESS [US\$]	209.130.460	206.633.461	206.400.489	207.918.564	205.909.258

Tabla 85 Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología aerogenerador onshore (parque eólico) con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 150 MW

ITEM	DESCRIPCION	PARINAS	ENTRE RIOS	CIRUELOS	TINEO	PUERTO MONTT
1	SISTEMA BESS					
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS					
1.1.1	EQUIPAMIENTO SISTEMA BESS CIF	70.849.374	70.849.374	70.849.374	70.849.374	70.849.374
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	1.843.386	1.843.386	1.843.386	1.843.386	1.843.386
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAIE					
1.2.1	INFRAESTRUCTURA SISTEMA BESS	0	0	0	0	0
1.2.2	TRANSPORTE A SITIO	3.020.150	2.702.767	2.722.215	2.833.540	2.691.089
1.2.3	CONSTRUCCION Y MONTAIE	7.521.197	6.815.056	6.858.325	7.106.011	6.789.073
1.3	INGENIERIA	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000
	PRORRATA GASTOS GENERALES-SISTEMA BESS	2.563.519	2.553.485	2.548.280	2.555.310	2.543.020
	SUBTOTAL SISTEMA BESS	86.307.626	85.274.068	85.331.580	85.697.621	85.225.943
2	PARQUE EÓLICO					
2.1	SUMINISTRO EQUIPOS					
2.1.1	AEROGNERADORES	120.789.205	120.789.205	120.789.205	120.789.205	120.789.205
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	4.567.293	4.567.293	4.567.293	4.567.293	4.567.293
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAIE	36.139.750	32.341.884	32.574.597	33.906.736	32.202.140
2.3	INGENIERIA	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000
	PRORRATA GASTOS GENERALES - PARQUE EÓLICO	4.961.983	4.886.480	4.879.989	4.913.264	4.864.373
	SUBTOTAL PARQUE EÓLICO	167.058.231	163.184.861	163.411.084	164.776.497	163.023.011
3	SUBESTACIONES					
3.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	2.094.617	1.978.633	1.978.633	1.978.633	1.978.633
3.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	883.160	855.297	582.737	1.116.846	680.849
3.3	OBRAS CIVILES Y MONTAIE SSEE					
3.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	574.727	570.976	571.588	545.713	574.979
3.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAIE SSEE	824.074	819.030	767.815	627.896	787.548
3.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES	139.184	379.494	351.601	383.375	362.094
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	4.686.011	4.773.679	4.422.622	4.822.711	4.554.351
4	LINEA AEREA 220 kV					
4.1	SUMINISTRO	123.399	143.165	143.165	122.439	143.165
4.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION					
4.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	380.218	550.440	550.440	393.478	200.440
4.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	170.244	185.020	185.666	170.951	184.447
4.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION	22.489	81.132	81.191	64.568	50.861
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	757.153	1.020.560	1.021.266	812.238	639.715
5	GASTOS GENERALES PROPIETARIO -PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS					
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES - DIESEL	7.687.176	7.604.607	7.582.524	7.627.992	7.554.443
	TOTAL SISTEMA BESS [US\$]	258.809.022	254.253.169	254.186.551	256.109.068	253.443.020

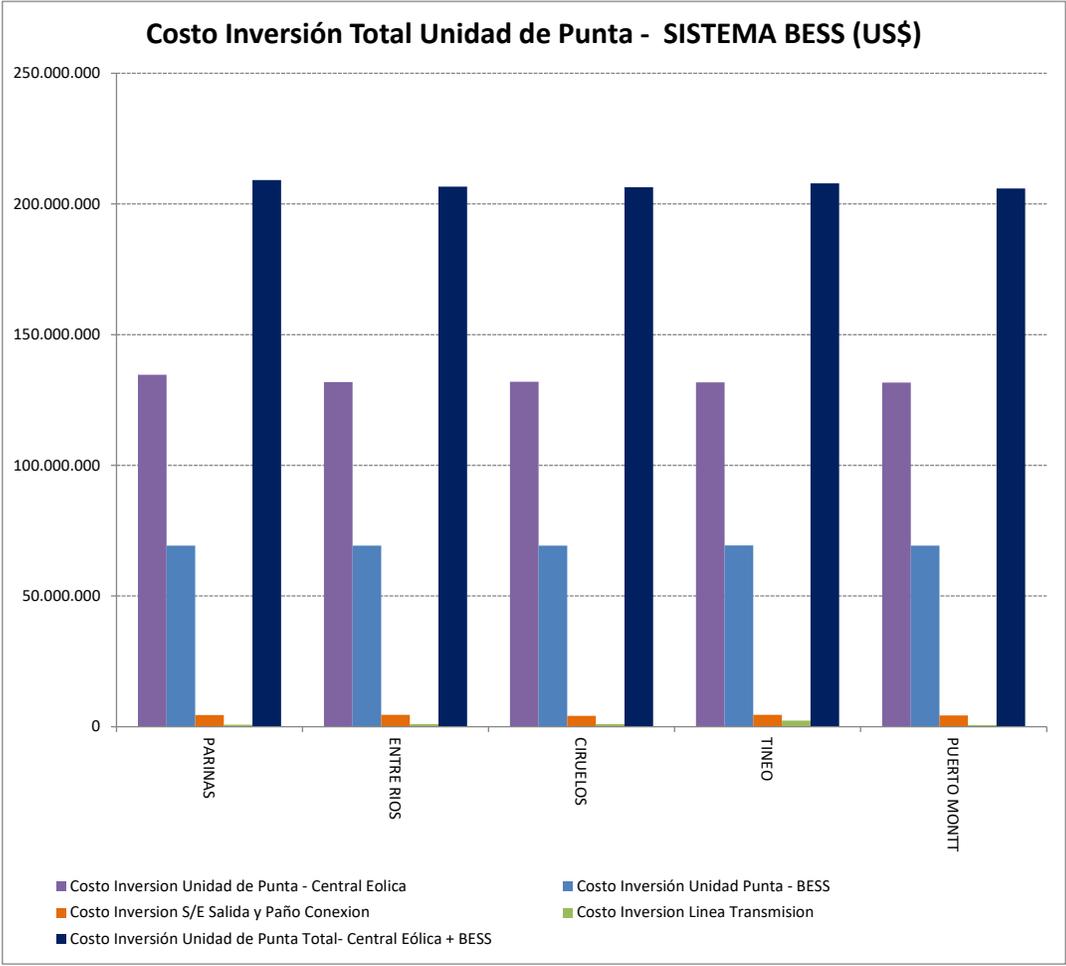
Las figuras siguientes muestran los valores de las tablas precedentes para los casos de la unidad de punta de un sistema híbrido compuesto por la tecnología del tipo aerogenerador onshore (parque eólico) con sistema de almacenamiento (BESS) instaladas en el SEN para tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW.

Figura 189. Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología aerogenerador onshore (parque eólico) con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 70 MW



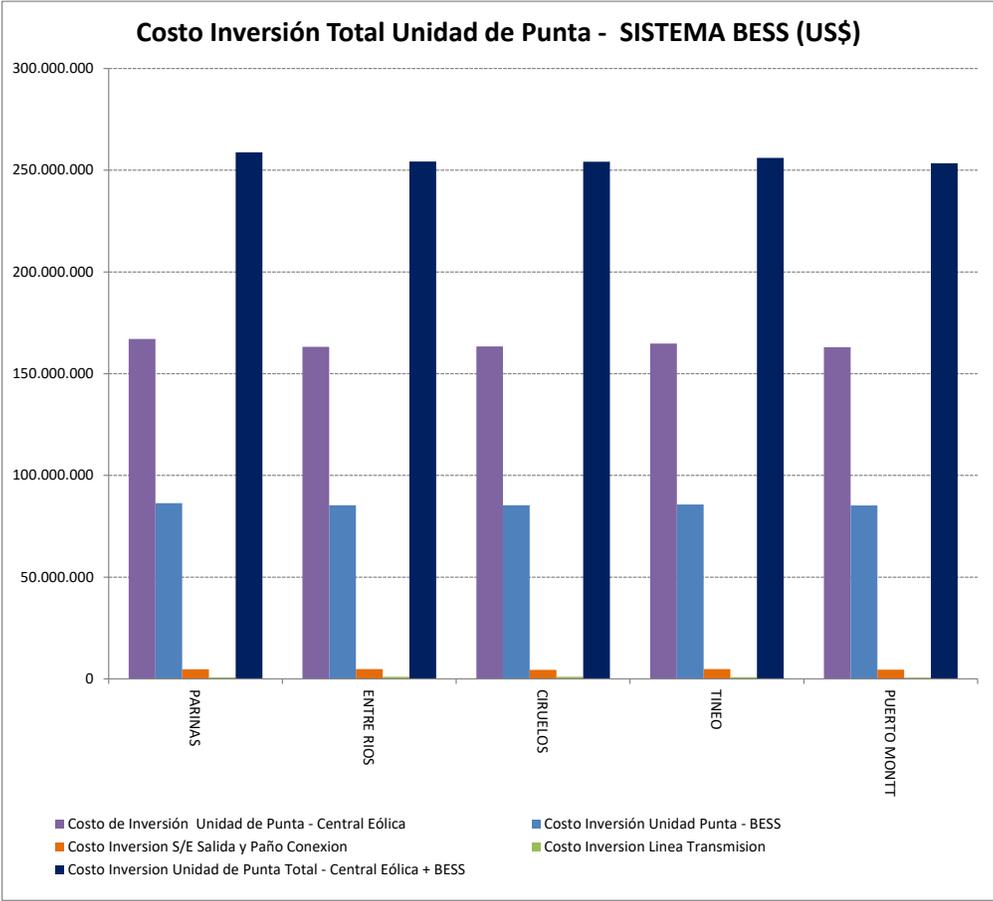
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta

Figura 190. Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología aerogenerador onshore (parque eólico) con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 120 MW



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 191. Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología aerogenerador onshore (parque eólico) con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 150 MW



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

13.1.6 Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 70 MW, 120 MW y 150 MW en el SEN – Tecnología Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías stand alone (BESS ST)

Las tablas siguientes muestran el resumen del cálculo del costo de inversión de la unidad de punta instalada en el SEN e interconectada en nivel de tensión de 220 kV, mediante la tecnología del tipo sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) stand alone, para tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW.

Tabla 86 Costo de Inversión Sistema BESS - Subestaciones del SEN - 70 MW

ITEM	DESCRIPCION	NUEVA LAGUNAS	KIMAL	MIRAJE	PARINAS	CUMBRES	ILLAPA	NUEVA CARDONES
1	SISTEMA BESS							
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS							
1.1.1	EQUIPAMIENTO SISTEMA BESS CIF	33.584.511	33.584.511	33.584.511	33.584.511	33.584.511	33.584.511	33.584.511
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	1.381.006	1.381.006	1.381.006	1.381.006	1.381.006	1.381.006	1.381.006
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE							
1.2.1	INFRAESTRUCTURA SISTEMA BESS	77.270	129.548	129.548	86.232	86.232	86.232	19.507
1.2.2	TRANSPORTE A SITIO	1.297.362	1.404.160	1.404.160	1.404.160	1.317.399	1.317.399	1.317.399
1.2.3	CONSTRUCCION Y MONTAJE	4.307.255	4.604.258	4.604.258	4.604.258	4.362.978	4.362.978	4.362.978
1.3	INGENIERIA	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SISTEMA BESS	3.604.477	3.644.430	3.644.388	3.640.514	3.613.859	3.613.030	3.607.412
	SUBTOTAL SISTEMA BESS	44.761.881	45.257.915	45.257.872	45.210.682	44.855.987	44.855.157	44.782.814
2	SUBESTACIONES							
2.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	1.661.244	1.682.266	1.683.097	1.755.463	1.667.557	1.661.244	1.661.244
2.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	855.297	861.514	861.760	883.160	857.164	855.297	1.116.846
2.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE							
2.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	582.812	632.993	632.993	630.913	592.186	592.186	562.382
2.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	753.649	812.043	812.179	818.377	790.472	790.900	528.518
2.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES	352.348	364.243	364.345	372.909	357.304	356.543	353.881
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	4.375.598	4.523.307	4.524.622	4.631.072	4.434.932	4.426.418	4.393.120
3	LINEA AEREA 220 kV							
3.1	SUMINISTRO	200.712	118.498	126.086	111.477	110.805	110.757	110.757
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION							
3.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	876.856	404.447	405.104	417.658	44.808	405.517	405.517
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	231.518	189.424	198.351	180.707	170.489	170.507	170.283
3.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION	119.972	67.713	69.216	67.489	33.903	65.492	65.477
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	1.489.860	840.885	859.560	838.135	420.809	813.076	812.837
4	GASTOS GENERALES PROPIETARIO - PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS							
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES	4.076.796	4.076.386	4.077.949	4.080.913	4.005.066	4.035.065	4.026.770
	TOTAL SISTEMA BESS [US\$]	50.627.339	50.622.107	50.642.055	50.679.889	49.711.727	50.094.651	49.988.771

Tabla 87 Costo de Inversión Sistema BESS - Subestaciones del SEN - 120 MW

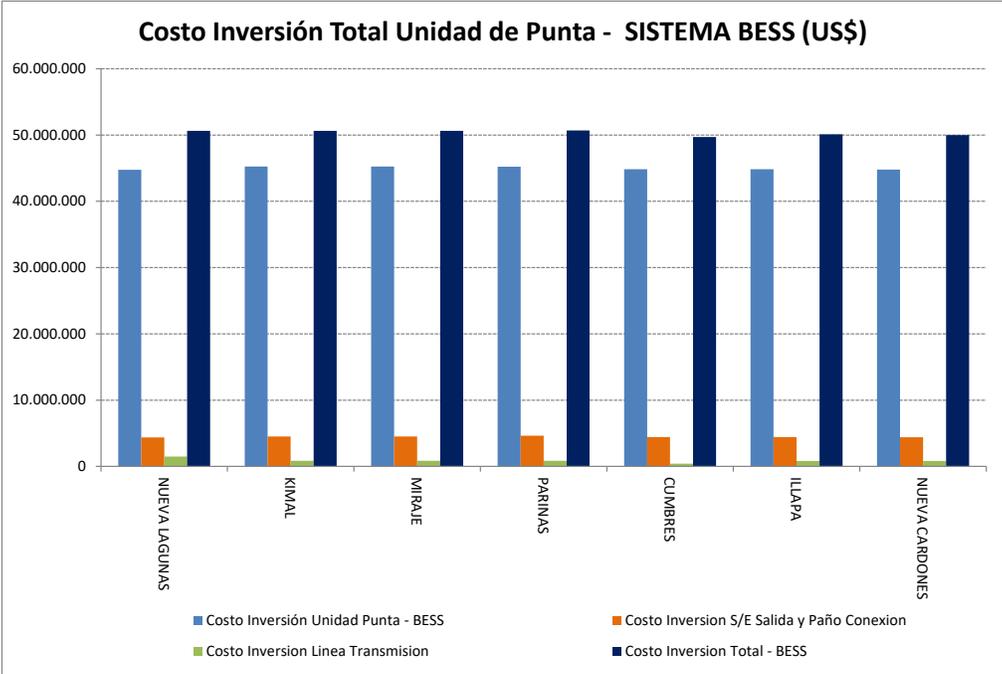
ITEM	DESCRIPCION	NUEVA LAGUNAS	KIMAL	MIRAJE	PARINAS	CUMBRES	ILLAPA	NUEVA CARDONES
1	SISTEMA BESS							
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS							
1.1.1	EQUIPAMIENTO SISTEMA BESS CIF	56.946.037	56.946.037	56.946.037	56.946.037	56.946.037	56.946.037	56.946.037
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	1.646.005	1.646.005	1.646.005	1.646.005	1.646.005	1.646.005	1.646.005
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE							
1.2.1	INFRAESTRUCTURA SISTEMA BESS	108.185	181.381	181.381	120.734	120.734	120.734	27.312
1.2.2	TRANSPORTE A SITIO	2.227.952	2.411.355	2.411.355	2.411.355	2.262.362	2.262.362	2.262.362
1.2.3	CONSTRUCCION Y MONTAJE	5.993.896	6.444.529	6.444.529	6.444.529	6.078.443	6.078.443	6.078.443
1.3	INGENIERIA	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SISTEMA BESS	5.842.656	5.903.775	5.903.748	5.898.445	5.855.294	5.854.766	5.846.814
	SUBTOTAL SISTEMA BESS	73.274.732	74.043.082	74.043.055	73.977.105	73.418.875	73.418.346	73.316.973
2	SUBESTACIONES							
2.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	1.926.891	1.951.988	1.952.980	2.039.374	1.934.428	1.926.891	1.926.891
2.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	855.297	861.514	861.760	883.160	857.164	855.297	1.116.846
2.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE							
2.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	574.297	576.807	576.807	574.727	574.727	574.727	545.713
2.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	633.179	629.860	629.984	635.627	657.615	658.030	425.717
2.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES	360.436	363.069	363.185	372.831	363.482	362.671	362.699
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	4.520.348	4.553.486	4.554.965	4.675.967	4.557.665	4.547.864	4.548.115
3	LINEA AEREA 220 kV							
3.1	SUMINISTRO	200.712	118.498	126.086	111.477	110.805	110.757	110.757
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION							
3.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	863.963	368.191	368.789	380.218	43.478	393.478	393.478
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	228.128	172.479	180.609	164.557	165.471	165.489	165.264
3.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION	117.283	62.380	63.794	62.127	32.980	63.304	63.286
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	1.470.889	782.351	800.081	779.183	413.538	793.831	793.589
4	GASTOS GENERALES PROPIETARIO - PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS							
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES	6.320.375	6.329.224	6.330.727	6.333.402	6.251.757	6.280.741	6.272.799
	TOTAL SISTEMA BESS [US\$]	79.265.969	79.378.919	79.398.101	79.432.255	78.390.077	78.760.041	78.658.676

Tabla 88 Costo de Inversión Sistema BESS - Subestaciones del SEN - 150 MW

ITEM	DESCRIPCION	NUEVA LAGUNAS	KIMAL	MIRAJE	PARINAS	CUMBRES	ILLAPA	NUEVA CARDONES
1	SISTEMA BESS							
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS							
1.1.1	EQUIPAMIENTO SISTEMA BESS CIF	70.849.374	70.849.374	70.849.374	70.849.374	70.849.374	70.849.374	70.849.374
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	1.843.386	1.843.386	1.843.386	1.843.386	1.843.386	1.843.386	1.843.386
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE							
1.2.1	INFRAESTRUCTURA SISTEMA BESS	125.333	210.131	210.131	139.871	139.871	139.871	31.641
1.2.2	TRANSPORTE A SITIO	2.790.443	3.020.150	3.020.150	3.020.150	2.833.540	2.833.540	2.833.540
1.2.3	CONSTRUCCION Y MONTAJE	7.010.125	7.521.197	7.521.197	7.521.197	7.106.011	7.106.011	7.106.011
1.3	INGENIERIA	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000
	PRORRATA GASTOS GENERALES-SISTEMA BESS	7.178.113	7.249.165	7.249.141	7.243.030	7.192.344	7.191.907	7.182.742
	SUBTOTAL SISTEMA BESS	90.306.774	91.203.403	91.203.379	91.127.009	90.474.526	90.474.089	90.356.694
2	SUBESTACIONES							
2.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	1.978.633	2.004.511	2.005.534	2.094.617	1.986.404	1.978.633	1.978.633
2.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	855.297	861.514	861.760	883.160	857.164	855.297	1.116.846
2.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE							
2.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	574.297	576.807	576.807	574.727	574.727	574.727	545.713
2.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	816.444	806.099	806.487	824.074	892.613	893.906	627.896
2.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES	379.499	381.581	381.723	392.599	386.998	386.254	383.373
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	4.774.418	4.800.760	4.802.559	4.939.426	4.868.155	4.859.065	4.822.709
3	LINEA AEREA 220 kV							
3.1	SUMINISTRO	243.507	130.756	138.868	123.399	122.503	122.439	122.439
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION							
3.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	863.963	368.191	368.789	380.218	43.478	393.478	393.478
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	234.338	178.688	187.341	170.244	171.158	171.175	170.951
3.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION	121.115	63.762	65.261	63.435	34.367	64.585	64.567
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	1.523.725	802.200	821.063	798.100	432.309	812.480	812.238
4	GASTOS GENERALES PROPIETARIO - PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS							
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES	7.678.726	7.694.508	7.696.124	7.699.065	7.613.709	7.642.746	7.630.682
	TOTAL SISTEMA BESS [US\$]	96.604.918	96.806.363	96.827.001	96.864.535	95.774.990	96.145.634	95.991.641

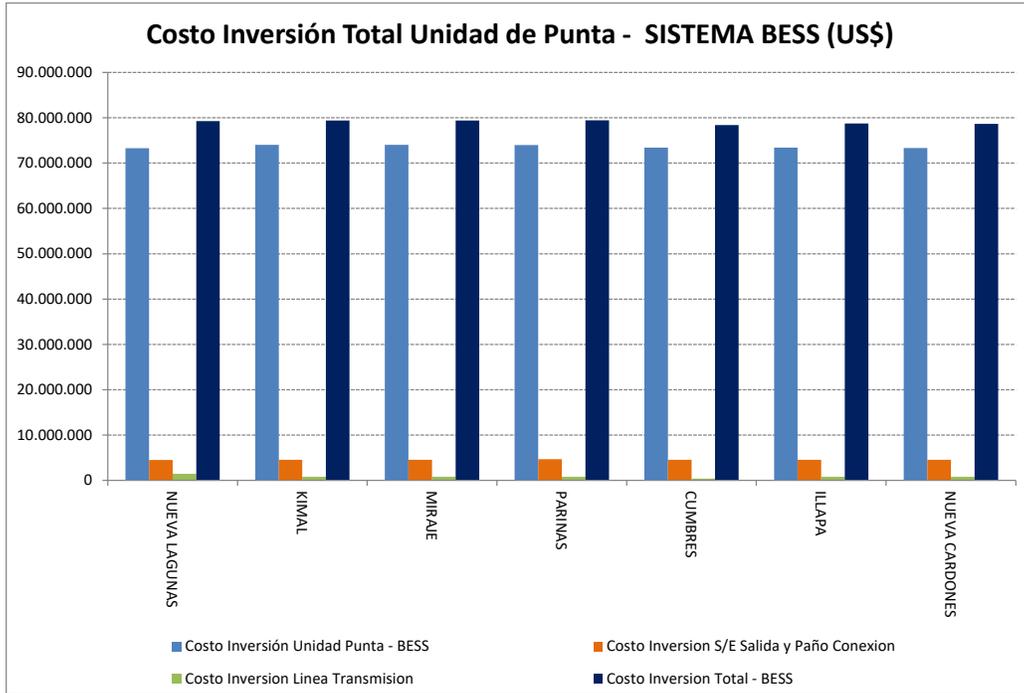
Las figuras siguientes muestran los valores de las tablas precedentes para los casos de la unidad de punta mediante la tecnología del tipo sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) stand alone, instaladas en el SEN para tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW.

Figura 192. Costo de Inversión Sistema BESS - subestaciones del SEN - 70 MW



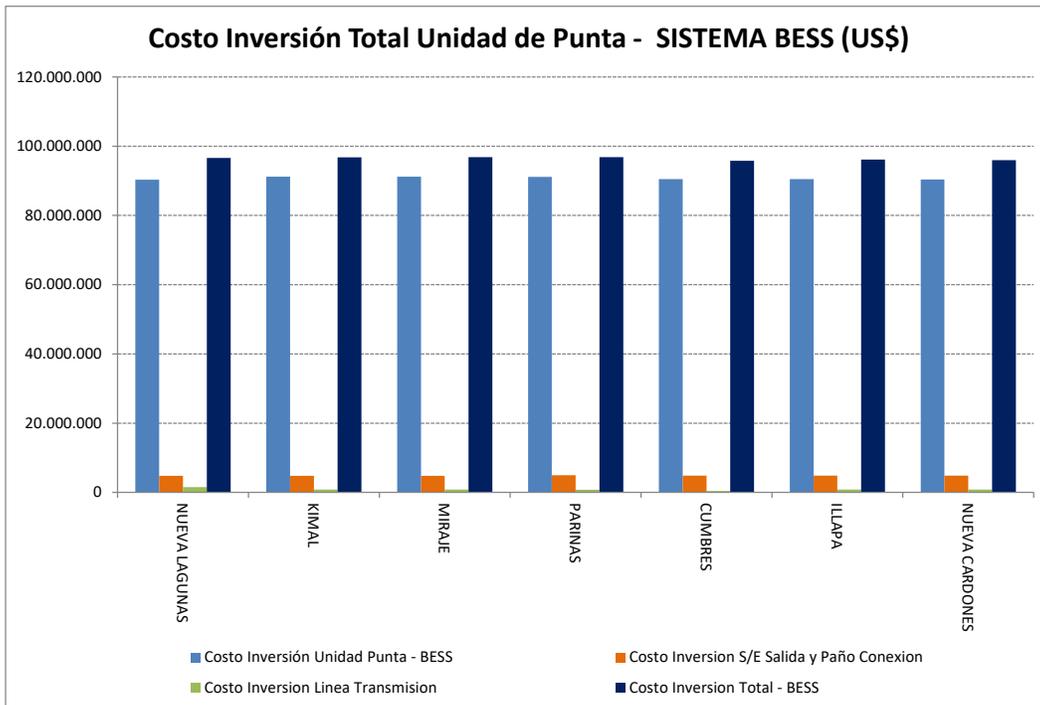
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta

Figura 193. Costo de Inversión Sistema BESS - subestaciones del SEN - 120 MW



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 194. Costo de Inversión Sistema BESS - subestaciones del SEN - 150 MW



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

13.1.7 Resultados de los costos de inversión (CAPEX) para las tecnologías del tipo turbinas a gas, sistemas híbridos conformados por una central solar fotovoltaica o un parque eólico, ambas con sistema BESS y sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) stand alone

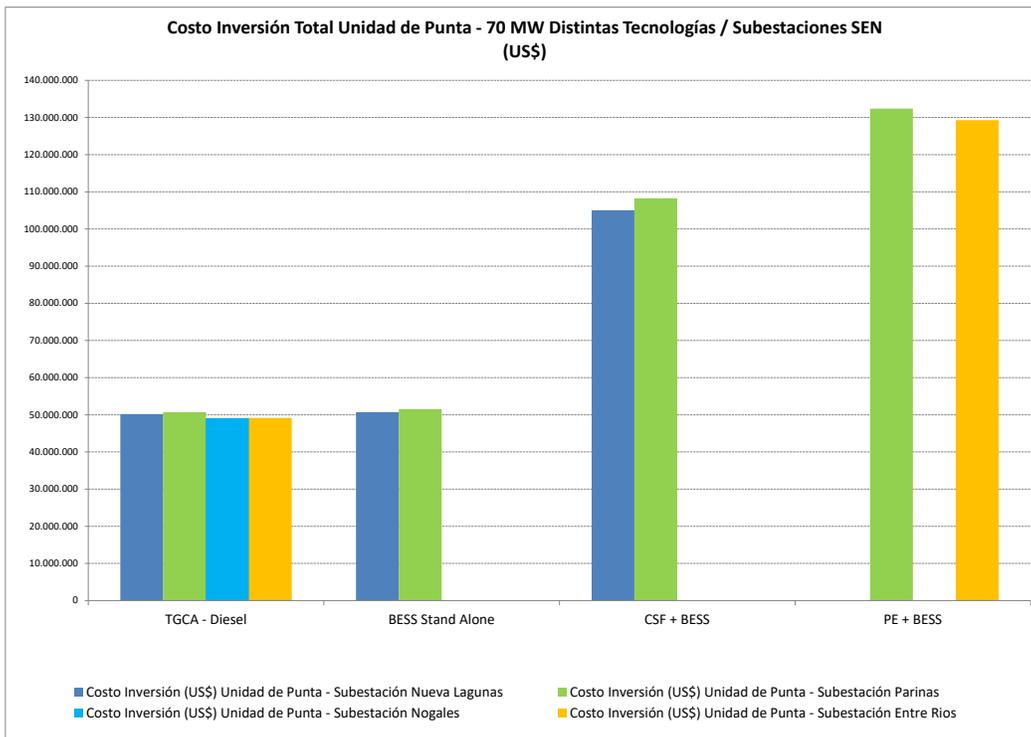
Los resultados de los costos de inversión (CAPEX) de las distintas tecnologías, tamaños y ubicaciones (Subestaciones del SEN) de la Unidad de Punta en el SEN que se muestran en la Figura 195 siguiente para un tamaño (potencia) de 70 MW y ubicaciones similares (subestaciones del SEN) se aprecia que para la tecnología del tipo turbina a gas en ciclo simple o abierto (TGCA) los valores son prácticamente similares y en algunos casos levemente inferiores a la tecnología del tipo sistema de almacenamiento de energía (SAE) mediante baterías (BESS). Por su parte, en las Figura 196 y Figura 197 siguientes, se produce una diferencia lo cual resulta en un menor costo de inversión (CAPEX) de la tecnología turbinas a gas en ciclo simple o abierto en relación a la tecnología del tipo sistema de almacenamiento de energía (SAE) mediante baterías (BESS) producto que para la tecnología del tipo TGCA aplica el concepto de economía de escala, es decir a mayor tamaño menor costo unitario de inversión por unidad de potencia (US\$/kW), situación que no ocurre en el sistema de almacenamiento de energía (SEA) mediante baterías.

Por su parte, para los tamaños eficientes de la Unidad de Punta determinados por el Consultor, es decir, 120 MW y 150 MW, los valores de los costos de inversión (CAPEX) de la tecnología del tipo TGCA son menores respecto de la tecnología del tipo SAE mediante baterías (BESS), lo cual se explica principalmente por las economías de escala que presenta la tecnología del tipo TGCA, es decir a mayor tamaño el costo unitario de inversión en US\$/kW se reduce de forma creciente. Asimismo, de las cotizaciones recibidas por el Consultor para la tecnología del tipo SAE mediante baterías (BESS) se evidencia que esta no presenta una relación de tipo economía de escala en la actualidad, dado principalmente por los distintos tamaños que se instalan los cuales se presentan de forma modular, siendo su principal ítem de costo el valor de las baterías, las cuales dependen directamente del insumo principal como puede ser el valor del Litio.

Adicionalmente, las tecnologías del tipo sistema híbridos conformados por un parque eólico (aerogeneradores onshore) o central solar fotovoltaica (paneles solares), ambas con un SAE mediante baterías (BESS) resultan en costos de inversión (CAPEX) con valores superiores a las dos tecnologías antes analizadas. Lo anterior, se verifica dado que el costo de inversión (CAPEX) que incluye entre otros el equipamiento principal, BOP eléctrico y de obras civiles, costos indirectos, costos de propietarios, otros costos como imprevistos, se incrementa de forma importante al considerar ambas tecnologías.

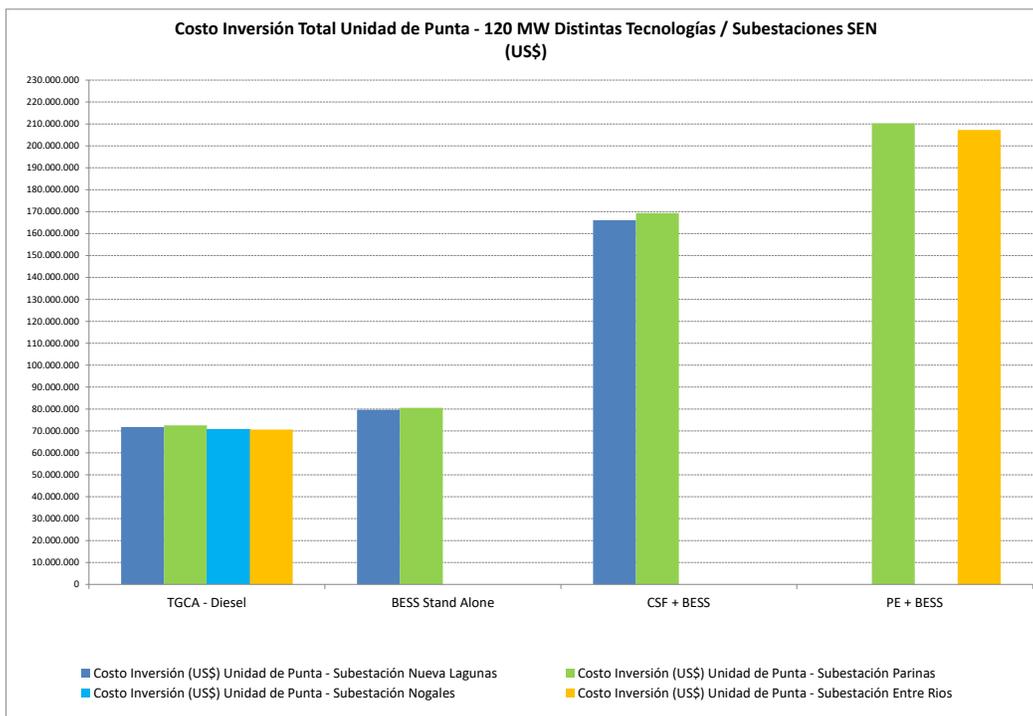
En la Figura 195, Figura 196 y Figura 197 siguientes se muestra un comparativo de costos de inversión para la Unidad de Punta de tamaño 70 MW, 120 MW y 150 MW respectivamente, de las distintas tecnologías en estudio y en cuatros subestaciones que representan la zona norte, centro y centro-sur del SEN.

Figura 195. Costo de Inversión Unidad de Punta 70 MW – Distintas tecnologías y subestaciones del SEN



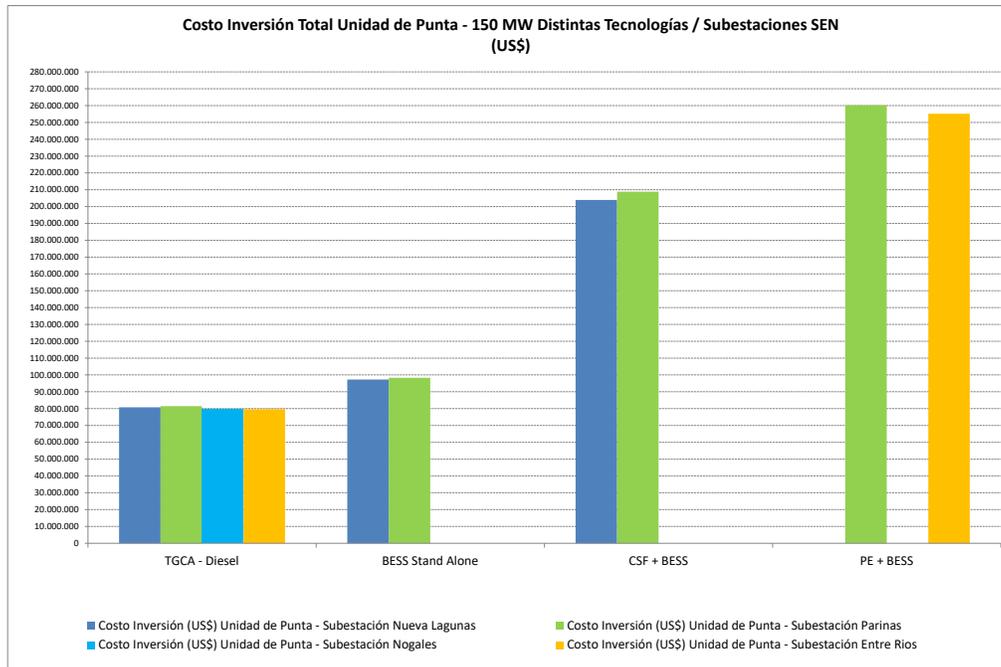
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 196. Costo de Inversión Unidad de Punta 120 MW – Distintas tecnologías y subestaciones del SEN



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 197. Costo de Inversión Unidad de Punta 150 MW – Distintas tecnologías y subestaciones del SEN



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

13.1.8 Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 3 MW y 15 MW en los Sistema Medianos - Tecnología del tipo turbina a gas en ciclo simple o abierto (TG CA)

Las tablas siguientes muestran el resumen del cálculo del costo de inversión de la Unidad de Punta mediante la tecnología del tipo turbina a gas en ciclo simple o abierto de tamaños 3 MW y 15 MW en los SSMM.

Tabla 89 Costo de Inversión turbinas a gas - Sistema Mediano Puerto Natales – 3 MW

ITEM	DESCRIPCION	PUERTO NATALES
1	CENTRAL GENERADORA	
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS	
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	2.095.826
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	26.217
1.1.3	SUMINISTRO DE GAS	
1.1.3.1	GASODUCTO	64.150
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	23.500
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	8.602
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	138.820
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE	
1.2.1.	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	235.541
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	796.302
1.3	INGENIERIA	35.000
1.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA	285.898
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL	3.709.857
2	SUBESTACIONES	
2.1	EQUIPAMIENTO SUBESTACION	13.386
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE	
2.2.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	8.012
2.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	46.881
2.3	INGENIERIA	148
2.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-SUBESTACIONES	5.714
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO DUAL)	74.139
3	LINEA CONEXION MT	
3.1	SUMINISTRO	6.154
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	
3.2.1.	INFRAESTRUCTURA LINEA	5.659
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	25.374
3.3	INGENIERIA	148
3.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-LINEA DE TRANSMISION	3.117
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DUAL)	40.452
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL [US\$]	3.824.448

Tabla 90 Costo de Inversión turbinas a gas - Sistema Mediano Punta Arenas – 15 MW

ITEM	DESCRIPCION	TRES PUENTES
1	CENTRAL GENERADORA	
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS	
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	10.464.800
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	82.000
1.1.3	SUMINISTRO DE GAS	
1.1.3.1	GASODUCTO	120.800
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	35.500
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	8.602
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	141.130
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE	
1.2.1.	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	581.640
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	1.635.877
1.3	INGENIERIA	150.139
1.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA	1.020.981
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL	14.241.469
2	SUBESTACIONES	
2.1	EQUIPAMIENTO SUBESTACION	78.250
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE	
2.2.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	19.734
2.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	50.404
2.3	INGENIERIA	9.716
2.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-SUBESTACIONES	12.210
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO DUAL)	170.314
3	LINEA CONEXION MT	
3.1	SUMINISTRO	19.420
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	
3.2.1.	INFRAESTRUCTURA LINEA	13.668
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	46.417
3.3	INGENIERIA	11.779
3.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-LINEA DE TRANSMISION	7.050
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DUAL)	98.334
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL [US\$]	14.510.117

13.1.9 Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 1,8 MW - 3,0 MW y 5,0 MW en los Sistema Medianos - Tecnología del tipo grupo motor – generador en base a gas natural (GMG - GN)

Las tablas siguientes muestran el resumen del cálculo del costo de inversión de la Unidad de Punta mediante la tecnología del tipo grupo motor – generador en base a gas natural de tamaños 1,8 MW, 3,0 MW y 5,0 MW en los SSMM.

Tabla 91 Costo de Inversión grupo motor – generador en base a gas natural - Sistema Mediano Porvenir – 1,8 MW

ITEM	DESCRIPCION	PORVENIR
1	CENTRAL GENERADORA	
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS	
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	928.365
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	0
1.1.3	SUMINISTRO DE GAS	
1.1.3.1	GASODUCTO	28.100
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	11.000
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	1.863
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	83.050
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE	
1.2.1.	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	177.021
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	668.313
1.3	INGENIERIA	20.000
1.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA	167.081
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	2.084.794
2	SUBESTACIONES	
2.1	EQUIPAMIENTO SUBESTACION	66.794
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE	
2.2.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	6.609
2.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	41.588
2.3	INGENIERIA	2.919
2.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-SUBESTACIONES	10.273
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	128.183
3	LINEA CONEXION MT	
3.1	SUMINISTRO	6.034
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	
3.2.1.	INFRAESTRUCTURA LINEA	8.470
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	8.201
3.3	INGENIERIA	3.503
3.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-LINEA DE TRANSMISION	2.283
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	28.491
4	GASTOS GENERALES PROPIETARIO (CALCULO INTERNO PARA PRORRATAS)	
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES	179.637
	TOTAL CENTRAL GENERADORA [US\$]	2.241.468

Tabla 92 Costo de Inversión grupo motor – generador en base a gas natural- Sistema Mediano Puerto Natales – 3,0 MW

ITEM	DESCRIPCION	PUERTO NATALES
1	CENTRAL GENERADORA	
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS	
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	1.727.139
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	0
1.1.3	SUMINISTRO DE GAS	
1.1.3.1	GASODUCTO	28.100
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	23.500
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	3.370
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	138.820
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE	
1.2.1.	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	235.541
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	877.926
1.3	INGENIERIA	50.000
1.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA	254.896
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	3.339.293
2	SUBESTACIONES	
2.1	EQUIPAMIENTO SUBESTACION	88.386
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE	
2.2.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	6.609
2.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	46.194
2.3	INGENIERIA	2.919
2.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-SUBESTACIONES	11.909
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	156.017
3	LINEA CONEXION MT	
3.1	SUMINISTRO	6.154
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	
3.2.1.	INFRAESTRUCTURA LINEA	8.470
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	25.374
3.3	INGENIERIA	3.503
3.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-LINEA DE TRANSMISION	3.595
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	47.096
4	GASTOS GENERALES PROPIETARIO (CALCULO INTERNO PARA PRORRATAS)	
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES	270.400
	TOTAL CENTRAL GENERADORA [US\$]	3.542.405

13.1.10 Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 0,3 MW – 0,4 MW – 0,8 MW – 0,9 MW – 1,0 MW – 1,8 MW y 3,0 MW en los Sistema Medianos - Tecnología del tipo grupo motor – generador en base a petróleo diésel (GMG - PD)

Las tablas siguientes muestran el resumen del cálculo del costo de inversión de la Unidad de Punta mediante la tecnología del tipo grupo motor – generador en base a petróleo diésel de tamaños 0,3 MW, 0,4 MW, 0,8 MW, 0,9 MW, 1,0 MW, 1,8 MW y 3,0 MW en los SSMM.

Tabla 93 Costo de Inversión grupo motor – generador en base a petróleo diésel - Sistema Mediano Puerto Cisnes – 0,3 MW

ITEM	DESCRIPCION	PUERTO CISNES
1	CENTRAL GENERADORA	
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS	
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	133.702
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	5.762
1.1.3		
1.1.3.1		
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	11.000
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	3.105
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	74.272
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE	
1.2.1.	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	64.820
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	139.824
1.3	INGENIERIA	20.000
1.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA	53.260
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	505.745
2	SUBESTACIONES	
2.1	EQUIPAMIENTO SUBESTACION	34.123
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE	
2.2.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	7.993
2.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	38.702
2.3	INGENIERIA	2.427
2.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-SUBESTACIONES	9.798
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	93.043
3	LINEA CONEXION MT	
3.1	SUMINISTRO	10.192
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	
3.2.1.	INFRAESTRUCTURA LINEA	7.799
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	29.016
3.3	INGENIERIA	2.662
3.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-LINEA DE TRANSMISION	5.846
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	55.516
	TOTAL CENTRAL GENERADORA [US\$]	654.305

Tabla 94 Costo de Inversión grupo motor – generador en base a petróleo diésel - Sistema Mediano Puerto Williams – 0,4 MW

ITEM	DESCRIPCION	PUERTO WILLIAMS
1	CENTRAL GENERADORA	
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS	
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	178.835
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	5.762
1.1.3		
1.1.3.1		
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	11.000
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	3.105
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	74.272
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE	
1.2.1.	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	76.629
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	140.957
1.3	INGENIERIA	20.000
1.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA	58.129
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	568.690
2	SUBESTACIONES	
2.1	EQUIPAMIENTO SUBESTACION	34.123
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE	
2.2.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	7.831
2.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	39.007
2.3	INGENIERIA	2.219
2.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-SUBESTACIONES	9.470
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	92.650
3	LINEA CONEXION MT	
3.1	SUMINISTRO	10.192
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	
3.2.1.	INFRAESTRUCTURA LINEA	7.603
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	29.245
3.3	INGENIERIA	2.662
3.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-LINEA DE TRANSMISION	5.659
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	55.362
	TOTAL CENTRAL GENERADORA [US\$]	716.701

Tabla 95 Costo de Inversión grupo motor – generador en base a petróleo diésel - Sistema Mediano Puerto Aysén – 0,8 MW

ITEM	DESCRIPCION	CHACABUCO	TEHUELICHE
1	CENTRAL GENERADORA		
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS		
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	426.088	426.088
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	8.734	8.734
1.1.3			
1.1.3.1			
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	11.000	11.000
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	3.487	3.487
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	79.750	79.750
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE		
1.2.1.	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	102.081	111.754
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	200.751	205.635
1.3	INGENIERIA	20.000	20.000
1.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA	85.579	86.559
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	937.469	953.007
2	SUBESTACIONES		
2.1	EQUIPAMIENTO SUBESTACION	36.123	36.123
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE		
2.2.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	5.899	6.458
2.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	37.691	41.263
2.3	INGENIERIA	2.811	2.811
2.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-SUBESTACIONES	8.290	8.657
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	90.814	95.312
3	LINEA CONEXION MT		
3.1	SUMINISTRO	10.192	10.192
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION		
3.2.1.	INFRAESTRUCTURA LINEA	7.555	8.271
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	26.505	29.016
3.3	INGENIERIA	3.374	3.374
3.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-LINEA DE TRANSMISION	4.784	5.080
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	52.410	55.933
	TOTAL CENTRAL GENERADORA [US\$]	1.080.693	1.104.253

Tabla 96 Costo de Inversión grupo motor – generador en base a petróleo diésel - Sistema Mediano
Hornopirén – 0,9 MW

ITEM	DESCRIPCION	HORNOPIREN
1	CENTRAL GENERADORA	
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS	
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	599.758
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	1.142
1.1.3		
1.1.3.1		
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	11.000
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	3.487
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	80.410
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE	
1.2.1.	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	108.998
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	191.208
1.3	INGENIERIA	20.000
1.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA	98.244
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	1.114.247
2	SUBESTACIONES	
2.1	EQUIPAMIENTO SUBESTACION	41.123
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE	
2.2.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	6.048
2.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	38.052
2.3	INGENIERIA	2.988
2.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-SUBESTACIONES	8.530
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	96.740
3	LINEA CONEXION MT	
3.1	SUMINISTRO	10.192
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	
3.2.1.	INFRAESTRUCTURA LINEA	7.753
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	26.505
3.3	INGENIERIA	3.585
3.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-LINEA DE TRANSMISION	4.645
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	52.680
	TOTAL CENTRAL GENERADORA [US\$]	1.263.667

Tabla 97 Costo de Inversión grupo motor – generador en base a petróleo diésel - Sistemas Medianos de Cochamó, Chile Chico y Palena – 1,0 MW

ITEM	DESCRIPCION	COCHAMO	CHILE CHICO	PALENA
1	CENTRAL GENERADORA			
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS			
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	776.639	776.639	776.639
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	7.556	7.556	7.556
1.1.3				
1.1.3.1				
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	11.000	11.000	11.000
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	3.487	3.487	3.487
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	81.400	81.400	81.400
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE			
1.2.1	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	115.586	126.539	115.586
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	200.377	243.625	210.258
1.3	INGENIERIA	20.000	20.000	20.000
1.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA	113.703	117.747	114.765
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	1.329.748	1.387.993	1.340.691
2	SUBESTACIONES			
2.1	EQUIPAMIENTO SUBESTACION	41.123	41.123	41.123
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE			
2.2.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	7.889	8.637	7.889
2.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	35.352	38.702	35.352
2.3	INGENIERIA	2.907	2.907	2.907
2.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-SUBESTACIONES	8.160	8.470	8.170
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	95.431	99.838	95.441
3	LINEA CONEXION MT			
3.1	SUMINISTRO	10.192	10.192	6.958
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION			
3.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	7.663	8.389	7.663
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	26.505	29.016	11.671
3.3	INGENIERIA	3.489	3.489	3.489
3.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-LINEA DE TRANSMISION	4.474	4.735	2.788
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	52.322	55.821	32.568
	TOTAL CENTRAL GENERADORA [US\$]	1.477.501	1.543.652	1.468.700

Tabla 98 Costo de Inversión grupo motor – generador en base a petróleo diésel - Sistema Mediano Porvenir
– 1,8 MW

ITEM	DESCRIPCION	PORVENIR
1	CENTRAL GENERADORA	
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS	
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	1.114.437
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	18.180
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	11.000
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	1.863
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	83.050
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE	
1.2.1.	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	177.021
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	284.746
1.3	INGENIERIA	20.000
1.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA	151.004
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	1.861.302
2	SUBESTACIONES	
2.1	EQUIPAMIENTO SUBESTACION	66.794
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE	
2.2.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	6.888
2.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	41.588
2.3	INGENIERIA	3.226
2.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-SUBESTACIONES	10.462
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	128.958
3	LINEA CONEXION MT	
3.1	SUMINISTRO	10.192
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	
3.2.1.	INFRAESTRUCTURA LINEA	8.849
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	29.245
3.3	INGENIERIA	3.871
3.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-LINEA DE TRANSMISION	4.605
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	56.761
	TOTAL CENTRAL GENERADORA [US\$]	2.047.020

Tabla 99 Costo de Inversión grupo motor – generador en base a petróleo diésel - Sistema Mediano Puerto Natales – 3,0 MW

ITEM	DESCRIPCION	PUERTO NATALES
1	CENTRAL GENERADORA	
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS	
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	2.267.763
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	26.217
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	23.500
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	3.370
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	138.820
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE	
1.2.1.	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	235.541
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	828.618
1.3	INGENIERIA	50.000
1.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA	291.611
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	3.865.441
2	SUBESTACIONES	
2.1	EQUIPAMIENTO SUBESTACION	88.386
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE	
2.2.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	7.330
2.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	46.194
2.3	INGENIERIA	3.701
2.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-SUBESTACIONES	11.881
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	157.492
3	LINEA CONEXION MT	
3.1	SUMINISTRO	10.312
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	
3.2.1.	INFRAESTRUCTURA LINEA	9.436
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	46.417
3.3	INGENIERIA	4.441
3.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-LINEA DE TRANSMISION	5.761
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	76.368
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES	
	TOTAL CENTRAL GENERADORA [US\$]	4.099.300

13.1.11 Resumen de costos de inversión y costos fijos de operación por tecnología, tamaño y ubicación de la Unidad de Punta en el SEN y los SSMM

Finalmente, en las siguientes tablas expuestas en el presente punto, se muestra el resumen de los costos unitarios de inversión (US\$/kW) y costos fijos unitarios de operación (US\$/kW) por tecnología, tamaño y ubicación de la Unidad de Punta en el SEN.

Asimismo, en la Tabla 103 y Tabla 104 se muestra el resumen de los costos unitarios de inversión (US\$/kW) y costos fijos unitarios de operación (US\$/kW) por tecnología, tamaño y ubicación de la Unidad de Punta en los Sistemas Medianos.

Tabla 100 Resumen costos unitarios de inversión (US\$/kW) y costos fijos unitarios de operación (US\$/kW) por tecnología, tamaño y ubicación en el SEN

TECNOLOGÍA	COMBUSTIBLE RECURSO PRIMARIO TECNOLOGÍA	SUBESTACIÓN →	RONCACHO 220 KV		CONDOR 220 KV		NUEVA POZO ALMONTE 220 KV		NUEVA LAGUNA 220 KV		KIMAL 220 KV		MIRAJE 220 KV		KAPATUR 220 KV	
			TAMAÑO ↓	CI (USD/KW)	CFO (USD/KW)	CI (USD/KW)	CFO (USD/KW)	CI (USD/KW)	CFO (USD/KW)	CI (USD/KW)	CFO (USD/KW)	CI (USD/KW)	CFO (USD/KW)	CI (USD/KW)	CFO (USD/KW)	CI (USD/KW)
TG CA	DIESEL	70	704,01	1,21	692,76	1,39	726,62	1,36	726,65	1,41	773,35	1,62	775,47	1,62	669,99	1,39
		120	609,95	0,71	598,35	0,81	627,80	0,79	627,61	0,82	666,08	0,94	667,90	0,95	576,97	0,81
		150	552,39	0,57	542,49	0,65	569,31	0,64	569,10	0,66	603,55	0,75	605,20	0,76	522,75	0,65
	GAS NATURAL	70	-	-	-	-	-	-	-	-	717,39	1,54	729,86	1,54	620,08	1,32
		120	-	-	-	-	-	-	-	-	622,87	0,90	621,71	0,90	537,99	0,77
		150	-	-	-	-	-	-	-	-	568,42	0,72	566,55	0,72	490,23	0,62
	DUAL	70	-	-	-	-	-	-	-	-	758,50	1,57	771,07	1,57	655,67	1,35
		120	-	-	-	-	-	-	-	-	653,87	0,91	652,79	0,92	564,82	0,79
		150	-	-	-	-	-	-	-	-	596,81	0,73	595,01	0,73	514,80	0,63
SH CSF + BESS	RADIACIÓN SOLAR	70	1.390,78	1,90	1.419,13	1,98	1.460,87	2,00	1.419,23	1,98	1.461,45	2,10	1.461,45	2,10	1.462,15	2,10
		120	1.306,32	1,59	1.327,64	1,64	1.327,69	1,64	1.327,71	1,64	1.358,69	1,71	1.358,69	1,71	1.358,68	1,71
		150	1.286,14	1,50	1.310,84	1,54	1.310,87	1,54	1.310,89	1,54	1.346,77	1,60	1.346,77	1,60	1.346,75	1,60
SH PE + BESS	VIENTO	70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		120	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		150	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BESS STAND ALONE	CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICO VERTIMIENTO	70	-	-	-	-	-	-	639,45	0,64	646,52	0,70	646,52	0,70	-	-
		120	-	-	-	-	-	-	610,62	0,45	617,01	0,49	617,01	0,49	-	-
		150	-	-	-	-	-	-	602,04	0,40	608,01	0,43	608,01	0,43	-	-

CI (USD/kW) : Costo Unitario (USD/kW) Inversión

CFO (USD/kW) : Costo Fijo (USD/kW) Operación

TG CA: Turbina a gas en ciclo simple o abierto

DUAL: Diesel / Gas Natural

SH CSF + BESS: Sistema híbrido Central Solar Fotovoltaica más Sistema BESS

SH PE + BESS: Sistema Híbrido Parque Eólico más Sistema BESS

BESS STAND ALONE: Sistema de Almacenamiento de Energía Mediante Baterías (BESS) Stand Alone

Tabla 101 Resumen costos unitarios de inversión (US\$/kW) y costos fijos unitarios de operación (US\$/kW) por tecnología, tamaño y ubicación en el SEN

TECNOLOGÍA	COMBUSTIBLE RECURSO PRIMARIO TECNOLOGÍA	SUBESTACIÓN →	PARINAS 220 KV		CUMBRES 220 KV		ILLAPA 220 KV		NUEVA CARDONES 220 KV		NUEVA MAITENCILLO 220 KV		NUEVA PAN DE AZÚCAR 220 KV		NOGALES 220 KV		
		TAMAÑO ↓	CI (USD/KW)	CFO (USD/KW)	CI (USD/KW)	CFO (USD/KW)	CI (USD/KW)	CFO (USD/KW)	CI (USD/KW)	CFO (USD/KW)	CI (USD/KW)	CFO (USD/KW)	CI (USD/KW)	CFO (USD/KW)	CI (USD/KW)	CFO (USD/KW)	
TG CA	DIESEL	70	853,80	1,78	738,98	1,41	714,63	1,37	704,20	1,35	668,22	1,28	650,94	1,12	648,66	1,15	
		120	734,97	1,04	637,89	0,82	616,93	0,80	608,27	0,79	577,19	0,75	562,28	0,65	561,05	0,67	
		150	666,10	0,83	578,35	0,66	559,34	0,64	551,55	0,63	523,37	0,60	509,96	0,52	508,95	0,54	
	GAS NATURAL	70	904,52	1,72	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	654,96	1,11
		120	783,89	1,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	569,29	0,65
		150	791,80	0,80	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	522,71	0,52
	DUAL	70	949,86	1,75	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	688,55	1,13
		120	818,08	1,02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	594,70	0,66
		150	823,11	0,82	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	546,03	0,53
SH CSF + BESS	RADIACIÓN SOLAR	70	1.460,87	2,10	1.426,93	2,00	1.427,15	2,01	1.426,09	2,01	1.426,30	2,01	-	-	-	-	
		120	1.358,76	1,71	1.333,40	1,65	1.333,52	1,65	1.333,52	1,65	1.333,64	1,65	-	-	-	-	
		150	1.346,84	1,60	1.317,55	1,55	1.317,65	1,55	1.317,63	1,55	1.317,73	1,23	-	-	-	-	
SH PE + BESS	VIENTO	70	1.805,96	1,65	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		120	1.700,09	1,25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		150	1.689,57	1,14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
BESS STAND ALONE	CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICO VERTIMIENTO	70	645,84	0,70	640,78	0,65	640,77	0,65	639,73	0,65	-	-	-	-	-	-	
		120	616,46	0,49	611,81	0,46	611,81	0,46	610,96	0,46	-	-	-	-	-	-	
		150	607,50	0,43	603,15	0,41	603,15	0,41	602,37	0,41	-	-	-	-	-	-	

CI (USD/kW) : Costo Unitario (USD/kW) Inversión

CFO (USD/kW) : Costo Fijo (USD/kW) Operación

TG CA: Turbina a gas en ciclo simple o abierto

DUAL: Diesel / Gas Natural

SH CSF + BESS: Sistema híbrido Central Solar Fotovoltaica más Sistema BESS

SH PE + BESS: Sistema Híbrido Parque Eólico más Sistema BESS

BESS STAND ALONE: Sistema de Almacenamiento de Energía Mediante Baterías (BESS) Stand Alone

Tabla 102 Resumen costos unitarios de inversión (US\$/kW) y costos fijos unitarios de operación (US\$/kW) por tecnología, tamaño y ubicación en el SEN

TECNOLOGÍA	COMBUSTIBLE RECURSO PRIMARIO TECNOLOGÍA	SUBESTACIÓN →	LO AGUIRRE 220 KV		CANDELARIA 220 KV		ENTRE RÍOS 220 KV		CIRUELOS 220 KV		TINEO 220 KV		PUERTO MONTT 220 KV	
			TAMAÑO ↓	CI (USD/KW)	CFO (USD/KW)	CI (USD/KW)	CFO (USD/KW)	CI (USD/KW)	CFO (USD/KW)	CI (USD/KW)	CFO (USD/KW)	CI (USD/KW)	CFO (USD/KW)	CI (USD/KW)
TG CA	DIESEL	70	688,31	1,50	685,61	1,17	647,12	1,16	634,77	1,15	639,47	1,14	639,04	1,14
		120	593,38	0,87	593,44	0,68	559,71	0,68	548,92	0,67	552,78	0,66	551,99	0,67
		150	537,76	0,70	538,45	0,55	507,72	0,54	497,90	0,54	501,39	0,53	501,05	0,53
	GAS NATURAL	70	651,25	1,43	635,70	1,11	620,98	1,10	-	-	-	-	-	-
		120	561,04	0,83	554,28	0,65	540,43	0,64	-	-	-	-	-	-
		150	513,72	0,67	506,17	0,52	494,68	0,52	-	-	-	-	-	-
	DUAL	70	687,65	1,45	670,99	1,13	654,57	1,13	-	-	-	-	-	-
		120	588,51	0,85	580,99	0,66	565,84	0,66	-	-	-	-	-	-
		150	538,88	0,68	530,68	0,53	517,98	0,53	-	-	-	-	-	-
SH CSF + BESS	RADIACIÓN SOLAR	70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		120	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		150	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SH PE + BESS	VIENTO	70	-	-	-	-	1.766,67	1,50	1.768,81	1,50	1.766,49	1,49	1.766,16	1,49
		120	-	-	-	-	1.676,36	1,16	1.677,68	1,16	1.675,49	1,15	1.675,28	1,15
		150	-	-	-	-	1.656,78	1,07	1.658,69	1,07	1.670,26	1,07	1.655,40	1,06
BESS STAND ALONE	CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICO VERTIMIENTO	70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		120	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		150	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

CI (USD/kW) : Costo Unitario (USD/kW) Inversión

CFO (USD/kW) : Costo Fijo (USD/kW) Operación

TG CA: Turbina a gas en ciclo simple o abierto

DUAL: Diesel / Gas Natural

SH CSF + BESS: Sistema híbrido Central Solar Fotovoltaica más Sistema BESS

SH PE + BESS: Sistema Híbrido Parque Eólico más Sistema BESS

BESS STAND ALONE: Sistema de Almacenamiento de Energía Mediante Baterías (BESS) Stand Alone

Tabla 103 Resumen costos unitarios de inversión (US\$/kW) y costos fijos unitarios de operación (US\$/kW) por tecnología, tamaño y ubicación en los Sistemas Medianos

COSTOS UNITARIOS INVERSIÓN (CUI) Y COSTOS FIJOS UNITARIOS DE OPERACIÓN (CFUO) (USD/KW) - SISTEMAS MEDIANOS

TECNOLOGÍA	COMBUSTIBLE RECURSO PRIMARIO	SISTEMA MEDIANO →													
		TAMAÑO (MW) ↓	PUNTA ARENAS		PUERTO NATALES		PORVENIR		PUERTO WILLIAMS		AYSEN (TEHUELCHE)		AYSEN (CHACABUCO)		
			CUI USD/KW	CFUO USD/KW	CUI USD/KW	CFUO USD/KW	CUI USD/KW	CFUO USD/KW	CUI USD/KW	CFUO USD/KW	CUI USD/KW	CFUO USD/KW	CUI USD/KW	CFUO USD/KW	
TGCA	DUAL	3,0	-	-	1.213,46	1,49	-	-	-	-	-	-	-	-	
		15,0	932,07	0,34	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
GMG	DIESEL	0,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		0,4	-	-	-	-	-	-	1.425,23	8,00	-	-	-	-	
		0,8	-	-	-	-	-	-	-	-	1.227,48	4,13	1.172,53	4,01	
		0,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		1,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		1,8	-	-	-	-	1.036,61	1,80	-	-	-	-	-	-	
		3,0	-	-	1.294,34	1,10	-	-	-	-	-	-	-	-	
		3,0	-	-	-	-	1.161,07	1,80	-	-	-	-	-	-	
	GAS NATURAL	1,8	-	-	-	-	1.161,07	1,80	-	-	-	-	-	-	
		3,0	-	-	1.118,16	1,10	-	-	-	-	-	-	-	-	
ERNC PE + BESS	VIENTO	PE 12,4 MW BESS 15 MW	1.903,54	2,53	-	-	-	-	-	-	-	-	-		

CUI (USD/kW) : Costo Unitario Inversión (USD/kW)

CFUO (USD/kW) : Costo Fijo Operación (USD/kW)

TG CA: Turbina a gas en ciclo simple o abierto

GMG: Grupo Motor - Generador

DUAL: Diesel / Gas Natural

ERNC PE + BESS: Sistema Híbrido conformado por un Parque Eólico con sistema de almacenamiento de energía, mediante baterías (BESS)

Tabla 104 Resumen costos unitarios de inversión (US\$/kW) y costos fijos unitarios de operación (US\$/kW) por tecnología, tamaño y ubicación en los Sistemas Medianos

COSTOS UNITARIOS INVERSIÓN (CUI) Y COSTOS FIJOS UNITARIOS DE OPERACIÓN (CFUO) (USD/KW) - SISTEMAS MEDIANOS

TECNOLOGÍA	COMBUSTIBLE RECURSO PRIMARIO	GENERAL CARRERA (CHILE CHICO)		PUERTO CISNES (NUEVO REINO)		PALENA		HORNOPIREN		COCHAMO	
		CUI USD/KW	CFUO USD/KW	CUI USD/KW	CFUO USD/KW	CUI USD/KW	CFUO USD/KW	CUI USD/KW	CFUO USD/KW	CUI USD/KW	CFUO USD/KW
		TGCA	DUAL	-	-	-	-	-	-	-	-
GMG	DIESEL	-	-	1.691,47	10,65	-	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-	1.242,1	3,58	-	-
		1.418,55	3,29	-	-	1.374,91	3,30	-	-	1.333,95	3,22
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	GAS NATURAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ERNC PE + BESS	VIENTO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

CUI (USD/kW) : Costo Unitario Inversión (USD/kW)

CFUO (USD/kW) : Costo Fijo Operación (USD/kW)

TG CA: Turbina a gas en ciclo simple o abierto

GMG: Grupo Motor - Generador

DUAL: Diesel / Gas Natural

ERNC PE + BESS: Sistema Híbrido conformado por un Parque Eólico con sistema de almacenamiento de energía, mediante baterías (BESS)

14.MAYORES COSTOS DE FLEXIBILIDAD DE LA UNIDAD DE PUNTA POR EFECTOS DE INCORPORAR REQUERIMIENTOS DE FLEXIBILIDAD

14.1 Antecedentes

Un sistema eléctrico flexible es aquel que tiene la capacidad de adaptarse a la demanda energética de forma constante, es decir, que es suficientemente flexible para suministrar en cada instante lo que solicita la demanda. Esto supone disponer de recursos que realicen esa tarea de equilibrar la demanda que se solicita.

Cuando un sistema energético tiene una elevada dependencia de recursos renovables, es posible que se den situaciones en las que no solo haya que afrontar la cobertura de la demanda si no, también, la gestión de excesos de generación. Por tanto, supone una mayor necesidad de disponer de alternativas capaces de operar de forma flexible y aportar respaldo en momentos de necesidad.

A medida que la participación de las ERV⁵⁸ crece en los sistemas de potencia, los desafíos asociados a variabilidad e incertidumbre en la generación son más evidentes y la flexibilidad es un atributo cada vez más relevante. La variabilidad está relacionada con la estacionalidad del recurso, por su parte la incertidumbre está relacionada con la capacidad de predicción del recurso. Puesto que el despacho de la generación de las ERV no puede gestionarse, requiere del permanente respaldo de centrales convencionales u otros, las que deben acomodar su generación según el perfil irregular de la demanda residual o no cubierta que dejan las ERV. Esta situación origina costosas operaciones obligadas, tales como permanentes ciclados de las centrales termoeléctricas y aumenta la necesidad de reservas en el sistema. Todo lo anterior podría implicar incrementos sobre los costos de arranque y parada, “no-load costs” para dar reserva, tiempos mínimos de encendido y operación, etc., mucho de ellos habitualmente no remunerados en los sistemas eléctricos.

Por su parte, los mayores costos de mantenimientos de las centrales termoeléctricas, causados por los ciclados, no son representados adecuadamente en los llamados costos variables no combustibles (CVNC). Normalmente se han calculado considerando una operación de la central en base, es decir, operando a su capacidad nominal la mayor parte del tiempo y considerando un número determinado de ciclados en el año, sin embargo, con una alta penetración de ERV esta situación cambia, pues el número de ciclados y la magnitud de los gradientes de potencia que involucran dependerán de las características de la ERV que se integre al sistema y de cuán significativa sea la potencia que ingresa. Si los generadores no pueden recuperar todos estos costos adicionales, esta situación conlleva el riesgo de que los generadores no realicen los mantenimientos necesarios, reduciendo con ello la confiabilidad de la operación de estas centrales.

⁵⁸ Energía renovable variable

Según Kumar⁵⁹ et al. (2012), los costos de los ciclados se suelen clasificar en costos de corto y largo plazo. Los primeros se refieren a costos de combustibles involucrados con las partidas de la unidad, emisiones adicionales, principalmente de contaminantes locales y pérdidas de eficiencia por operaciones por debajo de su capacidad nominal. Los costos de largo plazo, por su parte, se refieren a los daños causados por el estrés que provocan los esfuerzos termodinámicos en los diferentes componentes mecánicos del ciclo térmico. Además, explican que el ciclado se refiere a la operación de unidades generadoras eléctricas en diferentes niveles de carga, incluyendo encendido/apagado, seguimiento de carga y operación a mínima carga, en respuesta a cambios en los requerimientos de carga del sistema.

Van den Bergh⁶⁰ et al. (2016) distinguen los costos de ciclado de corto y largo plazo. Los costos de ciclado de corto plazo se refieren a costos que son directamente visibles al hacer ciclar una central, como por ejemplo los costos de combustible en los que se incurre al poner en marcha una central. Por su parte, los costos de ciclado de largo plazo se hacen visibles después de la operación y son el resultado de daños internos debido al desgaste. En efecto, cada vez que se apaga o enciende una central termoeléctrica, la caldera, las líneas de vapor, la turbina y los componentes auxiliares pasan por un gran estrés que inevitablemente termina causando daños en el largo plazo. Este daño empeora para los componentes de alta temperatura por el fenómeno conocido como interacción fluencia-fatiga.

Lefton⁶¹ et al. (1996) señalan que las menores expectativas de vida útil de los componentes darán como resultado aumentos en las tasas equivalentes de interrupción forzada (EFOR por sus siglas en inglés) de la central, o bien, mayores costos de capital y mantenimiento para reemplazar los componentes que se encuentren en el final de su vida útil o cerca de ésta. Además, se disminuirá la vida útil de la central.

Balevic⁶² et al. (2010) muestran que en las turbinas a gas y en los ciclos combinados, un arranque rápido causa daños equivalentes varias partidas estándares.

Adicionalmente, el Coordinador Eléctrico Nacional en el documento denominado “Análisis de Requerimientos de Flexibilidad en la operación y desarrollo del SEN” Minuta Resultado Borrador de Junio 2019, presentado a la mesa de trabajo Estrategia de Flexibilidad⁶³ que lleva adelante el Ministerio de Energía, establece en el punto 6.2 del documento antes señalado que con el fin de complementar los análisis de flexibilidad, al menos, se requerirá efectuar, entre otros el “Estudio de la factibilidad técnica y económico que la operación flexible produce sobre las centrales generadoras

⁵⁹ Kumar, N., P. Besuner, S. Lefton, D. Agan, y D. Hilleman (2012). Power plant cycling costs, preparado para-NREL por Intertek APTECH, California.

⁶⁰ Van den Bergh, K., T. Legon, E. Delarue, y W. D’haeseleer (2016). Long-term cycling costs in short-term unit commitment models. In 2016 13th International Conference on the European Energy Market (EEM) (pp. 1-5). IEEE

⁶¹ Lefton, S. A. y P. Besuner (2006). The cost of cycling coal fired power plants, Coal Power Mag., pp. 1–63.

⁶² Balevic, D., S. Hartman, y R. Youmans, (2010). Heavy-duty gas turbine operating and maintenance considerations, GE Energy, GER-3620L.1

⁶³<https://www.energia.gob.cl/panel/estrategia-de-flexibilidad>

que operan bajo esta modalidad, en términos de disminución de vida útil, aumento de costos por mantenimiento correctivo, y costo de inversión de implementar medidas de mitigación”. El Consultor realizó la consulta al Coordinador Eléctrico Nacional en atención a lo señalado anteriormente, sin embargo, se informó que dicho nuevo Estudio aún no ha sido realizado.

Actualmente, la reglamentación sólo permite incluir en los costos variables no combustibles, los costos típicos asociados a los mantenimientos de las unidades que guarden relación con la operación, sin embargo, no se incluyen los desgastes asociados a esfuerzos termodinámicos de las unidades como resultados de frecuentes cicladados.

Lo anterior, permite establecer que existirán dos tipos de clasificaciones en los mayores costos que principalmente afectan a centrales termoeléctricas del tipo ciclos combinados, turbinas gas en ciclo simple o abierto y centrales en base a carbón (turbinas a vapor).

- En primer lugar, están los mayores costos de mantenimiento por los mayores regímenes de cicladados, partidas y paradas y operación a mínimo técnico de estas centrales termoeléctricas. Estos mayores costos se verán reflejados en los costos fijos de operación y mantenimiento de la unidad generadora, acortando los periodos de mantenimiento preventivo, aumentando las revisiones periódicas, etc.
- En segundo lugar, estarán los mayores costos que afecta de manera directa la vida útil de estas unidades generadoras. Estos mayores costos se verán reflejados en que disminuirá la vida útil efectiva de la central generadora y por lo tanto el costo de inversión aumentará como consecuencia de lo anterior.

Si bien existen otros tipos de costos asociados a la operación flexible de la unidad de punta, como aquellos derivados de la mayor cantidad de partidas, paradas y pérdida de eficiencia por operación a menor nivel de carga, estas componentes corresponden a mayores costos de operación variable y no se consideran para efectos del cálculo del costo fijo de operación de la unidad de punta en régimen flexible.

Por su parte, un Sistema de Almacenamiento de Energía (SAE) mediante baterías (BESS) Stand Alone puede contribuir con una amplia gama de servicios complementarios, los cuales son un aporte a la flexibilidad de los sistemas eléctricos. Sin embargo, estos servicios complementarios adicionales están sujetos a mayores costos producto de su implementación, nuevas configuraciones y nuevos requerimientos para sus funcionalidades adicionales.

En primer lugar, un SAE mediante baterías (BESS) Stand Alone puede proporcionar una respuesta de frecuencia ajustando su salida de potencia activa en respuesta a una desviación de frecuencia. El SAE mediante baterías (BESS) Stand Alone se puede controlar mediante una característica de caída, que define la relación entre la desviación de frecuencia y la salida de potencia activa. La característica de caída es una relación proporcional, donde la cantidad de salida de potencia activa es directamente proporcional a la cantidad de desviación de frecuencia. Cuando la frecuencia de la red disminuye (sub-frecuencia), el SAE mediante baterías (BESS) Stand Alone aumentará su salida de potencia activa en proporción a la cantidad de desviación de frecuencia. Por el contrario, cuando la frecuencia de la red aumenta (sobre-frecuencia), el SAE mediante baterías (BESS) Stand Alone

reducirá su potencia activa de salida en proporción a la desviación de frecuencia. Esto ayuda a restablecer el equilibrio entre la oferta y la demanda en la red y a mantener la estabilidad y la fiabilidad del sistema.

La respuesta de frecuencia es un requisito importante para que el SAE mediante baterías (BESS) Stand Alone cumpla con la normativa de seguridad y calidad de servicio, con esto se aporta a garantizar la estabilidad y la confiabilidad de la red y permite la integración de fuentes de energía renovables y otros recursos energéticos distribuidos. Estos servicios implican costos operativos que se deben evaluar en función de los márgenes económicos, dado que el equipo debe ser diseñado para cumplir con los requerimientos y en algunos casos el diseño de este tipo de instalaciones solo considera el aporte en bloques de energía posterior a la caída del recurso solar (arbitraje).

Entre los costos más significativos se encuentran las estrategias de mantención más desafiantes como la atomización de equipos de generación, lugar geográfico de emplazamiento y de acceso de servicios o materiales hacen que los procesos de mantención tengan una componente dinámica importante con un aumento en los costos operativos.

Dentro de los principales costos de mantención que involucran este tipo de instalaciones tenemos:

- Sistemas de climatización de los *enclosure* de baterías e inversores.
- Transformadores de potencia
- Actualización de servidores y sistemas de control
- Aplicación y actualización de políticas de Cybersecurity

Finalmente, otros conceptos relevantes para tener en cuenta que implican costos adicionales son:

a. Control Automático de Carga AGC,

Este concepto implica que las instalaciones que participan en este proceso serán comandadas desde el centro de control principal a través de un algoritmo, y de acuerdo con la tecnología utilizada ser el orden de mérito a aportar a este servicio. Para el caso de los SAE mediante baterías (BESS) Stand Alone este tipo de operación implica el mayor concepto de inversión dado que los SAE mediante baterías (BESS) Stand Alone vienen diseñados para la operación de cierta cantidad de ciclos, al aumentar estos ciclos se produce una mayor degradación de las baterías, derrateando su capacidad de almacenamiento y entrega de energía como muestra la siguiente tabla. Para recuperar la capacidad de generación las empresas deben invertir en aumentos de capacidad o simplemente reemplazo de equipos, también existen baterías diseñadas para obtener otras curvas de degradación, que también implican un valor mayor de inversión inicial del proyecto.

Tabla 105 Curva de degradación de baterías en función de ciclos diarios de operación

Reference Period (Year Ending)	Guaranteed Capacity					
	Curve (Energy as % of Baseline Usable Capacity)					
	Curve A 300 Cycles per year	Curve B 325 Cycles per year	Curve C 365 Cycles per year	Curve D 405 Cycles per year	Curve E 430 Cycles per year	Curve F 730 Cycles per year
0	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
1	97,77%	97,71%	97,62%	97,50%	97,43%	96,55%
2	95,43%	95,35%	95,23%	95,07%	94,96%	93,74%
3	93,70%	93,61%	93,47%	93,26%	92,88%	91,31%
4	92,01%	91,91%	91,74%	91,48%	91,32%	89,41%
5	90,73%	90,61%	90,43%	90,12%	89,93%	87,43%
6	89,59%	89,46%	89,26%	88,91%	88,69%	85,85%
7	88,45%	88,31%	88,09%	87,46%	87,22%	84,26%
8	86,98%	86,83%	86,59%	86,15%	85,87%	82,57%
9	85,73%	85,57%	85,32%	84,83%	84,53%	80,66%
10	84,48%	84,31%	84,05%	83,52%	83,18%	78,97%
11	83,22%	83,05%	82,78%	81,98%	81,62%	77,29%
12	81,75%	81,58%	81,29%	80,67%	80,28%	75,49%
13	80,50%	80,32%	80,03%	79,36%	78,94%	73,71%
14	79,25%	79,06%	78,76%	78,05%	77,60%	72,03%
15	78,00%	77,81%	77,50%	76,53%	76,05%	70,35%

b. Pago por garantías extendidas equipos principales

Este concepto aplica en el caso de control de reactivos los equipos estarán sometidos a más horas de operación, quedando conectados las 24 horas para cubrir el suministro/absorción de potencia reactiva de acuerdo con los requerimientos del sistema. Ciertos fabricantes de sistemas inversores y control llaman a este módulo de control de reactivos (*Qnight*), la funcionalidad de este módulo de control implica que se debe regular y dar respuesta de reactivos, sea inyectar o absorber, en un intervalo de tiempo de orden de segundos por lo cual los inversores que participan de esta funcionalidad deben permanecer conectados, para que esto pueda funcionar las baterías deben quedar con un nivel de energía que ronda entre el 5%-6%, por lo cual al estar funcionando bajo este modo de control los inversores no efectuaran entrega de energía activa en este intervalo, esta función normalmente se diseña para operar en las noches, dado que en el día existen plantas solares que pueden atender este requerimiento.

c. Grid – Forming

Corresponde una funcionalidad de los inversores, la cual se refiere a la capacidad de una fuente de energía basada en inversores, como la solar, la eólica o la batería, de proporcionar suministro de voltaje y frecuencia a la red, especialmente durante perturbaciones o cortes de suministro. Los inversores con esta funcionalidad pueden operar de forma independiente o en coordinación con otras fuentes, y pueden ayudar a restablecer la red después de un *blackout*. La implementación de estas funcionalidades revierte una inversión inicial que debe completarse en la etapa de diseño, aquí también aplican términos de garantía distintos con el consecuente pago de estos.

Adicionalmente, para los SAE mediante baterías (BESS) *Stand Alone*, se tiene como referencia los mayores costos de flexibilidad en relación con la implementación y extensión de la garantía del conjunto (batería, inversor y transformación), control de reactivos (*QNight*) como también para su implementación, enlace de comunicaciones y mantención del Sistema AGC (Control Automático de Carga) para regulación terciara de frecuencia.

Tabla 106 Mayores costos de flexibilidad de los SAE mediante baterías (BESS) Stand Alone

Concepto	Cantidad	Costo Unitario [USD]	Costo Total [USD]	Observaciones
Implementacion Sistema de control Reactivos (QNIGHT)	1	27.000	27.000	Pago solo implementacion
Extension de garantia por core para 5 anos (QNIGHT)	53	7.000	371.000	Pago solo implementacion
Implementacion Control automatico carga AGC	1	45.000	45.000	Pago solo implementacion
Pago enlace comunicaciones AGC	1	12.000	12.000	Pago annual
Mantencion sistema AGC	1	10.000	10.000	Pago annual

Costo Implementación y Extensión Garantía para Control Reactivos	USD	398.000
Costo Implementación AGC (CTF)	USD	45.000
Costo Enlace y Mantención Sistema AGC (CTF)	USD	22.000

15. ESTRUCTURA DEL PRECIO BÁSICO DE POTENCIA DE PUNTA

15.1 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 corresponden a:

- a. central o unidad generadora;
- b. subestación eléctrica (incluido el paño de conexión); y,
- c. 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 6. Las planillas incorporadas en dicho Anexo corresponden a:

- Precio Potencia SEN_Turbinas a Gas Ciclo Abierto 2024 Rev. 0.xlsx
- Precio Potencia SEN_Sistema Hibrido CSF + BESS 2024 Rev. 0.xlsx
- Precio Potencia SEN_Sistema BESS StandAlone 2024 Rev. 0.xlsx
- Precio Potencia SEN_Sistema Hibrido PE + BESS 2024 Rev. 0.xlsx
- Precio Potencia SSMM_Sistema Hibrido Eolico + BESS 2024 Rev. 0.xlsx
- Precio Potencia SSMM_GMG TGCA 2024 Rev. 0.xlsx
- Precio Potencia SEN_Sistema BESS StandAlone 2024 Rev. 0.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)
- $CCUG$: Costo unitario de inversión (US\$/kW) de la central o unidad generadora.
- CSE : Costo unitario de inversión (US\$/kW) de la subestación eléctrica (incluido el paño de conexión).
- CLT : Costo unitario de inversión (US\$/kW) de la línea de transmisión (conexión al SEN o SSMM).

- **Cfijo** : Costo fijo unitario (US\$/kW) de operación y mantenimiento.
- **FRCCUG** : 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%.
- **FRSE** : 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%.
- **FRCLT**: 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, 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:

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

Donde:

- **Pb** : Precio Básico de Potencia de Punta (US\$/kW-mes)
- **CCHIB** : Costo unitario de inversión (US\$/kW) de la central o unidad generadora híbrida con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)
- **CSE** : Costo unitario de inversión (US\$/kW) de la subestación eléctrica (incluido el paño de conexión)
- **CLT** : Costo unitario de inversión (US\$/kW) de la línea de transmisión (conexión al SEN)
- **Cfijo** : Costo fijo unitario (US\$/kW) de operación y mantenimiento.
- **FRCCHIB**: 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%.

- FRCSE : 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%.
- FRCLT : 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, 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-Ión.

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 siguiente tabla se muestra el detalle de las vidas útiles de las distintas categorías de elementos que forman parte de las instalaciones de transmisión.

Tabla 107 Vidas útiles de los distintos elementos de instalaciones de transmisión

N°	Categoría de elementos	Vida útil [Años]
1	Derechos relacionados con el uso del suelo y medio ambiente	Perpetuidad
2	Obras civiles	50
3	Estructuras de líneas y/o subestaciones	50
4	Elementos de sujeción y aislación	30

N°	Categoría de elementos	Vida útil [Años]
5	Equipamiento electromecánico y electromagnético	40
6	Conductores y cables de guardia	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 sistema de vigilancia	5
15	Vehículos	5

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, los 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 tecnología⁶⁴ de la unidad de punta respectivamente, en las planillas de cálculo del Anexo 6.

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"

⁶⁴ 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

corresponde a la potencia y a la tecnología⁶⁵ de la unidad de punta respectivamente, en las planillas de cálculo del Anexo 6.

⁶⁵ SH PE + BESS = Sistema Híbrido Parque Eólico + BESS
TG CA = Turbinas a Gas en ciclo simple o abierto
GMGD = Grupo Motor – Generador Diésel
GMGGN = Grupo Motor – Generador Gas Natural

15.2 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 anual⁶⁶ 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 6.

Tabla 108 Potencia Neta en Sitio Turbinas a Gas de 70 MW, 120 MW y 150 MW – Gas Natural-SEN

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
Paínas	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 Azúcar	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 Ríos	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

⁶⁶ corresponde al promedio de las temperaturas medias mensuales

Tabla 109 Potencia Neta en Sitio Turbinas a Gas de 70 MW, 120 MW y 150 MW – Petróleo Diésel -SEN

SUBESTACIÓN	Altura [m]	Temp. Promedio anual [°C]	Operando con Petróleo Diésel		
			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 110 Potencia Neta en Sitio Turbinas a Gas de 3,0 MW y 15 MW – Gas Natural y Diésel-SSMM

N° Subestación	Nombre S/E	Altura [m]	T. Promedio anual [°C]	Operando con Gas Natural		Operando con Petróleo Diésel	
				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 111 Potencia Neta en Sitio Grupos Motor – Generador de distintos tamaños – 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

15.3 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 6. 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.

Tabla 112 Pérdidas de Transmisión de Unidades de Punta – SEN - TG

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
Pariñas 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 Rios 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 113 Pérdidas de Transmisión de Unidades de Punta – SSMM

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

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

16.1 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.

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

En el caso específico de los Sistemas Medianos (SSMM), definidos como aquellos con capacidad instalada superior a 1.500 kW e inferior a 200 MW, se requiere determinar y evaluar los costos de desarrollo de las unidades de punta, considerando las características particulares de cada sistema.

Además, dada su ubicación geográfica y la disponibilidad de recursos energéticos primarios principalmente tipos de combustibles como gas natural y petróleo diésel, así como el recurso eólico, las tecnologías utilizadas para estimar los costos de inversión y los costos fijos de operación de la unidad de punta incluyen: turbinas a gas en ciclo simple o abierto (TG CA), grupos motogeneradores (GMG), y los sistemas híbridos del tipo parque eólico con almacenamiento mediante baterías (SH PE + BESS).

En este contexto, el consultor propuso una metodología para determinar el precio básico de potencia de punta aplicable a nuevos Sistemas Medianos que puedan definirse o desarrollarse durante el período 2025–2028.

16.2 Propuesta de estructura del precio básico de potencia de punta

Al igual que en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), el precio básico de potencia de punta se determina a partir del costo de inversión unitario mensual (US\$/kW) asociado a una central o unidad generadora destinada a suministrar dicha potencia. Este costo debe incorporar en su estructura los componentes principales de un proyecto de generación eléctrica, los cuales son:

- c. Central generadora
- d. subestación eléctrica (incluido el paño de conexión); y,
- a. línea de transmisión

Adicionalmente, dado que dentro de las tecnologías consideradas se incorpora un sistema híbrido compuesto por un parque eólico con almacenamiento de energía mediante baterías (BESS), es necesario incluir esta tecnología en la propuesta de estructura del precio básico de potencia de punta.

Asimismo, dicho precio debe reflejar los costos fijos mensuales de operación y mantenimiento asociados a la unidad de punta, la subestación eléctrica (incluido el paño de conexión) y la línea de transmisión que vincula la unidad al Sistema Mediano correspondiente.

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

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

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
- C_{Fin} : Costo Financiero
- FP : Factor de Pérdidas

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:

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

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
- C_{Fin} : Costo Financiero
- FP : Factor de Pérdidas

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 la central solar fotovoltaica y 15 años para el sistema de baterías del tipo LI-Ión, 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 6.

17.DETERMINACIÓN DE LA FÓRMULA O POLINOMIO PARA INDEXACIÓN DEL COSTO DE DESARROLLO DE LA UNIDAD DE PUNTA

17.1 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.

17.1.1 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 17.1 anterior, se han seleccionado ocho 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:

- PPI⁶⁷ : Serie WPU00000000
PPI Commodity data for All commodities

⁶⁷ Producer Price Index

- PPI Turbina : Serie PCU333611333611
PPI industry data for Turbine & turbine generator set unit mfg⁶⁸
- 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 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>.

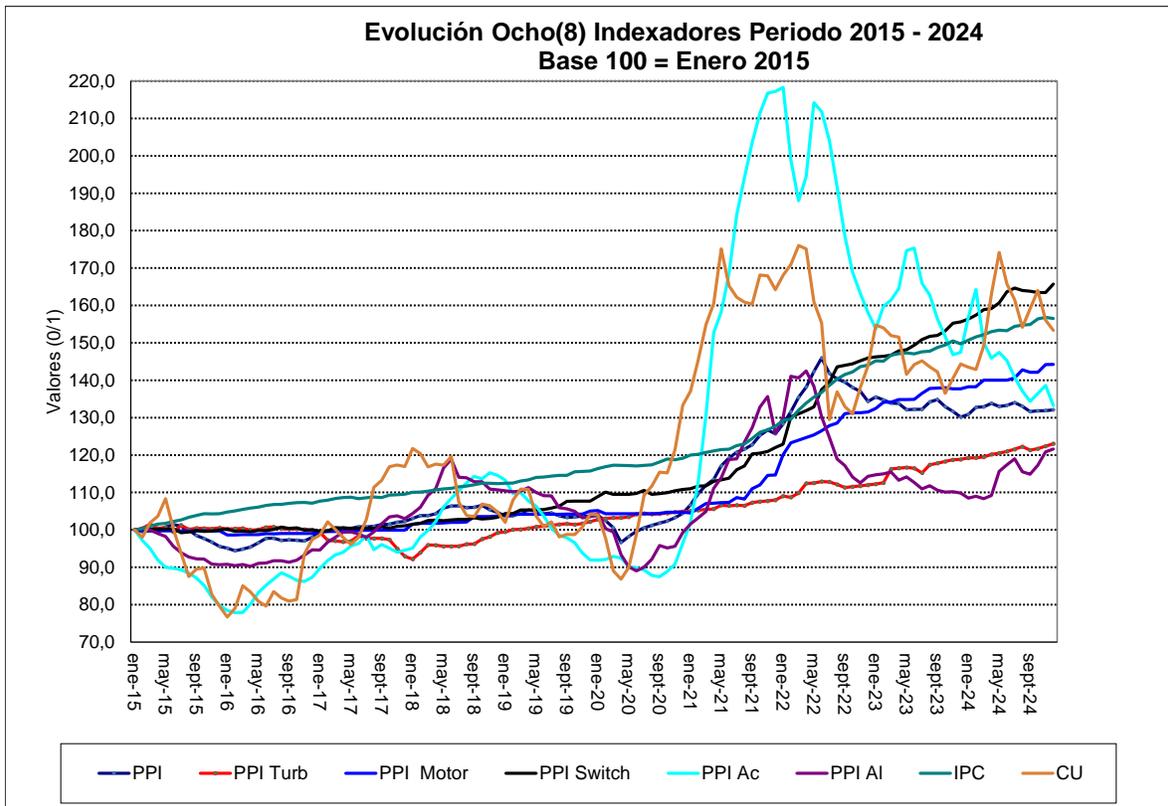
El precio de referencia del cobre es obtenido desde el sitio web de la Comisión Chilena del Cobre (<https://www.cochilco.cl:4040/boletin-web/pages/tabla1/buscar.jsf>), COCHILCO.

En la Figura 198 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

⁶⁸ Manufacturing

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 198 se puede encontrar en Anexo 9.

Figura 198. 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



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

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.

17.1.2 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 17.1 anterior, se han seleccionado siete 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 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 Shanghai⁶⁹, el cual sin embargo solo es posible obtener mediante una suscripción⁷⁰ pagada.

⁶⁹ <https://www.metal.com/Lithium/202304250002>

⁷⁰ <https://www.metal.com/es/membership>

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 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.

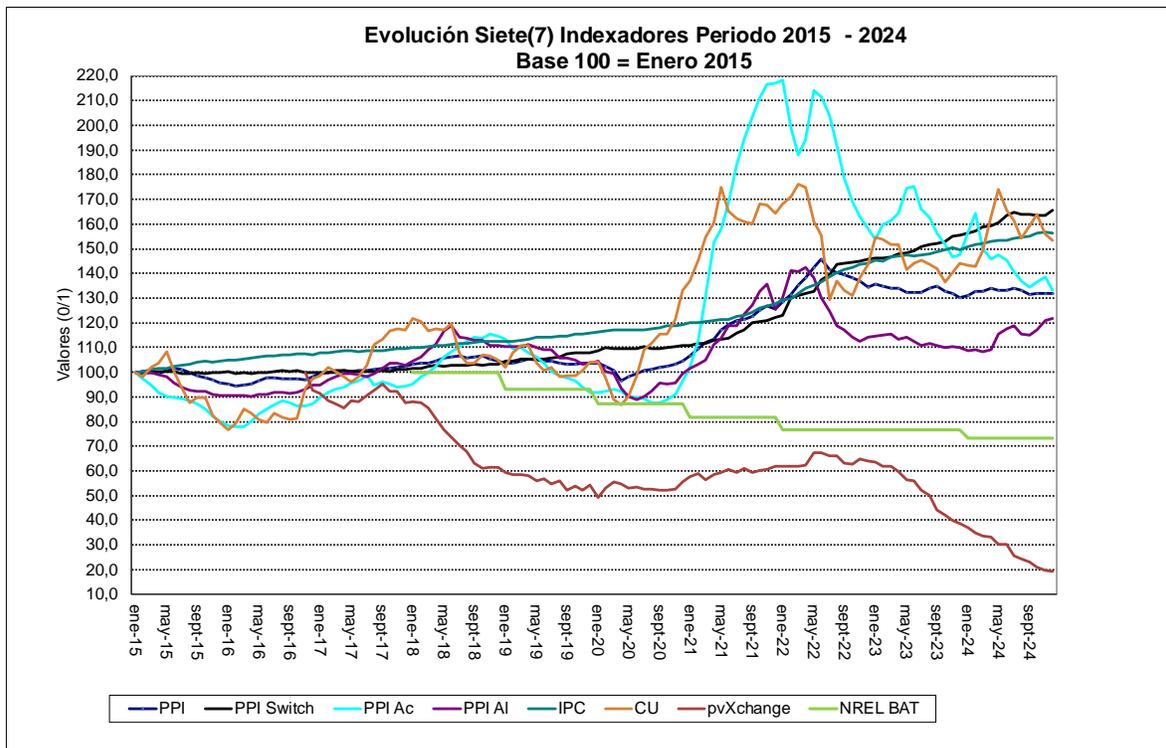
Por su parte, para los componentes de costo de desarrollo de la subestación eléctrica y línea de transmisión de la unidad de punta de tecnología del tipo solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías, se utilizarán solo los índices referidos al PPI e IPC.

En la Figura 199 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 2015⁷¹ (equivalente al 100 %). El detalle de los valores utilizados de cada índice para la elaboración de la Figura 199 se puede encontrar en Anexo 9.

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%).

⁷¹ A excepción del pvXchange que se encuentra disponible desde noviembre de 2016

Figura 199. 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)



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

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 Chile⁷².

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.

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.

72

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

17.1.3 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 17.1 anterior, se han seleccionado ocho 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 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 200 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 200 se puede encontrar en el Anexo 9.

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.

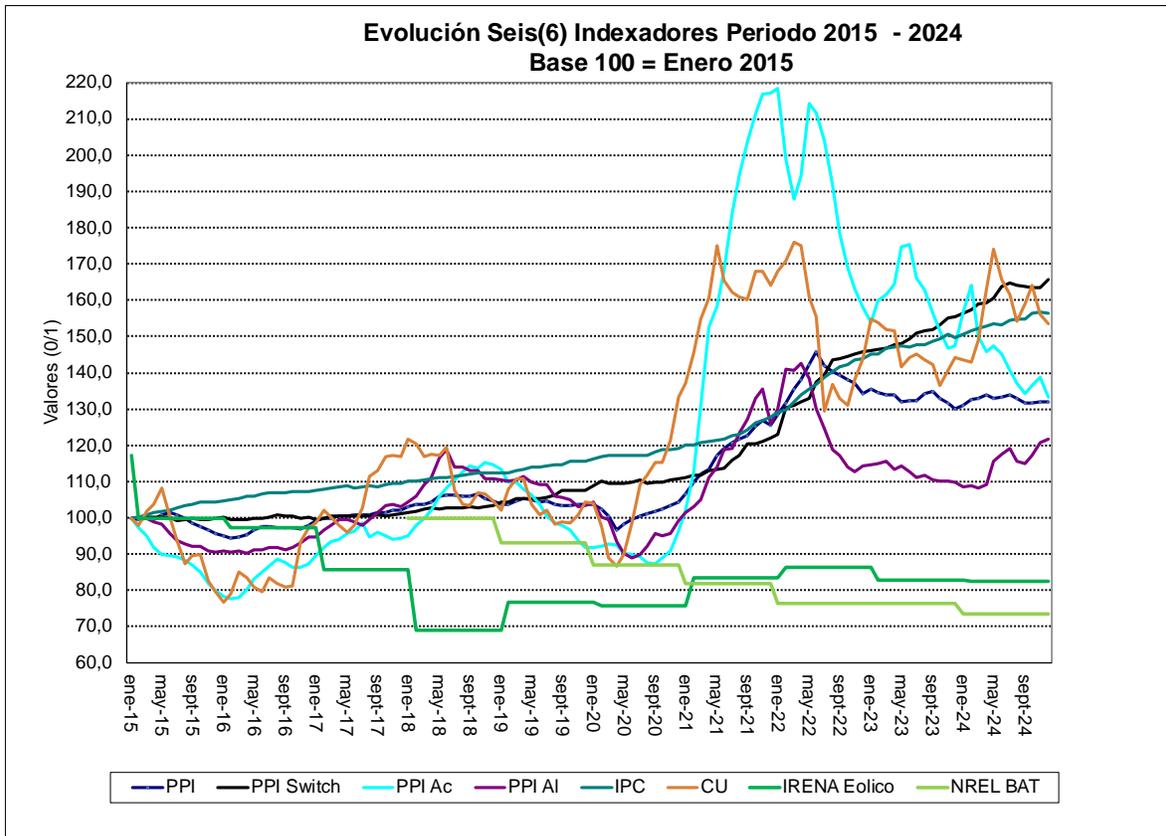
Por lo anterior, y dado la relevancia de la turbina eólica (aerogenerador) en la estructura de costos, para efectos de actualizar la componente asociada al aerogenerador de una parque eólico con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS), se ha optado por actualizar el costo de la turbina eólica (aerogenerador) en base a la información de precios 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. 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 200. 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)



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

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.

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.

17.1.4 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 siguiente tabla 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.

Tabla 114 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

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
1.0	CENTRAL GENERADORA			1.1.6	SISTEMA \$ ELECTRICOS AUXILIARES		
1.1	SUMINISTRO DE EQUIPOS				Ducto de Barras	PPI	
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION				Transformadores SS/AA		PPI
	Turbina a gas y Generador	PPI Turb			Interruptor de Generador	PPI	
	Equipos de monitoreo de emisiones de contaminantes SO2, Nox, MP (CEMS: Continuous emission monitoring system)		PPI		Celdas Distribucion MT		PPI
	SUBTOTAL SUMINISTRO EQUIPAMIENTO GENERACION				Celdas Distribucion BT y CCM		PPI
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO				Sistema Corriente Continua		PPI
	Estanque (680 m ³)		PPI		Generador de Emergencia		PPI
	Instrumentación		PPI		Cables de Fuerza, Control e Instrumentacion		IPC
	Válvulas		PPI		Sistema de Control	PPI	
	Bombas de impulsión		PPI		SUBTOTAL SISTEMA \$ ELECTRICOS AUXILIARES		
	Bombas de recepción		PPI	1.2	OBRA \$ CIVILES Y MONTAJE		
	SUBTOTAL SUMINISTRO EQUIPOS PETROLEO			1.2.1	INFRAESTRUCTURA CENTRAL		
1.1.3	SUMINISTRO DE GAS				Terreno (Ejemplo: 62m ² *160 mt)		IPC
1.1.3.1	Gasoducto				Sendambre Gasoducto		IPC
	Tuberías	PPI			SUBTOTAL INFRAESTRUCTURA		
	Estaciones de Válvulas y Compresor	PPI		1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE		
	Instrumentación	PPI			Instalaciones De Faena		IPC
	SUBTOTAL SUMINISTRO EQUIPOS GAS				Plataforma, Caminos y Urbanización		IPC
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA				Turbogenerador Y Equipos Principales		IPC
	Planta de Agua desmineralizada		PPI		Sistema De Agua De Circulación		IPC
	Estanque Agua Cruda		PPI		Sistema De Combustible		IPC
	Bombas impulsión agua cruda		PPI		Sala Eléctrica		IPC
	Estanque Agua Desmineralizada		PPI		Sistema De Combate De Incendios		IPC
	Bombas impulsión agua desmineralizada		PPI		Instrumentación E Instalaciones Eléctricas		IPC
	Sistema Contra incendio		PPI		Chimenea		IPC
	Instrumentación		PPI		Estación Medición Y Regulación		IPC
	Válvulas		PPI		Planta Tratamiento De Agua Desmineralizada		IPC
	SUBTOTAL SUMINISTRO EQUIPOS AGUA				Suministro De Agua		IPC
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO				Otras Instalaciones		IPC
	Compresores	PPI			Montaje Gasoducto		IPC
	Acumulador		PPI		SUBTOTAL CONSTRUCCION Y MONTAJE		
	Instrumentación		PPI	1.3	INGENIERIA		
	Válvulas		PPI		Diseños de Ingeniería Central		IPC
	SUBTOTAL SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO				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
2	SUBESTACIONES		
2.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV		
	Equipamiento Principal	PPI	
	Conductores, Aisladores, Ferreteria y accesorios	PPI	
	Malla de Tierra		IPC
	Paneles	PPI	IPC
	Otros		IPC
	Alumbrado de patio		IPC
	Conductores de Fuerza y Alumbrado		IPC
	Sistema de Comunicaciones	PPI	
	Estructuras	PPI	
	Transformador de poder 13,8/220 kV	PPI	
	SUBTOTAL SUBESTACION DE SALIDA		
2.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE		
	Equipamiento Principal	PPI	IPC
	Conductores, Aisladores, Ferreteria y accesorios	PPI	IPC
	Malla de Tierra	PPI	IPC
	Paneles	PPI	IPC
	Otros	PPI	IPC
	Alumbrado de patio	PPI	IPC
	Conductores de Fuerza y Alumbrado	PPI	IPC
	Sistema de Comunicaciones	PPI	IPC
	Estructuras	PPI	IPC
	SUBTOTAL SUBESTACION		
2.3	OBRA S CIVILES Y MONTAJE SSEE		
2.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE		
	Terreno SSEE (23*25 m2)		IPC
	Instalaciones de tierra		IPC
	Caminos, urbanización y cierros		IPC
	Movimientos de Tierra masivos		IPC
	Alumbrado Exterior		IPC
	SUBTOTAL INFRAESTRUCTURA SSEE		
2.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE		
	Montaje Equipos Principales		IPC
	Montaje Estructuras		IPC
	Montaje Conductor, Aisladores y Conexión Primario		IPC
	Fundaciones		IPC
	Canalizaciones		IPC
	Montaje Cables de Fuerza y Control		IPC
	Montaje Paneles		IPC
	Montaje		IPC
	Montaje malla de puesta a Tierra		IPC
	Servicios de ingeniería asociados a la construcción		IPC
	Servicios de carga, transporte y descarga		IPC
	SUBTOTAL CONSTRUCCION Y MONTAJE		
2.4	INGENIERIA		
	Diseños de Ingeniería Subestaciones		IPC
	SUBTOTAL INGENIERIA SUBESTACIONES		
	SUBTOTAL SUBESTACIONES		

Asignación Indexadores - 3 Indicadores		Indexadores Partidas de Costos Moneda Extranjera	Indexadores Partidas de Costos Moneda Nacional
3	LINEA AEREA 220 kV		
3.1	SUMINISTRO		
	Estructuras de Suspension	PPI	
	Estructuras de Anclaje	PPI	
	Conductores de Fase	PPI	
	Cable de Guardia OPGW	PPI	
	Cadenas de Suspension	PPI	
	Cadenas de Anclaje	PPI	
	Aisladores	PPI	
	Cadenas Suspension y Anclaje Cable OPGW	PPI	
	Accesorios Conductor de Fase	PPI	
	Accesorios Cable de Guardia	PPI	
	Puesta a Tierra		IPC
	Accesorios Torre		IPC
	SUBTOTAL SUMINISTRO		
3.2	OBRA S CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION		
3.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA		
	Instalaciones de tierra		IPC
	Caminos de Acceso		IPC
	Serdumbre		IPC
	Roce y Despeje Franja		IPC
	Replanteo		IPC
	Estudio Suelo		IPC
	SUBTOTAL INFRAESTRUCTURA LINEA DE TRANSMISION		
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION		
	Montaje Estructuras		IPC
	Montaje Conductor de fase		IPC
	Montaje Cable de Guardia		IPC
	Montaje Aislacion y Ferreteria Torre Suspension		IPC
	Montaje Aislacion y Ferreteria Torre Anclaje		IPC
	Montaje Cadenas y Ferreteria OPGW		IPC
	Excavación		IPC
	Hormigon H25		IPC
	Hormigon H10		IPC
	Relleno Compactado		IPC
	Moldaje		IPC
	Armadura		IPC
	Puesta tierra		IPC
	Terminaciones		IPC
	Servicios de ingeniería asociados a la construcción		IPC
	Servicios de carga, transporte y descarga		IPC
	SUBTOTAL CONSTRUCCION Y MONTAJE		
3.3	INGENIERIA		
	Diseños de Ingeniería Línea de Transmision		IPC
	SUBTOTAL INGENIERIA LINEA DE TRANSMISION		
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION		
4.0	GASTOS GENERALES PROPIETARIO		
	Servicios de ingeniería, estudios y administración del proyecto		IPC
	Gestión EIA		IPC
	Costos de terrenos, permisos y concesiones		IPC
	Compensaciones a la comunidad		IPC
	Gastos de puesta en marcha		IPC
	Varios		IPC
	Contingencias		IPC

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 casos representativos:

a. 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 siguiente:

Tabla 115 Peso y Coeficientes de peso de 7 Indexadores - Caso 1

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%

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.

b. 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 siguiente:

Tabla 116 Peso y Coeficientes de peso de 7 Indexadores - Caso 2

Costos de inversión siete (7) Indexadores TG CA - Entre Rios 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%

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 asignación de indexadoras para el caso de 7 índices se adjunta en el Anexo 11.

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 tiene 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 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 a cuatro a indexadores.

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

Tabla 117 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]	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 118 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 119 Diferencia Porcentual Caso 3 Indexadores vs Caso 7 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%

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 a gas en ciclo simple o abierto se utilizarán los tres 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 ejemplo anterior para la Unidad de Punta del tipo turbina a gas en ciclo simple abierto 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 siguientes tablas se muestra el peso y coeficiente de peso de los 3 Indexadores seleccionados, para los dos casos analizados:

Tabla 120 Peso y Coeficientes de peso para tres Indexadores - Caso 1

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 121 Peso y Coeficientes de peso para tres Indexadores - Caso 2

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%

Cada una de las partidas de costo de los presupuestos de inversión estará por tanto asociada a uno de los tres 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.

17.2 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 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 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.

17.2.1 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}: 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_t: 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.

PPIMotor₀: 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_t: Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente al séptimo mes anterior al cual se aplique la fijación.

PPI₀: Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a junio de 2023 cuyo valor es 253,9.

IPC_t: 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.

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:

$$C_{componente} = C_{componente-0} * \left[\left(Coef_1 * \frac{PPI_t}{PPI_0} \right) + Coef_2 * \frac{IPC_t}{IPC_0} * \frac{Dol_0}{Dol_t} \right]$$

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_t: 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.

PPI_t: Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente al séptimo mes anterior al cual se aplique la fijación.

PPI₀: Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a junio de 2023 cuyo valor es 253,9.

IPC_t: 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.

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.

IPC_0 : Índice de precios del consumidor publicados por el INE, al mes de noviembre de 2023 cuyo valor es 101,59.

17.2.2 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 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 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.

IPC₀:
es 101,59.

Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para el mes de noviembre de 2023 cuyo valor

17.2.3 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.

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 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.

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.

17.2.4 Coeficientes

Tal como se indicó en la sección 17.1.4, 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 tecnología⁷³ de la unidad de punta respectivamente, de incluidas en las planillas de cálculo del Anexo 6.

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 tecnología⁷⁴ de la unidad de punta respectivamente, incluidas en las planillas de cálculo del Anexo 6.

⁷³ PSFV_BESS = Parque Solar Fotovoltaico + BESS, PE_BESS = Parque Eólico + BESS, TG = Turbinas a Gas en ciclo simple o abierto

⁷⁴ PE_BESS = Parque Eólico + BESS, TG = Turbinas a Gas en ciclo simple o abierto, GMGD = Grupo Motor – Generador Diésel, GMGGN = Grupo Motor – Generador Gas Natural

18.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 6.

- 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 el capítulo 15 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 6.
- 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 6.
- 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° 6.
- 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 6.
- 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 6.

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 10.

ANEXOS

DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN

Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD

DE PUNTA DEL SEN Y DE LOS SSMM

ANEXO 1

**REPORTES SOLARES FOTOVOLTAICOS Y GRÁFICOS
DEL RECURSO VIENTO (MT/SEG)**

ANEXO 2

**PLANOS DE DISPOSICIÓN GENERAL (LAYOUT) DE LA
UNIDAD DE PUNTA**

ANEXO 3

**METODOLOGÍA UTILIZADA PARA ESTIMAR
FUNDACIONES DE AEROGENERADORES**

ANEXO 4

METODOLOGÍA UTILIZADA PARA ESTIMAR FUNDACIONES DE AEROGENERADORES

ANEXO 5

**METODOLOGÍA UTILIZADA PARA DIMENSIONAR LA
INSTALACIÓN DE FAENAS, EXCAVACIONES/RELLENOS
DE CAMINOS NUEVOS, MEJORAMIENTOS DE
CAMINOS EXISTENTES, FUNDACIONES,
PLATAFORMAS, CANALIZACIONES Y CÁMARAS PARA
EL TRAZADO DE CABLES ELÉCTRICOS**

ANEXO 6

**PLANILLAS DE CÁLCULO (FORMATO EXCEL) COSTOS
DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA
UNIDAD DE PUNTA**

ANEXO 7

**ESTUDIO DE IMPACTO SISTÉMICO (FLUJOS DE
POTENCIA, CORTOCIRCUITO Y ESTABILIDAD)**

ANEXO 8

**COSTO DE CAPITAL DE PETRÓLEO DIÉSEL
ALMACENADO**

ANEXO 9

**PLANILLA DE CÁLCULO (FORMATO EXCEL) DE
INDEXADORES**

ANEXO 10

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

ANEXO 11

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

Artículo Segundo: Publíquese la presente resolución exenta, en forma íntegra, en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía.

Anótese y Archívese

SECRETARIO EJECUTIVO (S)
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

DZO/LZG/FCP/ERQ/JBM/mhs

Distribución

- Depto. Jurídico CNE
- Depto. Eléctrico CNE
- Oficina de Partes CNE