REF.: Aprueba Informe Técnico Definitivo "Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta del SEN y de los SSMM", de junio de 2021.

RESOLUCION EXENTA Nº 198

SANTIAGO, 22 de junio de 2021.

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 la "Comisión", modificado por la Ley N° 20.402 que crea el Ministerio de Energía;

b) Lo señalado en el D.F.L. N° 4 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 adelante e indistintamente la "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 Nº 19.880";

d) Lo establecido en el Decreto Supremo N° 86 del Ministerio de Energía, de 2012, que aprueba el reglamento para la fijación de precios de nudo, en adelante "D.S. N° 86";

e) La Resolución Exenta Nº 269 de la Comisión, de fecha 23 de julio de 2020, que aprobó el Convenio de

prestación de servicios con Unión Temporal de Proveedores Kas Mercado y Regulación S.A. y Krea Energía Limitada;

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 Kas Mercado y Regulación S.A. y Krea Energía Limitada, en adelante "Informe Final";

g) El Oficio Ordinario Nº 164 de la Comisión, de 4 de marzo de 2021, que comunica al Coordinador Eléctrico Nacional, en adelante "Coordinador", la publicación del Informe Técnico Final Estudio "Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta del SEN y de los SSMM" en el sitio web de la Comisión;

h) El Oficio Ordinario Nº 209 de la Comisión, de 24 de marzo de 2021, que prorroga plazo establecido para el envío de observaciones al informe individualizado en el literal anterior, dirigido al Coordinador;

i) Las observaciones recibidas por la Comisión por parte de las empresas de generación, transmisión, concesionarias de servicio público de distribución y clientes libres, actualmente interconectados a los sistemas eléctricos correspondientes; y,

j) Lo señalado en la Resolución N° 7, de 2019, de la Contraloría General de la República.

CONSIDERANDO:

a) Que, de acuerdo al artículo 162° de la Ley, corresponde a la Comisión, el cálculo de los precios de nudo de energía y potencia definidos en el citado artículo;

b) Que, de conformidad al artículo 49º del D.S. Nº 86, la Comisión realizará, a más tardar cada cuatro años, un Estudio de Costos de Unidad de Punta para los sistemas eléctricos respectivos, los que 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;

c) Que, conforme a lo señalado en el ya citado artículo 49º del D.S. Nº 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;

d) Que, en cumplimiento de lo dispuesto en los considerandos b) y c) anteriores, por medio de un proceso público de licitación, la Comisión adjudicó el desarrollo de este Estudio a Unión Temporal de Proveedores Kas Mercado y Regulación S.A. y Krea Energía Limitada, quien hizo entrega de un Informe Final y un Informe Definitivo;

e) Que, en virtud de lo dispuesto en el artículo 50º del D.S. Nº 86, la Comisión, en base a los resultados del Informe Final individualizado en el literal f) de vistos, elaboró un Informe Técnico "Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta del SEN y de los SSMM", cuya publicación en el sitio web de la Comisión fue comunicada al Coordinador mediante Oficio Ordinario Nº 164 individualizado en el literal g) de vistos, con el objeto que las de las empresas de generación, transmisión, concesionarias de servicio público de distribución y clientes libres, actualmente interconectados a los sistemas eléctricos

correspondientes pudiesen hacer llegar sus observaciones;

f) Que, mediante Oficio Ordinario Nº 209 singularizado en el literal h) de vistos, la Comisión, a solicitud de parte, prorrogó el plazo para remitir las observaciones señaladas en el considerando anterior;

g) Que, habiendo analizado las observaciones individualizadas en el literal i) de vistos, esta Comisión estima oportuno emitir una versión definitiva del informe individualizado en el literal e) anterior; y,

h) 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 Definitivo "Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta del SEN y de los SSMM", de junio de 2021, cuyo contenido íntegro se señala a continuación:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

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

INFORME TÉCNICO DEFINITIVO

JUNIO 2021

INDICE

Página

INTRODUCCIÓN 26

1 ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS DE GENERACIÓN DISPONIBLES PARA SUMINISTRAR POTENCIA DE PUNTA 27

1.1 GENERAL 27

1.2 TURBINA A GAS 29

1.2.1 Turbina de Gas Aeroderivativas (AD) 31

1.2.2 Turbina de Gas Heavy Duty (HD) 31

1.2.3 Ciclo Abierto-Simple y Variantes 31

1.2.4 Ciclo Cerrado (Gases) 32

1.2.5 Disponibilidad en el mercado 32

1.2.6 Rendimiento 32

1.3 MOTORES GENERADORES 33

1.3.1 Características generales Grupos Motor Generador (GMG) 33

1.3.2 Definición de clases de potencia para Grupos Motor-Generador (Norma ISO 8528-1) 35

1.3.2.1 Potencia Límite-Tiempo de Funcionamiento o Stand by 35

1.3.2.2 Potencia Prime 35

1.3.2.3 Potencia Continua 36

1.4 CENTRALES RENOVABLES CON CAPACIDAD DE REGULACIÓN O ALMACENAMIENTO 37

1.4.1 Centrales Renovables con Capacidad de Regulación 38

1.4.2 Central hidráulica de embalse 38

1.4.3 Central termosolar con acumulación de sales fundidas 40

1.4.4 Central geotérmica con gestión del fluido geotérmico 42

1.4.4.1 Planta de generación a condensación o vapor flash 43

1.4.4.2 Planta de generación binaria 44

1.4.5 Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento 45

1.4.6 Central fotovoltaica + Banco de baterías 46

1.4.7 Central eólica + Sistema de baterías 49

1.4.8 Central hidroeléctrica de pasada + Sistema de baterías 51

2 CARACTERÍSTICAS Y ATRIBUTOS DE FLEXIBILIDAD DE DISTINTAS TECNOLOGÍAS 52

2.1 ANÁLISIS DE TECNOLOGÍAS 52

2.2 CONCLUSIONES 58

3 EVOLUCIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX) PERIODO 2021-2024 DE DISTINTAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN 59

3.1 COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX) DISTINTAS TECNOLOGÍAS – PERIODO 2021 - 2024 59

4 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA SUMINISTRAR POTENCIA DE PUNTA 69

4.1 ANÁLISIS DE LAS TECNOLOGÍAS Y TAMAÑOS 69

4.2 ANÁLISIS DE LAS SUBESTACIONES BÁSICAS DE POTENCIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 76

4.2.1 Zona de la Subestación Parinacota 78

4.2.1.1 Ubicación de la Unidad de Punta 78

4.2.1.2 Aspectos Territoriales 78

4.2.1.3 Aspectos Logísticos 78

4.2.1.4 Recurso Energético Primario 78

4.2.1.5 Aspectos Técnicos 80

4.2.2 Zona de la Subestación Cóndores 84

4.2.2.1 Ubicación de la Unidad de Punta 84

4.2.2.2 Aspectos Territoriales 84
4.2.2.3 Aspectos Logísticos 84
4.2.2.4 Recurso Energético Primario 84
4.2.2.5 Aspectos Técnicos 86
4.2.3 Zona de la Subestación Nueva Pozo Almonte 89
4.2.3.1 Ubicación Unidad de Punta 89
4.2.3.2 Aspectos Territoriales 89
4.2.3.3 Aspectos Logísticos 89
4.2.3.4 Recurso Energético Primario 89
4.2.3.5 Aspectos Técnicos 90
4.2.4 Zona de la Subestación Kimal 94
4.2.4.1 Ubicación Unidad de Punta 94
4.2.4.2 Aspectos Territoriales 94
4.2.4.3 Aspectos Logísticos 94
4.2.4.4 Recurso Energético Primario 94
4.2.4.5 Aspectos Técnicos 96
4.2.5 Zona de la Subestación Centinela 99
4.2.5.1 Ubicación Unidad de Punta 99
4.2.5.2 Aspectos Territoriales 99
4.2.5.3 Aspectos Logísticos 99
4.2.5.4 Recurso Energético Primario 99
4.2.5.5 Aspectos Técnicos 100
4.2.6 Zona de la Subestación Laberinto 104
4.2.6.1 Ubicación Unidad de Punta 104

4.2.6.2 Aspectos Territoriales 104
4.2.6.3 Aspectos Logísticos 104
4.2.6.4 Recurso Energético Primario 104
4.2.6.5 Aspectos Técnicos 106
4.2.7 Zona de la Subestación Kapatur 109
4.2.7.1 Ubicación Unidad de Punta 109
4.2.7.2 Aspectos Territoriales 109
4.2.7.3 Aspectos Logísticos 109
4.2.7.4 Recurso Energético Primario 109
4.2.7.5 Aspectos Técnicos 110
4.2.8 Zona de la Subestación Illapa 114
4.2.8.1 Ubicación Unidad de Punta 114
4.2.8.2 Aspectos Territoriales 114
4.2.8.3 Aspectos Logísticos 114
4.2.8.4 Recurso Energético Primario 114
4.2.8.5 Aspectos Técnicos 116
4.2.9 Zona de la Subestación Nueva Cardones 119
4.2.9.1 Ubicación Unidad de Punta 119
4.2.9.2 Aspectos Territoriales 119
4.2.9.3 Aspectos Logísticos 119
4.2.9.4 Recurso Energético Primario 119
4.2.9.5 Aspectos Técnicos 120
4.2.10 Zona de la Subestación Nueva Pan de Azúcar 124
4.2.10.1 Ubicación Unidad de Punta 124

4.2.10.2 Aspectos Territoriales 124
4.2.10.3 Aspectos Logísticos 124
4.2.10.4 Recurso Energético Primario 124
4.2.10.5 Aspectos Técnicos 125
4.2.11 Zona de la Subestación Nogales 130
4.2.11.1 Ubicación Unidad de Punta 130
4.2.11.2 Aspectos Territoriales 130
4.2.11.3 Aspectos Logísticos 130
4.2.11.4 Recurso Energético Primario 130
4.2.11.5 Aspectos Técnicos 132
4.2.12 Zona de la Subestación Polpaico 135
4.2.12.1 Ubicación Unidad de Punta 135
4.2.12.2 Aspectos Territoriales 135
4.2.12.3 Aspectos Logísticos 135
4.2.12.4 Recurso Energético Primario 135
4.2.12.5 Aspectos Técnicos 137
4.2.13 Zona de la Subestación Lo Aguirre 141
4.2.13.1 Ubicación Unidad de Punta 141
4.2.13.2 Aspectos Territoriales 141
4.2.13.3 Aspectos Logísticos 141
4.2.13.4 Recurso Energético Primario 141
4.2.13.5 Aspectos Técnicos 143
4.2.14 Zona de la Subestación Candelaria 146
4.2.14.1 Ubicación Unidad de Punta 146

4.2.14.2 Aspectos Territoriales 146
4.2.14.3 Aspectos Logísticos 146
4.2.14.4 Recurso Energético Primario 146
4.2.14.5 Aspectos Técnicos 147
4.2.15 Zona de la Subestación Entre Ríos 151
4.2.15.1 Ubicación Unidad de Punta 151
4.2.15.2 Aspectos Territoriales 151
4.2.15.3 Aspectos Logísticos 151
4.2.15.4 Recurso Energético Primario 151
4.2.15.5 Aspectos Técnicos 152
4.2.16 Zona de la Subestación Ciruelos 156
4.2.16.1 Ubicación Unidad de Punta 156
4.2.16.2 Aspectos Territoriales 156
4.2.16.3 Aspectos Logísticos 156
4.2.16.4 Recurso Energético Primario 156
4.2.16.5 Aspectos Técnicos 158
4.2.17 Zona de la Subestación Tineo 161
4.2.17.1 Ubicación Unidad de Punta 161
4.2.17.2 Aspectos Territoriales 161
4.2.17.3 Aspectos Logísticos 161
4.2.17.4 Recurso Energético Primario 161
4.2.17.5 Aspectos Técnicos 162
4.3 UMBRALES DEL RECURSO VIENTO Y RADIACIÓN SOLAR PARA TECNOLOGÍA DEL TIPO RENOVABLE CON CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO 167

4.4 SUBESTACIONES DE LOS SISTEMAS MEDIANOS PUNTA ARENAS, PUERTO NATALES, PORVENIR Y PUERTO WILLIAMS 170

4.4.1 Zona de la Subestación Tres Puentes 171

4.4.1.1 Ubicación Unidad de Punta 171

4.4.1.2 Aspectos territoriales 171

4.4.1.3 Aspectos logísticos 171

4.4.1.4 Recurso energético Primario 172

4.4.1.5 Ubicación Subestación Tres Puentes 11,5 kV 173

4.4.1.6 Aspectos técnicos 173

4.4.2 Zona de la Subestación Puerto Natales 178

4.4.2.1 Ubicación Unidad de Punta 178

4.4.2.2 Aspectos territoriales 178

4.4.2.3 Aspectos logísticos 178

4.4.2.4 Ubicación Subestación Puerto Natales 13,2 kV 180

4.4.2.5 Aspectos técnicos 180

4.4.3 Zona de la Subestación Porvenir 182

4.4.3.1 Ubicación Unidad de Punta 182

4.4.3.2 Aspectos territoriales 182

4.4.3.3 Aspectos logísticos 182

4.4.3.4 Ubicación Subestación Porvenir 13,2 kV 183

4.4.3.5 Aspectos técnicos 183

4.4.4 Zona de la Subestación Puerto Williams 185

4.4.4.1 Ubicación Unidad de Punta 185

4.4.4.2 Aspectos territoriales 185

4.4.4.3 Aspectos logísticos 185

4.4.4.4 Ubicación Subestación Puerto Williams 13,2 kV 186

4.4.4.5 Aspectos técnicos 186

4.5 SUBESTACIONES DE LOS SISTEMAS MEDIANOS DE AYSÉN, PALENA, GENERAL CARRERA, COCHAMÓ Y HORNOPIRÉN 189

4.5.1 Zona de la Subestación Tehuelche 190

4.5.1.1 Ubicación Unidad de Punta 190

4.5.1.2 Aspectos territoriales 190

4.5.1.3 Aspectos logísticos 190

4.5.1.4 Ubicación Subestación Tehuelche 191

4.5.1.5 Aspectos técnicos 191

4.5.2 Zona de la Subestación Chacabuco 194

4.5.2.1 Ubicación Unidad de Punta 194

4.5.2.2 Aspectos territoriales 194

4.5.2.3 Aspectos logísticos 194

4.5.2.4 Ubicación Subestación Chacabuco 195

4.5.2.5 Aspectos técnicos 195

4.5.3 Zona de la Subestación Palena 197

4.5.3.1 Ubicación Unidad de Punta 197

4.5.3.2 Aspectos territoriales 197

4.5.3.3 Aspectos logísticos 197

4.5.3.4 Ubicación Subestación Palena 198

4.5.3.5 Aspectos técnicos 198

4.5.4 Zona de la Subestación Chile Chico (General Carrera) 200

4.5.4.1 Ubicación Unidad de Punta 200

4.5.4.2 Aspectos territoriales 200

4.5.4.3 Aspectos logísticos 200

4.5.4.4 Ubicación Subestación Chile Chico 201

4.5.4.5 Aspectos técnicos 201

4.5.5 Zona de la Subestación Cochamó 203

4.5.5.1 Ubicación Unidad de Punta 203

4.5.5.2 Aspectos territoriales 203

4.5.5.3 Aspectos logísticos 203

4.5.5.4 Aspectos técnicos 204

4.5.6 Zona de la Subestación Hornopirén 207

4.5.6.1 Ubicación Unidad de Punta 207

4.5.6.2 Aspectos territoriales 207

4.5.6.3 Aspectos logísticos 207

4.5.6.4 Ubicación Subestación Hornopirén 208

4.5.6.5 Aspectos técnicos 208

5 DISEÑO DETALLADO DE LOS PROYECTOS A ANALIZAR, IDENTIFICANDO LOS REQUERIMIENTOS Y EQUIPOS PRINCIPALES 212

5.1 CENTRAL GENERADORA CON TURBINA A DIÉSEL/GAS NATURAL DE 70 MW, 150 MW Y 300 MW 212

5.1.1 Requerimientos de espacio y equipamiento Principal 212

5.2 CENTRAL GENERADORA PARQUE EÓLICO CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA MEDIANTE BATERÍAS DE TAMAÑO 70 MW Y 150 MW 217

5.2.1 Requerimientos de espacio y equipamiento principal 217

5.3 CENTRAL GENERADORA SOLAR FOTOVOLTAICA CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGIA MEDIANTE BATERÍAS DE TAMAÑO 70 MW Y 150 MW 221

5.3.1 Requerimientos de espacio y equipamiento principal 221

5.4 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA, LÍNEA DE TRANSMISIÓN 220 KV Y PAÑO DE CONEXIÓN 225

5.4.1 Subestación Eléctrica 225

5.4.2 Línea de Transmisión 226

5.4.3 Paño de Conexión 226

5.5 CENTRAL GENERADORA CON TURBINA A DIÉSEL/GAS NATURAL DE 2 MW Y 5 MW 228

5.5.1 Requerimientos de espacio y equipamiento principal 228

5.5.2 Conexión Eléctrica..... 231

5.5.3 Paño de Conexión 232

5.6 CENTRAL GENERADORA CON MOTOR – GENERADOR DIÉSEL DE 0,3 MW, 0,5 MW, 0,8 MW, 1,2 MW, 1,5 MW, 2 MW Y 5 MW 233

5.6.1 Requerimientos de espacio y equipamiento principal 233

5.6.2 Conexión Eléctrica..... 237

5.6.3 Paño de Conexión 237

6 DETERMINACIÓN DE ÍTEMS INCLUIDOS EN LAS PARTIDAS DE COSTOS DE LOS DISTINTOS PROYECTOS ANALIZADOS 238

6.1 DETERMINACIÓN DE ÍTEMS INCLUIDOS EN LAS PARTIDAS DE COSTOS DE INVERSIÓN DE LOS DISTINTOS PROYECTOS ANALIZADOS..... 238

6.1.1 Antecedentes 238

6.1.2 Central Generadora 238

6.1.2.1 Suministro de equipos principales. TGCA – GMG – Central eólica + BESS - Central solar fotovoltaica + BESS..... 238

6.1.2.1.1 Equipamiento de Generación. TGCA - GMG - Parque eólico - Central fotovoltaica - sistema de almacenamiento de energia.... 238

6.1.2.1.2 Red de suministro de Petróleo. TGCA - GMG 239

6.1.2.1.3 Suministro de gas (Gasoducto). TGCA..... 239

6.1.2.1.4 Red de suministro de agua. TGCA - GMG..... 239

6.1.2.1.5 Sistema de aire comprimido. TGCA - GMG 240

6.1.2.1.6 Plataforma y fundaciones para aerogeneradores..... 240

6.1.2.1.7 Sistemas Eléctricos Auxiliares. TGCA – GMG – Parque eólico + BESS – Central solar fotovoltaica + BESS 240

6.1.2.2 Obras Civiles y Montaje. TGCA - GMG 240

6.1.2.2.1 Infraestructura de la Central 240

6.1.2.2.2 Construcción y Montaje 240

6.1.2.3 Obras Civiles y Montajes (Parque Eólico - Central solar fotovoltaica) 241

6.1.2.3.1 Infraestructura de la Central 241

6.1.2.3.2 Construcción y Montaje 241

6.1.2.4 Ingeniería - TGCA - GMG 241

6.1.2.5 Resumen de partidas de costos de central generadora 241

6.1.3 Subestaciones. TGCA – GMG - Parque Eólico + BESS - Central solar fotovoltaica + BESS..... 243

6.1.3.1 Equipamiento de Subestación de Salida 243

6.1.3.2 Equipamiento de Subestación de Enlace 243

6.1.3.3 Obras Civiles y Montaje..... 244

6.1.3.3.1 Infraestructura de la Subestaciones..... 244

6.1.3.3.2 Construcción y Montaje de la Subestación 244

6.1.3.4 Ingeniería de la Subestación 244

6.1.3.5 Resumen de partidas de costos de la subestación 244

6.1.4 Línea de Transmisión. TGCA - GMG - Parque eólico - Central solar fotovoltaica 245

6.1.4.1 Suministro 245

6.1.4.2 Obras Civiles y Montaje..... 246

6.1.4.2.1 Infraestructura de Línea de Transmisión 246

6.1.4.2.2 Construcción y Montaje de la línea de transmisión 246

6.1.4.3 Ingeniería de la línea de transmisión 246

6.1.4.4 Resumen de partidas de costos de la línea de transmisión 246

6.1.5 Gastos Generales de la Central Generadora..... 248

6.2 DETERMINACIÓN DE ÍTEMS INCLUIDOS EN LAS PARTIDAS DE COSTOS FIJOS DE OPERACION LOS DISTINTOS PROYECTOS ANALIZADOS 250

6.2.1 Antecedentes 250

6.2.2 Costos Fijos de Operación..... 250

6.2.2.1 Costos fijos Operacionales 250

6.2.2.2 Costos de mantenimiento y atención de fallas 250

6.2.2.3 Costo de capital del petróleo almacenado 250

6.2.2.4 Costo de repuestos 251

6.2.2.5 Costo fijo de operación y mantención de Subestación..... 251

6.2.2.6 Costo fijo inspección y mantenimiento de la línea de transmisión 251

6.2.2.7 Costo de las pérdidas de transformador de poder. 251

6.2.2.8 Costos de seguros 252

6.2.2.9 Costos de transporte (recargos de transporte)..... 252

6.2.2.10 Costo de almacenaje y Logística..... 252

7 DISPOSITIVOS DE MITIGACIÓN O ELIMINACIÓN DE CONTAMINACIÓN AMBIENTAL 253

7.1 ANÁLISIS DE LAS REGULACIONES AMBIENTALES VIGENTES 253

7.1.1 Normativa Aplicable..... 253

7.1.1.1 Normas de Calidad de Aire..... 253

7.1.1.2 Normas de Emisiones de Contaminantes Atmosféricos 254

7.2 CÁLCULO DE EMISIONES 255
7.2.1 Emisiones con combustible - Gas natural 255
7.2.2 Emisiones con combustible - Petróleo diésel 255
7.2.3 Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones 256
7.2.4 Tabla de Emisiones 256
7.3 CONCLUSIONES 258
8 CUMPLIMIENTO NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO Y CAPACIDAD DE PARTIDA AUTONOMA (BLACK START) 260
8.1 CUMPLIMIENTO NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO 260
8.2 CAPACIDAD DE PARTIDA AUTÓNOMA (BLACK START) 261
9 ESTUDIOS ELÉCTRICOS PARA LA CONEXIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA 262
9.1 RESUMEN 262
9.2 DESARROLLO DEL ESTUDIO SISTÉMICO 265
10 PARTIDAS DE COSTOS DE CONEXIÓN AL SISTEMA ELÉCTRICO 266
10.1 ANTECEDENTES 266
10.2 COSTOS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 266
10.2.1 Equipamiento Subestación de salida MT/220 kV 268
10.2.1.1 Equipamiento Principal 268
10.2.1.2 Conductores, Aisladores, Ferretería y accesorios 268
10.2.1.3 Malla de Tierra 268
10.2.1.4 Paneles 269
10.2.1.5 Otros 269
10.2.1.6 Alumbrado de patio 269
10.2.1.7 Conductores de Fuerza y Control 269
10.2.1.8 Sistema de Comunicaciones 269

10.2.1.9 Estructuras 269
10.2.1.10 Transformador de poder MT/220 Kv 269
10.2.2 Equipamiento Subestación de conexión (enlace) 270
10.2.2.1 Equipamiento Principal 270
10.2.2.2 Conductores, Aisladores, Ferretería y accesorios 271
10.2.2.3 Malla de Tierra 271
10.2.2.4 Paneles 271
10.2.2.5 Otros 271
10.2.2.6 Alumbrado de patio 272
10.2.2.7 Conductores de Fuerza y control 272
10.2.2.8 Sistema de Comunicaciones 272
10.2.2.9 Estructuras 272
10.2.3 Infraestructura 272
10.2.3.1 Terreno SSEE 272
10.2.3.2 Instalaciones de faena 272
10.2.3.3 Caminos, urbanización y cierros 272
10.2.3.4 Movimientos de Tierra masivos 273
10.2.3.5 Montaje Alumbrado Exterior 273
10.2.4 Construcción y montaje SSEE 273
10.2.4.1 Montaje equipos principales 273
10.2.4.2 Montaje estructuras 273
10.2.4.3 Montaje conductor, ailadores y conexionado primario 273
10.2.4.4 Fundaciones 273
10.2.4.5 Canalizaciones 273

10.2.4.6 Montaje cables de fuerza y control 273
10.2.4.7 Montaje paneles 274
10.2.4.8 Montaje otros 274
10.2.4.9 Montaje malla de puesta a tierra 274
10.2.4.10 Servicios de ingeniería asociados a la construcción 274
10.2.4.11 Servicios de carga, transporte y descarga 274
10.2.5 INGENIERÍA 274
10.2.5.1 DISEÑOS DE INGENIERÍA SUBESTACIONES 274
10.3 COSTO LÍNEA DE TRANSMISIÓN PARA EL SEN 274
10.3.1 Suministro 275
10.3.1.1 Estructuras de Suspensión 275
10.3.1.2 Estructuras de Anclaje 275
10.3.1.3 Conductores de Fase 275
10.3.1.4 Cable de Guardia OPGW 276
10.3.1.5 Cadenas de Suspensión 276
10.3.1.6 Cadenas de Anclaje 276
10.3.1.7 Aisladores 276
10.3.1.8 Cadenas Suspensión y Anclaje Cable OPGW 276
10.3.1.9 Accesorios Conductor de Fase 276
10.3.1.10 Accesorios Cable de Guardia 277
10.3.1.11 Puesta a Tierra 277
10.3.1.12 Accesorios Torre 277
10.3.2 Infraestructura línea 277
10.3.2.1 Instalaciones de faena 277

10.3.2.2 Caminos de acceso 277
10.3.2.3 Servidumbre 277
10.3.2.4 Roce y despeje franja 277
10.3.2.5 Replanteo 277
10.3.2.6 Estudio suelo 278
10.3.3 Construcción y montaje de línea de transmisión 278
10.3.3.1 Montaje estructuras 278
10.3.3.2 Montaje conductor de fase 278
10.3.3.3 Montaje cable de guardia 278
10.3.3.4 Montaje aislación y ferretería torre de suspensión 278
10.3.3.5 Montaje aislación y ferretería torre de anclaje 278
10.3.3.6 Montaje cadenas y ferretería OPGW 278
10.3.3.7 Excavación 279
10.3.3.8 Hormigón H25 279
10.3.3.9 Hormigón H10 279
10.3.3.10 Relleno compactado 279
10.3.3.11 Moldaje 279
10.3.3.12 Armadura 279
10.3.3.13 Puesta a tierra 279
10.3.3.14 Terminaciones 279
10.3.3.15 Servicios de ingeniería asociados a la construcción 279
10.3.3.16 Servicios de carga, transporte y descarga 280
10.3.4 Ingeniería 280
10.3.4.1 Diseños de ingeniería de línea de transmisión 280

10.4 COSTOS CONEXIÓN ELÉCTRICA PARA SSMM 281
10.4.1 Equipamiento de la Subestación 282
10.4.1.1 Desconectador cuchilla 282
10.4.1.2 Desconectador fusible 282
10.4.1.3 Transformador de poder 282
10.4.1.4 Celdas MT o reconectador 282
10.4.1.5 Malla de puesta a tierra 282
10.4.1.6 Conductores de fuerza y control 283
10.4.1.7 Alumbrado de patio 283
10.4.1.8 Estructuras 283
10.4.1.9 Accesorios 283
10.4.2 Obras civiles y montaje SSEE 283
10.4.2.1 Infraestructura SSEE 283
10.4.2.1.1 Instalaciones de faena 283
10.4.2.1.2 Caminos, urbanización y cierres 283
10.4.2.1.3 Movimientos de tierra masivos 283
10.4.2.1.4 Montaje alumbrado exterior 284
10.4.2.2 Construcción y montaje SSEE 284
10.4.2.2.1 Montaje malla de puesta a tierra 284
10.4.2.2.2 Conexionado 284
10.4.2.2.3 Canalizaciones 284
10.4.2.2.4 Montaje equipos 284
10.4.2.2.5 Fundaciones 284
10.4.2.2.6 Servicios de carga, transporte y descarga 284
10.4.2.2.7 Servicios de ingeniería asociados a la construcción 284

10.4.3 Ingeniería subestación 284
10.4.3.1 Diseños de ingeniería Subestaciones 284
10.4.4 Línea de conexión en media tensión 285
10.4.4.1 Conductor cable aislado MT 285
10.4.4.2 Mufas para cable aislado MT 285
10.4.4.3 Accesorios 285
10.4.5 Obras civiles y montaje de línea de transmisión MT 285
10.4.5.1 Infraestructura línea 285
10.4.5.1.1 Instalaciones de faena 285
10.4.5.1.2 Movimientos de tierra 285
10.4.5.2 Construcción y montaje línea de conexión MT 285
10.4.5.2.1 Tendido y montaje cable MT 285
10.4.5.2.2 Canalización 285
10.4.5.2.3 Servicios de carga, transporte y descarga 285
10.4.5.2.4 Servicios de ingeniería asociados a la construcción 286
10.4.6 Ingeniería de línea de transmisión 286
10.4.6.1 Diseños de ingeniería línea de transmisión 286
11 COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA 287
11.1 ANTECEDENTES 287
11.1.1 Solicitud de cotizaciones informativas de equipos de generación 287
11.1.2 Descripción de fuentes de información 292
11.2 DETERMINACIÓN DE ÍTEMS INCLUIDOS EN LAS PARTIDAS DE COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN LOS DISTINTOS PROYECTOS ANALIZADOS 295
11.2.1 Antecedentes 295
11.2.2 Costos fijos de operación 295

11.2.2.1 Costos fijos operacionales 295

11.2.2.2 Costo de mantenimiento y atención de fallas 295

11.2.2.3 Costo de capital del petróleo almacenado 299

11.2.2.4 Costo de repuestos 300

11.2.2.5 Costo fijo de contratos centrales renovables 301

11.2.2.6 Costo fijo de operación y mantenimiento de Subestación 301

11.2.2.7 Costo fijo de inspección y mantenimiento de la línea de transmisión 302

11.2.2.8 Costo de las pérdidas del transformador de poder 303

11.2.2.9 Costo de seguros 304

11.2.2.10 Resumen de costos fijos 304

12 DETERMINACIÓN DE LAS PARTIDAS DE COSTOS QUE PRESENTAN VARIACIÓN ANTE LAS DISTINTAS ALTERNATIVAS DE LOCALIZACIÓN, PARA PROYECTOS DE IGUAL TAMAÑO. 306

12.1 DETERMINACIÓN DE LAS PARTIDAS DE COSTOS DE INVERSIÓN QUE PRESENTAN VARIACIÓN ANTE LAS DISTINTAS ALTERNATIVAS DE LOCALIZACIÓN, PARA PROYECTOS DE IGUAL TAMAÑO 306

12.1.1 Central generadora 306

12.1.1.1 Suministro de equipos 306

12.1.1.1.1 Equipamiento de generación 306

12.1.1.1.2 Red de suministro de petróleo 306

12.1.1.1.3 Suministro de gas mediante gasoducto 307

12.1.1.1.4 Red de suministro de agua 307

12.1.1.1.5 Sistema de aire comprimido 308

12.1.1.1.6 Sistemas eléctricos auxiliares 308

12.1.1.2 Obras civiles y montaje 308

12.1.1.2.1 Infraestructura de la central 308

12.1.1.2.2 Construcción y montaje 309

12.1.1.3 Ingeniería 309

12.1.2 Subestaciones 310

12.1.2.1 Equipamiento de Subestación de Salida 310

12.1.2.2 Equipamiento de Subestación de Enlace 310

12.1.2.3 Obras civiles y montaje 311

12.1.2.3.1 Infraestructura de la Subestacion 312

12.1.2.3.2 Construcción y montaje de la Subestación 312

12.1.2.4 Ingeniería de la Subestación 312

12.1.3 Línea de transmisión 312

12.1.3.1 Suministro 312

12.1.3.2 Obras civiles y montaje 313

12.1.3.2.1 Infraestructura de línea de transmisión 313

12.1.3.2.2 Construcción y montaje de la línea de transmisión 314

12.1.3.3 Ingeniería de la línea de transmisión 315

12.1.4 Gastos generales de la central generadora 315

12.2 DETERMINACIÓN DE LAS PARTIDAS DE COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN QUE PRESENTAN VARIACIÓN ANTE LAS DISTINTAS ALTERNATIVAS DE LOCALIZACIÓN, PARA PROYECTOS DE IGUAL TAMAÑO 315

12.2.1 Costos fijos operacionales 315

12.2.2 Costos de capital de petróleo almacenado 315

12.2.3 Costos de repuestos 315

12.2.4 Costos fijos de operación y mantenimiento de la subestación 315

12.2.5 Costos fijos de operación y mantenimiento de la línea de transmisión 316

12.2.6 Costos del combustible (recargo por transporte de GNL mediante camiones) 316

13 DESCRIPCIÓN DEL CÁLCULO Y RESUMEN DE LOS RESULTADOS DEL COSTO DE INVERSIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA..... 317

13.1 DESCRIPCIÓN DE CÁLCULO DEL COSTO DE INVERSIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA. 317

13.1.1 Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 70 MW – Turbina Gas en Ciclo Simple o Abierto..... 319

13.1.2 Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 150 MW – Turbina Gas en Ciclo Simple o Abierto..... 325

13.1.3 Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 300 MW – Turbina Gas en Ciclo Simple o Abierto..... 332

13.1.4 Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 70 MW Y 150 MW – Parque eólico + BESS..... 339

13.1.5 Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 70 MW y 150 MW – Central solar fotovoltaica + BESS..... 342

13.1.6 Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 2 MW y 5 MW – Turbinas a Gas en Ciclo Simple o Abierto..... 347

13.1.7 Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 6 MW – Parque eólico + BESS..... 349

13.1.8 Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 0,3 MW - 0,5 MW – 0,8 MW - 1,2 MW - 1,5 MW - 2,0 MW y 5,0 MW – Grupos Motor – Generador - Diésel..... 350

13.1.9 Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 1,2 MW - 1,5 MW - 2,0 MW y 5,0 MW – Grupos Motor – Generador – Gas Natural..... 357

13.1.10 Resumen costos unitarios de inversión y costos fijos unitarios de operación por tecnología, tamaño y ubicación de la Unidad de Punta en el SEN y los SSMM..... 361

14 ANÁLISIS DE MAYORES COSTOS DE LA UNIDAD DE PUNTA POR EFECTOS DE INCORPORAR EVENTUALES REQUERIMIENTOS DE FLEXIBILIDAD..... 367

15 ESTRUCTURA DEL PRECIO BÁSICO DE POTENCIA DE PUNTA 370

15.1 COMPONENTES DEL PRECIO BÁSICO DE POTENCIA DE PUNTA 370

15.2 POTENCIAS DE GENERACIÓN..... 374

15.3 FACTOR DE PÉRDIDAS 377

16 DETERMINACIÓN DE LA FÓRMULA O POLINOMIO PARA INDEXACIÓN DEL COSTO DE DESAROLLO DE LAS UNIDADES DE PUNTA 379

16.1 DETERMINACIÓN DE LOS INDEXADORES DEL COSTO DE DESARROLLO DE LA UNIDAD DE PUNTA 379

16.1.1 SELECCIÓN DE INDEXADORES PARA LA TECNOLOGÍA DEL TIPO TURBINA A GAS Y GRUPO MOTOR - GENERADOR 379

16.1.2 SELECCIÓN DE INDEXADORES PARA LA TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA MEDIANTE BATERÍAS 382

16.1.3 SELECCIÓN DE INDEXADORES PARA LA TECNOLOGÍA PARQUE EÓLICO CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA MEDIANTE BATERÍAS 384

16.1.4 ANÁLISIS COMPARATIVO DE POSIBLES INDEXADORES 387

16.2 FORMULA DE INDEXACIÓN DEL COSTO DE DESARROLLO DE LA UNIDAD DE PUNTA 396

16.2.1 SELECCIÓN DE INDEXADORES PARA FÓRMULA DE INDEXACIÓN DEL COSTO DE DESARROLLO DE LA UNIDAD DE PUNTA 396

16.2.2 DEFINICIÓN DE LA FÓRMULA DE INDEXACIÓN 397

16.2.2.1 UNIDAD DE PUNTA DEL TIPO TURBINAS A GAS EN EL SEN Y SSMM / GRUPO MOTOR – GENERADOR EN LOS SSMM 397

16.2.2.2 UNIDAD DE PUNTA DEL TIPO PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA MEDIANTE BATERÍAS EN EL SEN 400

16.2.2.3 UNIDAD DE PUNTA DEL TIPO PARQUE EÓLICO CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA MEDIANTE BATERÍAS EN EL SEN 403

16.2.2.4 COEFICIENTES 406

17 CÁLCULO DEL PRECIO BÁSICO DE UNIDAD DE PUNTA Y SUS FÓRMULAS DE INDEXACIÓN PARA LA TECNOLOGÍA DEL TIPO TURBINA A GAS EN CICLO ABIERTO PARA TAMAÑOS COMPRENDIDOS ENTRE 70 MW Y 300 MW EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 407

17.1 CÁLCULO DEL PRECIO BÁSICO DE UNIDAD DE PUNTA 407

17.2 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN 412

18 HERRAMIENTA DE CÁLCULO PARA DETERMINAR EL COSTO DE DESARROLLO Y SU ACTUALIZACIÓN 415

ANEXOS

ANEXO 1 INFORMES EÓLICOS SUBESTACIONES DEL SEN Y DE LA SUBESTACIÓN TRES PUENTES DEL SSMM DE PUNTA ARENAS.

ANEXO 2 PLANOS DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS Y TAMAÑOS DE LA UNIDAD DE PUNTA DEL SEN Y DE LOS SSMM.

ANEXO 3 PLANILLAS DE CÁLCULO DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA DEL SEN Y EN LOS SSMM.

ANEXO 4 INFORME ESTUDIOS SISTÉMICOS.

ANEXO 5 METODOLOGÍA UTILIZADA PARA ESTIMAR FUNDACIONES DE AEROGENERADORES Y PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO.

ANEXO 6 METODOLOGÍA UTILIZADA PARA DIMENSIONAR LA INSTALACIÓN DE FAENAS, EXCAVACIONES/RELLENOS DE CAMINOS NUEVOS, MEJORAMIENTO DE CAMINOS EXISTENTES, FUNDACIONES, PLATAFORMAS, CANALIZACIONES Y CÁMARAS PARA TRAZADO DE CABLES ELÉCTRICOS.

ANEXO 7 DIFERENCIAS DE COSTOS SSEE Y LAT (PRORRATA).

ANEXO 8 INDEXADORES.

ANEXO 9 INSTRUCTIVOS PARA ACTUALIZACIÓN DEL COSTO DE DESARROLLO DE LA UNIDAD DE PUNTA DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS.

ANEXO 10 EJEMPLO COSTO DE CAPITAL PARA EL CÁLCULO DEL STOCK DE COMBUSTIBLE.

ANEXO 11 GENERALIZACIÓN DEL PRECIO DE LA POTENCIA, PARA LA TECNOLOGÍA TG – CA EN EL RANGO DE 70 MW A 300 MW EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.

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, los que 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.

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° 166, de 25 de mayo de 2020, 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". Luego, mediante la dictación de la Resolución Exenta N° 269, de 23 de julio de 2020, la Comisión aprobó el Convenio de prestación de servicios con Unión Temporal de Proveedores Kas Mercado y Regulación S.A. y Krea Energía Limitada, con el objeto que dicho consorcio lleve a cabo el Estudios 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 definitivo para la determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta del SEN y de los SSMM.

1 ANÁLISIS DE 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 el Sistema Eléctrico Nacional (en adelante, "SEN"), y en los Sistemas Medianos (en adelante, "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 analizar otras alternativas de tecnologías como son las centrales renovables con capacidad de regulación y centrales renovables con capacidad o sistemas de almacenamiento.

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 (Embalse), 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 biomasa.

Pot 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, éstos corresponden a combustibles fósiles: petróleo destilado o diésel;

petróleo residual; gas natural y gas licuado derivado de petróleo o LPG. 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, sólo se consideran bancos de baterías (BESS) dada su relativa madurez y potencial de disminución de costos, así como su factibilidad de instalación en distintas ubicaciones geográficas. Adicionalmente, se fundamenta en el hecho de que es la única tecnología de sistemas de almacenamiento que está siendo considerada a la fecha dentro del mercado, existiendo varios proyectos en Chile en desarrollo que consideran esta tecnología. Adicionalmente, las centrales renovables con capacidad de almacenamiento presentan facilidades 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 o 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 es posible transportarlo criogénicamente por vehículo y requiere de almacenamiento y gasificación. Además, esta 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 LNG.

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 (Biodiesel), 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 tecnologías de generación eléctrica disponible para suministrar potencia de punta

Para definir el tipo de equipo para suministrar la potencia de punta, habrá que tener en consideración 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 se instalará este equipo, según las condiciones climáticas (presión, temperatura, humedad, vientos, polvo, etc.) imperantes en la zona. Así también se considerará 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 (partida en negro).

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 (a pedido) 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.

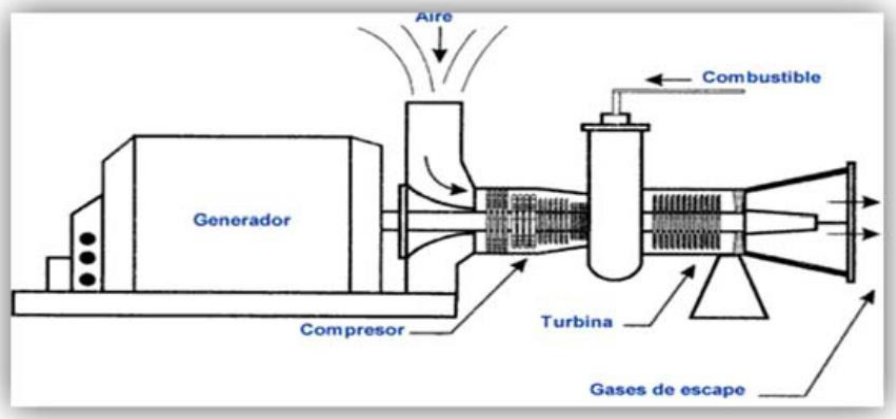
Respecto a la normativa ambiental existente en el país, las unidades de generación de punta, consideradas en el presente estudio, deberán cumplir con la norma de emisiones para plantas termoeléctricas establecida en el D.S. Nº 13 del Ministerio del Medio Ambiente. Esta norma exceptúa de su cumplimiento 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.

Ademas, la operación eléctrica de estas unidades deberá cumplir con la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), tanto para el Sistema Eléctrico Nacional como para los SSMM, según corresponda.

1.2 TURBINA A GAS

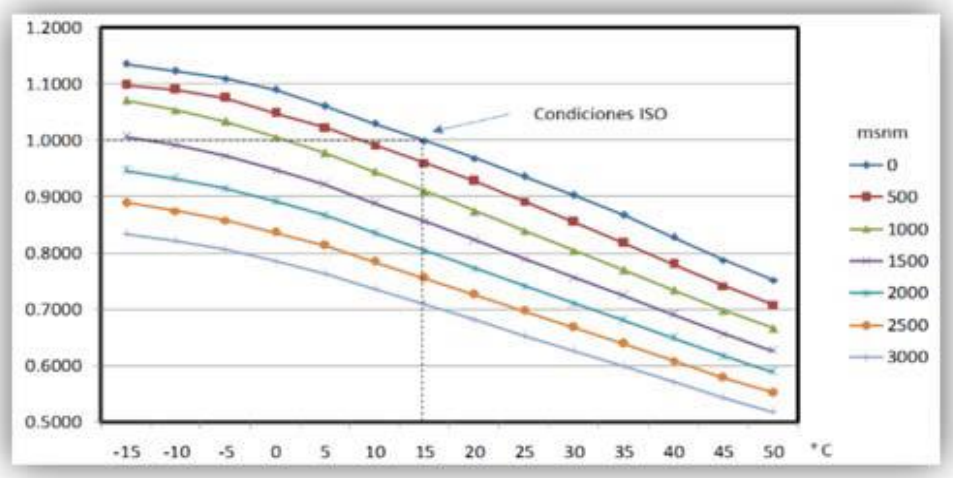
La generación de energía eléctrica en unidades generadoras del tipo turbinas a gas se logra aprovechando directamente, en los álabes de la turbina de gas, la energía cinética que resulta de la expansión de aire y gases de la combustión, comprimidos como se aprecia en la Figura 1.

Figura 1: Ciclo de la Turbina a Gas



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. Uno de estos estándares corresponde a la referencia establecida por la International Standards Organization (ISO), la cual indica una temperatura ambiente de 15°C, 60% de humedad relativa y presión atmosférica a nivel del mar (101 kPA). Cada turbina de gas tiene un comportamiento diferente al cambiar las condiciones atmosféricas, pero pueden esperarse los valores indicados en la Figura 2.

Figura 2: Ajuste de la Potencia Bruta de una Turbina de Gas por Efecto de la Altitud y la Temperatura Ambiente



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 cuente. Dependiendo de su origen las podemos clasificar en:

1.2.1 TURBINA DE GAS AERODERIVATIVAS (AD)

Provienen 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 periodoPeriodoperiodos de operación a máxima carga, sin paradas, ni arranques continuos. Su potencia de diseño puede llegar a valores cercanos de 600 MW[1], 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.

Según el ciclo termodinámico de funcionamiento se clasifican en:

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").

[1] Gas Turbine World 2020 GTW Handbook, Volume 35.

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 HD y las de eje partido a las AD.

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

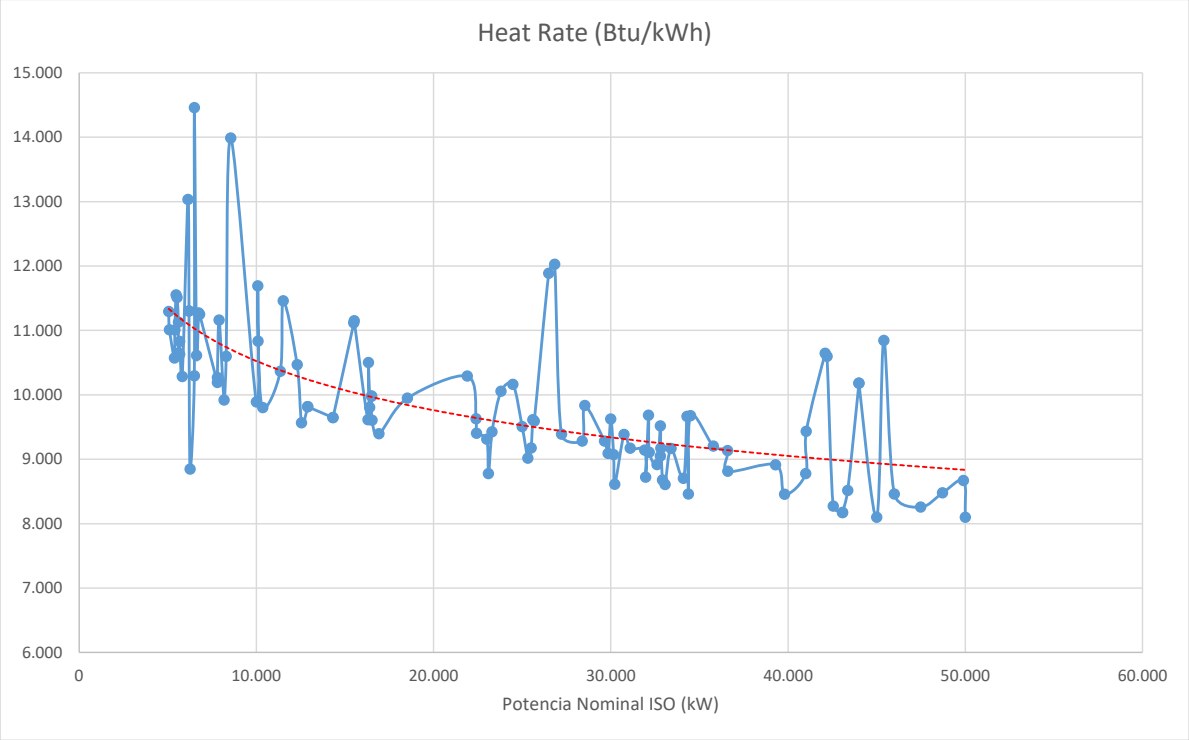
Comercialmente predominan las turbinas a gas, tanto Aeroderivadas como Heavy Duty, pero de diseño abierto. Las turbinas de diseño cerrado, no se encuentran disponibles en el mercado. Se encuentran en el mercado turbinas de diseño abierto con regenerador e inter-enfriador, con potencias de hasta 100 MW 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 puede solo expandirse a través de la turbina y haciéndola girar para llevar a cabo trabajo. En una turbina de gas con una eficiencia del 33%, aproximadamente 2/3 del trabajo producido se usa comprimiendo el aire. El otro 1/3 está disponible para generar electricidad, impulsar un dispositivo mecánico, etc.

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[2]) aumenta, como se muestra en la siguiente figura:

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



Las condiciones ambientales bajo las cuales opera la turbina a gas tienen un efecto notable sobre la potencia y la eficiencia. A temperatura ambiente elevada, la potencia y eficiencia disminuyen. La potencia disminuye debido a la disminución del flujo másico de aire (la densidad del aire disminuye a medida que la temperatura aumenta) y la eficiencia disminuye debido a que el compresor requiere mayor potencia para comprimir el aire a mayor temperatura. Inversamente, la potencia y la eficiencia aumentan cuando la temperatura disminuye.

1.3 MOTORES GENERADORES

1.3.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES GRUPOS MOTOR GENERADOR (GMG)

Los Grupos Motor Generador (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

[2] Poder calorífico inferior del gas natural.

versatilidad, ya que con un diseño adecuado pueden utilizar todo tipo de combustibles líquidos y gaseosos.

Los motores generadores son muy adecuados para su uso en centros de generación distribuida, en especial en el rango entre 1 MW a 5 MW. Dentro de este rango por lo general las unidades son prefabricadas y paquetizadas, que requieren menores recursos de ingeniería para su instalación y puesta en marcha.

Históricamente los motores generadores han sido utilizados 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 – 10.000 kWe se prefiere el uso de otros sistemas, principalmente turbinas a gas. Existen algunas aplicaciones de hasta 30.000 kWe.

Los MG 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 muy 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 MG también se clasifican por su velocidad (rpm) 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 MG 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.

Los MG tienen eficiencias en el rango de 25 a 45 % (basados en PCI[3]). En general, los motores diésel son más eficientes que los motores de encendidos por chispa (MEP) debido a la alta relación de

[3] Poder Calorífico Inferior

compresión. Sin embargo, la eficiencia de los grandes MEP casi iguala la de los motores diésel para tamaños equivalentes.

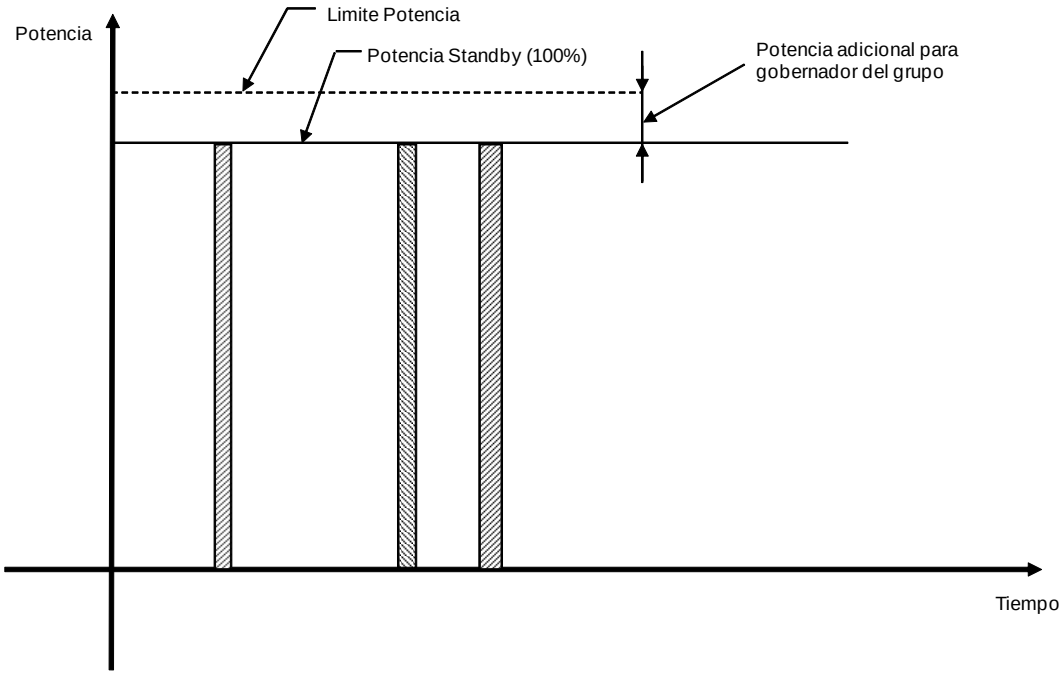
1.3.2 DEFINICIÓN DE CLASES DE POTENCIA PARA GRUPOS MOTOR-GENERADOR (NORMA ISO 8528-1)

Según la Norma ISO, existen categorías de grupos MG, dependiendo de la utilización esperada de estos grupos generadores.

1.3.2.1 Potencia Límite-Tiempo de Funcionamiento o Stand by

La potencia límite – tiempo de funcionamiento o stand by es la máxima potencia del sistema de generación que es capaz de entregar durante un periodo 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.

Figura 4: Potencia Límite – tiempo de funcionamiento o Stand by



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.

La potencia promedio permitida (P_{pp}) (ver Figura 5) durante un periodo 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.

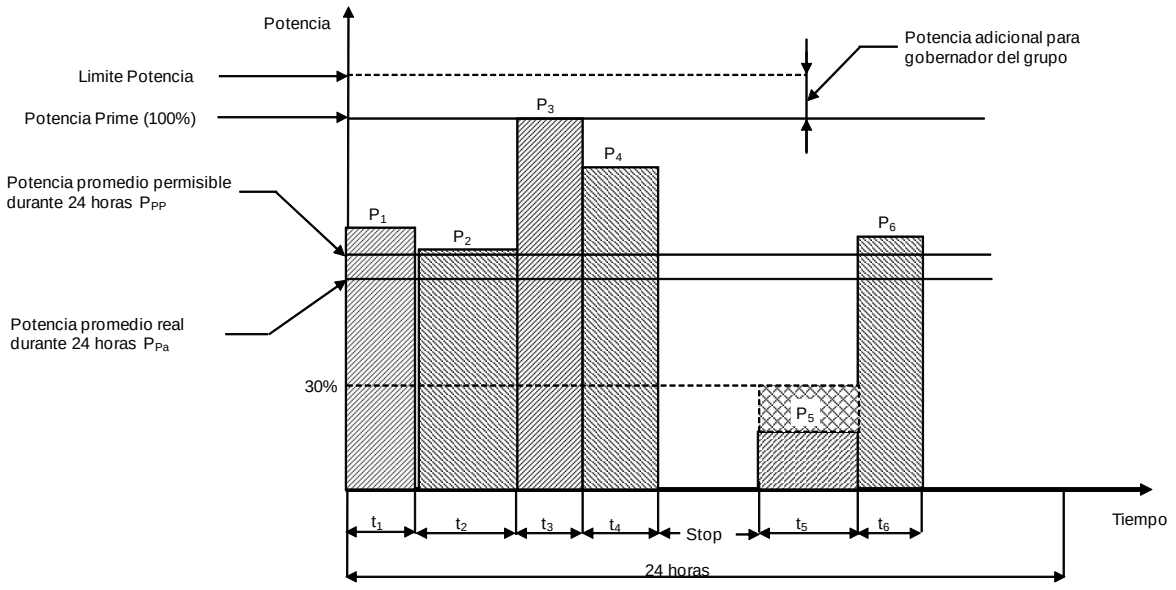
La potencia promedio real, Ppa será calculada como sigue:

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

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

Donde $P_1, P_2, \ldots, P_i$ es la potencia variable y $t_1, t_2, \ldots, t_i$ es cada uno de los periodos dentro de las 24 hrs.

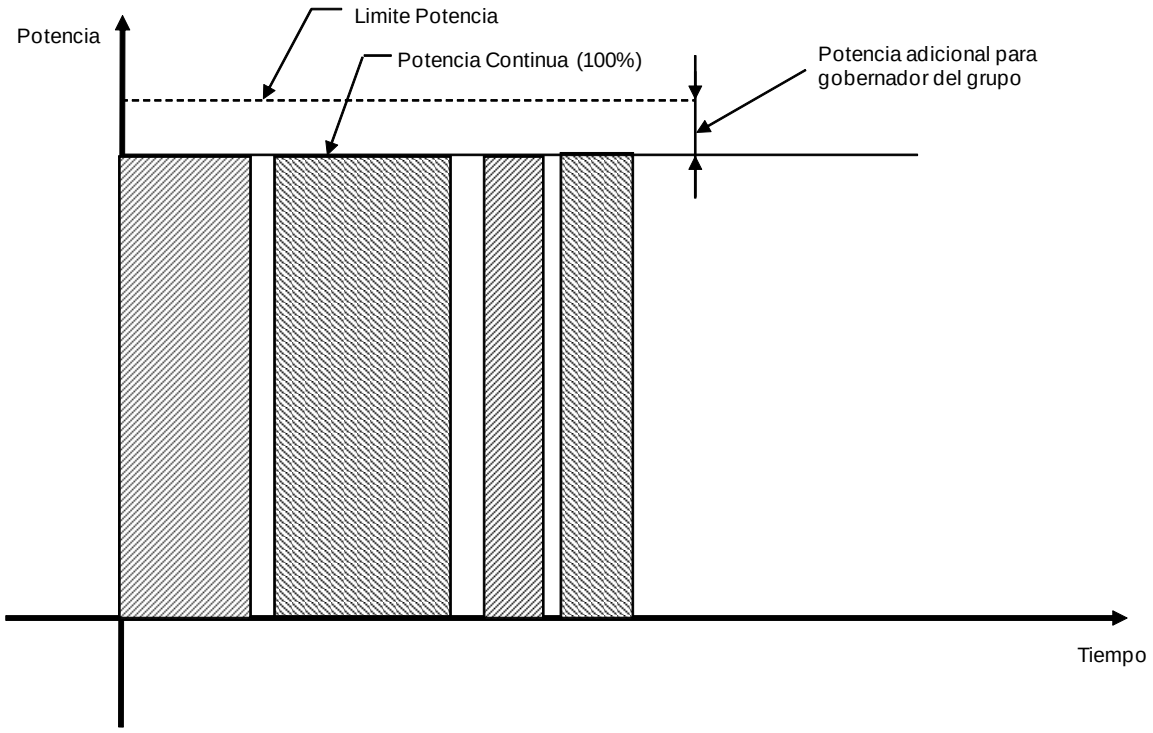
Figura 5: Potencia Prime



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



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:

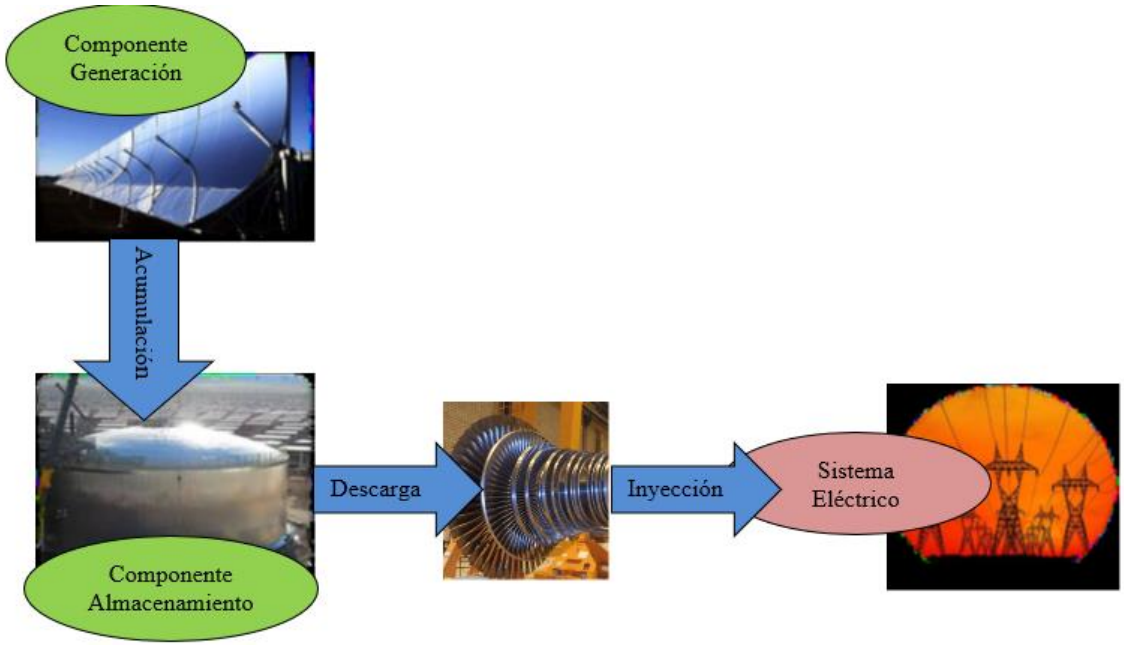
- Central cuyo insumo primario de generación esté comprendido entre los definidos para los medios de generación no convencionales en los términos establecidos en el literal aa) del Artículo 225° de la LGSE.
- El insumo primario de generación debe tener costo variable combustible igual a cero.
- Deben disponer de alguna tecnología[4] que les permita gestionar temporalmente su energético primario, o la energía eléctrica que producen, para su posterior uso en la generación de energía eléctrica.

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

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.

Figura 7: Diagrama Central renovable con capacidad de regulación



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

- Central hidráulica con capacidad de regulación (Embalse).
- Central de Concentración de Potencia (CSP) o central termosolar con acumulación de sales fundidas.
- 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 muy 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 riesgo de una determinada zona y, adicionalmente, cuenten 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.

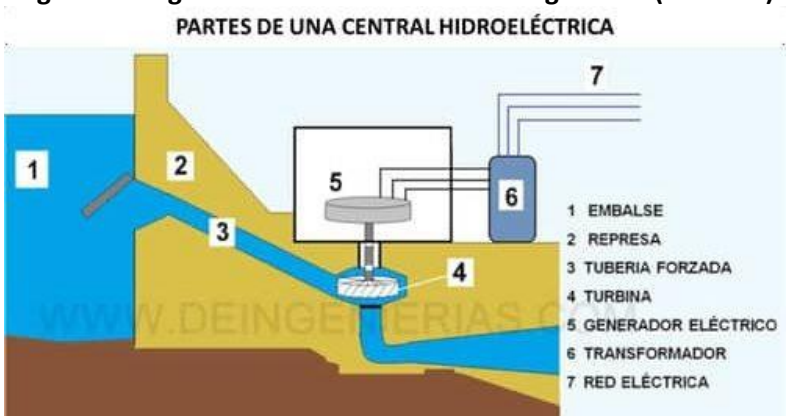
Se considera entonces que la totalidad de las obras civil-hidráulicas deben tener las características más adecuadas a las condiciones geotécnicas del emplazamiento de la respectiva obra, en especial la presa, los túneles y la caverna o casa de máquinas. Además, los criterios de diseño deben considerar 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 así conducidas por las tuberías de presión a la caverna de máquinas mueven las turbinas hidráulicas acopladas a los generadores eléctricos, para escurrir 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)



1.4.3 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:

- Espejos (heliostatos).
- Torre y receptor solar.
- Sistema de generación de vapor.
- Turbina de vapor/generador eléctrico.
- Sistema de Almacenamiento térmico.

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.

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.

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.

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-generador. Los componentes del sistema primario incluyen lo siguiente:

- Sobre calentador.
- 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.

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.

Además, el tren de generación está formado 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.

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 temperatura 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:

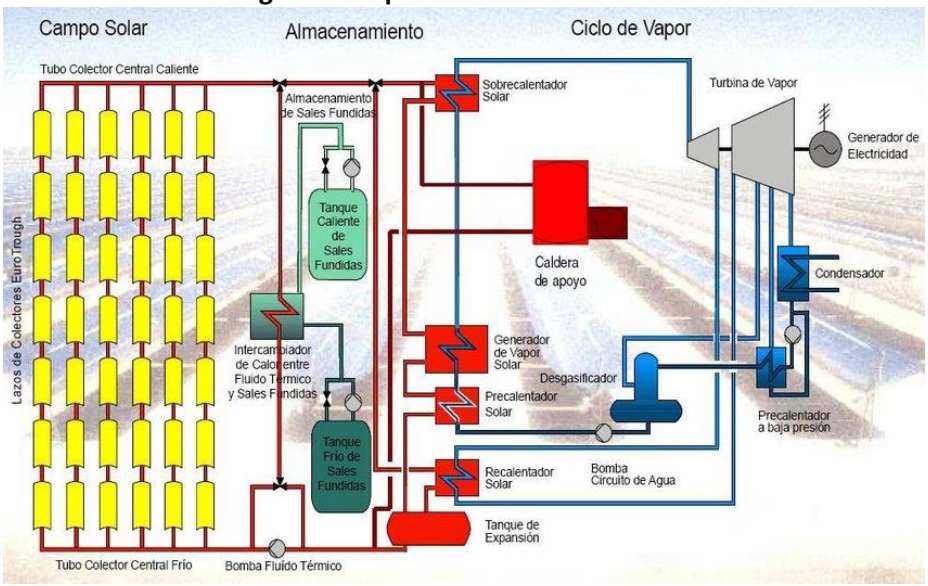
- Tanque de almacenamiento de sales frías. El tanque almacena sales frías desde el generador de vapor, y suministra sales frías al receptor.
- Tanque de almacenamiento de sales calientes. El tanque almacena sales calientes desde el receptor, y suministra sales calientes al generador de vapor.

- 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.

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



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 vaporductos, será 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 funciónan 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.

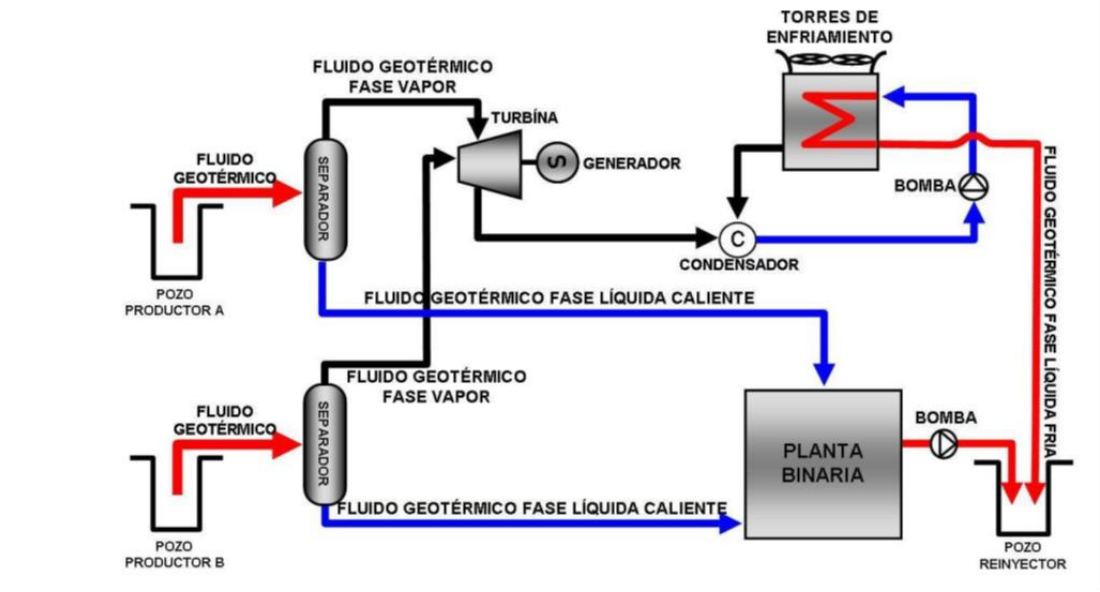
El fluido originado de la condensación del vapor geotérmico, una vez aprovechado en las turbinas de la planta, en parte se evapora en las torres de enfriamiento, siendo este valor aproximado a un 80%,

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



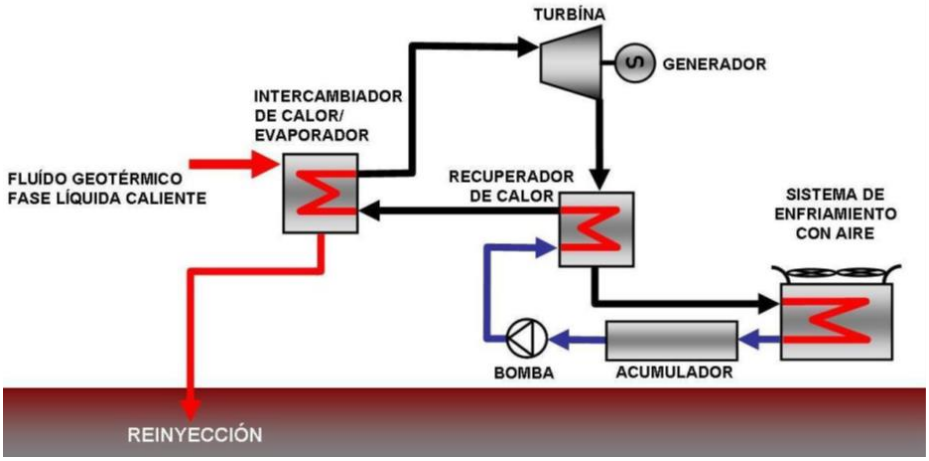
1.4.4.2 Planta de generación binaria

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

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



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 evaporiza.

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.

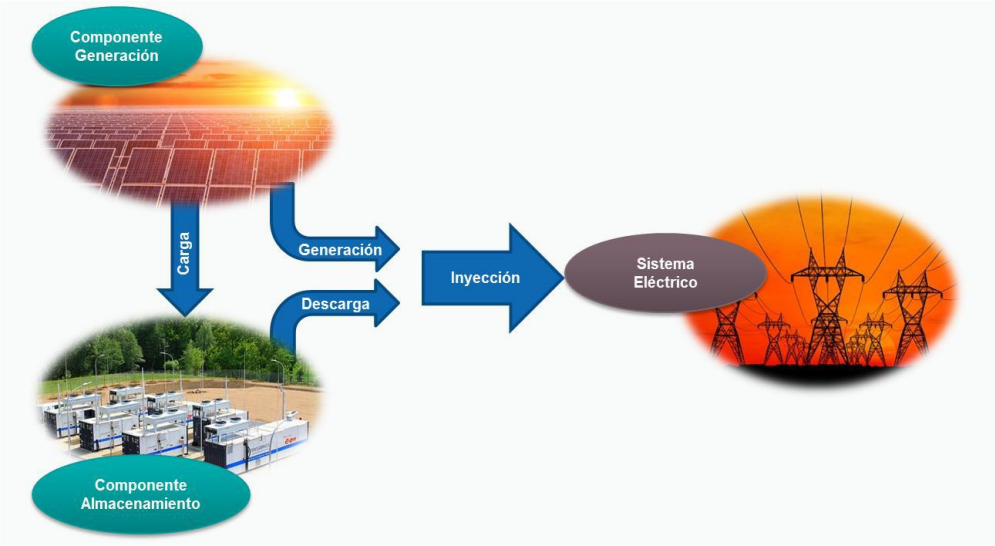
e) Acumulador: Es un estanque de almacenamiento de fluido orgánico, que es una parte integrante del circuito. El volumen total de fluido orgánico es aproximadamente de 300 m3 en fase líquida.

1.4.5 CENTRALES RENOVABLES CON CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO

Este tipo de centrales almacenan 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



En el desarrollo del presente Informe se analizan los siguientes tipos de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento:

- Central fotovoltaica + Banco de baterías.
- Central eólica + Banco de baterías.
- Central hidráulica de pasada + Banco de baterías.

1.4.6 CENTRAL FOTOVOLTAICA + BANCO DE BATERÍAS

Una central fotovoltaica con capacidad de almacenamiento mediante banco de 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:

Central 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 / m2 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, siendo la tendencia en los últimos años privilegiar módulos monocristalinos. Por su parte, las potencias típicas de los módulos fotovoltaicos actualmente están en torno a los 400 Wp. También es preciso destacar en el último tiempo, la utilización 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:

- Módulos fotovoltaicos.
- Inversores de potencia.
- Transformadores de media tensión.
- Sistema de soporte y/o seguimiento.
- Cajas de conexión.
- Sistema monitorización.
- Obras civiles.
- Sistema Colector.
- Subestación Eléctrica.

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

Sistema de almacenamiento en base a baterías. El almacenamiento por baterías 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 de almacenamiento de energía mediante baterías, denominado BESS (Battery Energy Storage Systems por sus siglas en inglés), consiste en sistemas de baterías modulares, normalmente del tipo ion-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 periodo 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 siguientes alternativas:

i) Un desconectador 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 distinto tipo en los cuales van alojadas las bate, los controladores, conversores de electrónica de potencia, trasformadores de potencia y celdas de media tensión. Estos contendedores van instalados sobre fundaciones de concreto y losas rectangulares.

Figura 13: Esquema central fotovoltaica más sistema de almacenamiento en base a baterías

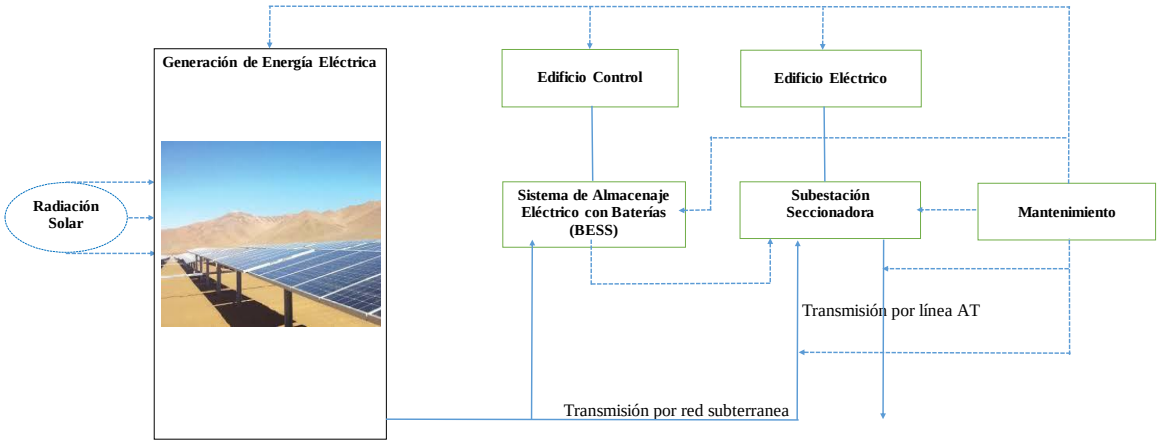


Figura 14: Sistema de almacenamiento mediante baterías



1.4.7 CENTRAL EÓLICA + SISTEMA DE BATERÍAS

Una central eólica con capacidad de almacenamiento mediante banco de 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.

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 distintos 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 los aerogeneradores actuales lo usual es que consideran un conversor 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 y 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 m.

Un parque eólico este compuesto por los siguientes elementos.

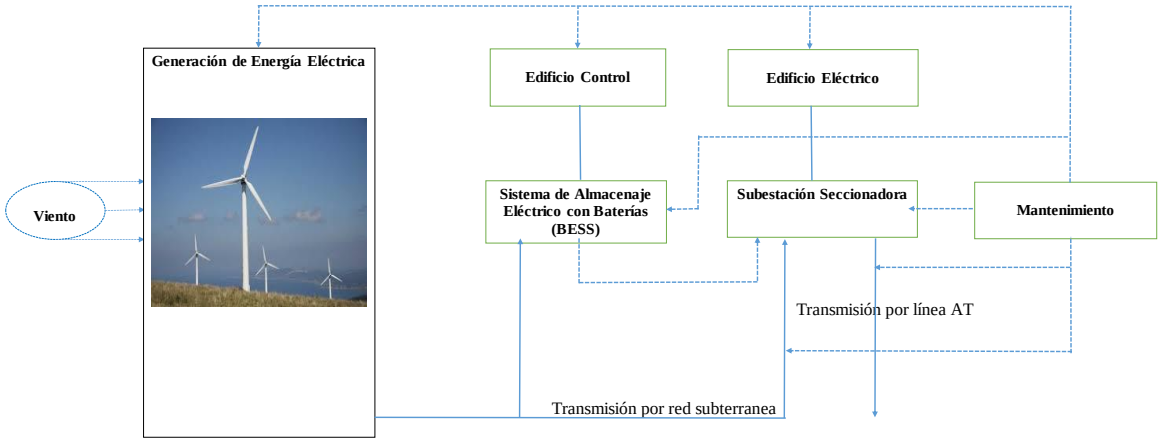
- Aerogeneradores.
- Obras Civiles.
  - Caminos Interiores.
  - Plataformas de Montaje.
  - Fundaciones Aerogeneradores.
- Sistema Colector.
- Subestación Eléctrica.
- Estación Meteorológica.

Sistema de almacenamiento en base a baterías

La descripción técnica de un 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 (baterías)



1.4.8 CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE PASADA + SISTEMA DE BATERÍAS

Para el caso de 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, la instalación de centrales hidroeléctricas de pasada 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 esta categoría 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 de estas instalaciones 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 una particular relevancia en los costos de las 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, desripiadores, 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.

Sistema de almacenamiento en base a baterías

El sistema BESS que se considera en este caso tiene las mismas características descritas en la sección 1.4.6, esto es, el banco de baterías de una central fotovoltaica.

2 CARACTERÍSTICAS Y ATRIBUTOS DE FLEXIBILIDAD DE DISTINTAS TECNOLOGÍAS

En el presente capítulo, de forma introductoria, se procede a listar características y atributos de flexibilidad de distintas tecnologías. Sin perjuicio de lo anterior, se hace presente que el informe se realiza de acuerdo con la normativa vigente.

2.1 ANÁLISIS DE TECNOLOGÍAS

En el contenido de este titulo 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.

Las plantas generadoras convencionales son las que hoy en día proveen una parte relevante de 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. 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.

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

- 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.

- 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 dé 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. En el caso particular de centrales térmicas, la unidad generadora, además de encontrarse completamente detenida, debe estar sin ningún proceso térmico en funcionamiento.

- 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.

- Tiempos mínimos de operación.

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

Centrales térmicas

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.

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.

Centrales Renovables con Capacidad de Regulación

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 cercano a 0 minutos.

Central termosolar con acumulación en sales fundidas

Las central termosolares con acumulación en sales fundidas 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.

Central geotérmica con gestión del fluido geotérmico

Para la central geotérmica con gestión del fluido geotérmico se ha tomado como modelo 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%.

Centrales Renovables con Capacidad 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 considera los atributos de flexibilidad del sistema BESS dado que este elemento es el que garantiza su presencia en las hora de punta.

Dependiendo de la tecnología de almacenamiento el tiempo de partida puede ser del orden de segundos a minutos, permitiendo un tasa de toma de carga elevada que es posible controlar para efectos de evitar sobrecargas en la instalación. Por otra parte, al ser la mayoría de estos almacenamientos modularizados, el mínimo técnico puede alcanzar el valor cero.

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 distintas tecnologías

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][6] (OCGT[7]) • Tamaño > 100 MW • 20MW < Tamaño <50MW • Partida – Sincronización • Sincronización – Mínimo Técnico • Mínimo Técnico - Desconexión	Cercanos a 0	10% 25%	[00:15:00]	16% a 30% 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] Mayor detalle respecto de esta tecnología se presentará en secciones posteriores.

[7] Open Cycle Gas Turbine.

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
			[00:05:00] [00:01:30]	
– Grupo Motor – Generador (GMG)[4] • Partida – Sincronización • Sincronización – Mínimo Técnico • Mínimo Técnico - Desconexión	Cercanos 0	10%	[00:05:00] [00:02:00] [00:02:00]	40% a 100% MW/min

Renovable con Capacidad de Regulación

– Central Hidroeléctrica de Embalse[4] • Partida – Sincronización • Sincronización – Mínimo Técnico • Mínimo Técnico - Desconexión	Cercanos a [00]	25% - 60%	[00:04:43] [00:03:00]	Mayor a 16% MW/min
– Central termosolar con acumulación en sales fundidas	[10 – 15]	10% - 20%	[00:35:00] - [00:50:00]	10 % MW/min

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[4] • Partida desde estado frío[8] • Partida desde estado caliente[6] • Detención[6]	Cercanos a [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 + Banco de Baterías	Cercano a 0	Cercano a 0	Menor a [00:01:00]	60%/min
– Central híbrida eólica + Banco de Baterías	Cercano a 0	Cercano a 0	Menor a [00:01:00]	60%/min
– Central híbrida Hidráulica de Pasada + Banco de Baterías	Cercano a 0	25% - 60 %	Menor a [00:01:00]	60%/min

[8] Información referida a la Central Cerro Pabellón.

[9] Valor hasta alcanzar el mínimo técnico

2.2 CONCLUSIONES

En la sección anterior se presentó información relacionada con los parámetros técnicos de distintas tecnologías de unidades generadoras. Sin perjuicio de aquello, es necesario relevar que la determinación de costos de inversión y fijos de operación de unidad de punta que se realiza a partir de las secciones 4 y siguientes, y en conformidad con la normativa vigente.

3 EVOLUCIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX) PERIODO 2021-2024 DE DISTINTAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN

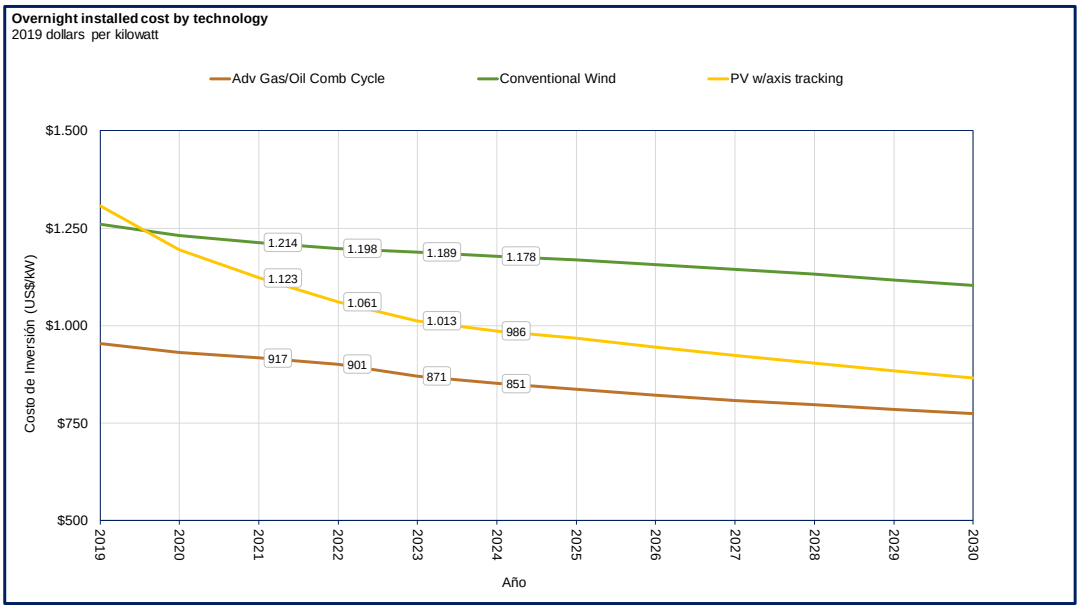
3.1 COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX) DISTINTAS TECNOLOGÍAS – PERIODO 2021 - 2024

Para poder determinar la evolución de los Costos de Inversión (CAPEX) del periodo 2021-2024 de las distintas tecnologías en estudio, se han utilizado las siguientes fuentes de información:

- Annual Energy Outlook 2020 – U.S. Energy Information Administration (www.eia.gov/aeo) – fecha de lanzamiento 29 de Enero de 2020.
- Evolución futura de costos de las energías renovables y almacenamiento en América Latina 2019 – Banco Interamericano de Desarrollo (https://publications.iadb.org/en/publications?keys=Evoluci%C3%B3n+futura+de+costos+de+las+energ%C3%ADas+renovables+y+almacenamiento+en+Am%C3%A9rica+Latina)
- Electricity Annual Technology Baseline (ATB) (https://www.nrel.gov/)

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 periodo 2021-2024 se muestra en la figura siguiente.

Figura 16: Evolución Costos de inversión (CAPEX) Tecnología eólica – solar fotovoltaica - CCGT periodo 2019 - 2030

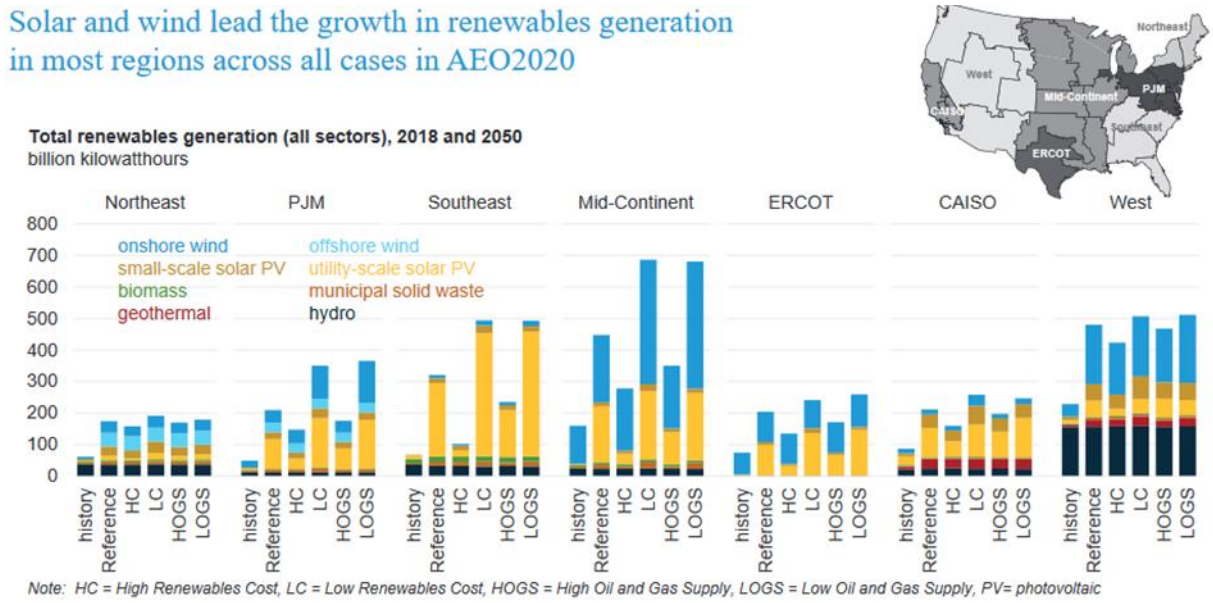


Fuente: Annual Energy Outlook 2020
U.S. Energy Information Administration

eia U.S. Energy Information Administration

Respecto a la Inserción actual y esperada de generación renovable solar y eólica la misma fuente anterior proyecta lo indicado en la figura siguiente.

Figura 17: Inserción esperada tecnología renovables en Estados Unidos



Note: HC = High Renewables Cost, LC = Low Renewables Cost, HOGS = High Oil and Gas Supply, LOGS = Low Oil and Gas Supply, PV= photovoltaic

Los valores que se muestran en la Figura 16,, corresponden a tres tipos de tecnologías como son: Ciclo Combinado mediante Turbinas a Gas (CCGT[10]), eólica y solar fotovoltaico con seguimiento de un eje.

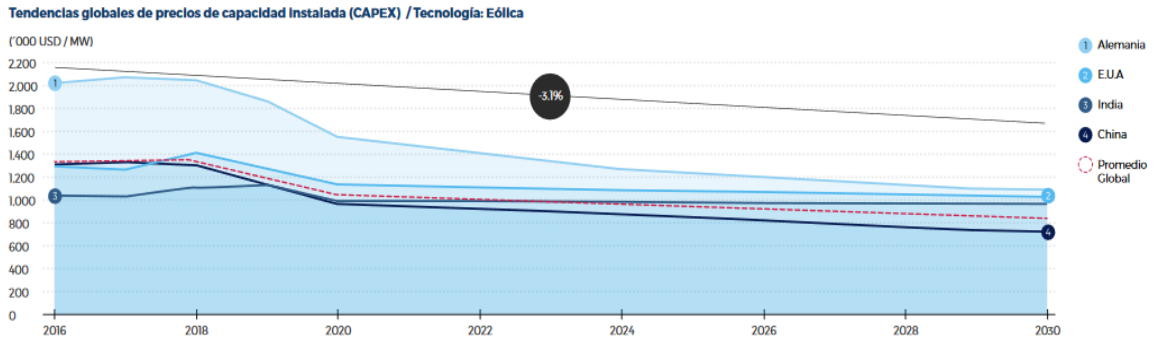
La segunda fuente de información de los costos de inversión (US$/kW) corresponde a publicación del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) denominada "Evolución futura de costos de las energías renovables y almacenamiento en América Latina" de Diciembre de 2019. La elaboración del documento antes señalado fue realizada por la empresa Wood Mackenzie para el Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

Esta publicación muestra los costos de inversión (US$/kW) para tres tipos de tecnologías en el periodo 2019 - 2030 como son la energía eólica, energía solar fotovoltaica y el almacenamiento de energía para varios países de Sudamérica. Estos países son Brasil, Chile, Argentina, Perú, Colombia, Ecuador, Uruguay, Bolivia y Panama. También el estudio muestra los costos de inversión de las tres tecnologías antes señaladas para México.

Adicionalmente, esta publicación muestra la evolución de los costos de inversión para el periodo 2019 – 2030, de los principales países donde cada una de las tecnologías antes señaladas resultan ser líderes y relevantes a nivel mundial, también se muestra el promedio global.

En primer lugar, se muestra la evolución esperada de los costos de inversión de las tres tecnologías antes señaladas para los principales países donde estas tecnologías son líderes a nivel mundial.

Figura 18: Evolución Costos de inversión (CAPEX) Tecnología eólica Estados Unidos - Alemania – India – China – Promedio Global periodo 2016 - 2030



[10] Combined Cycle Gas Turbine

Figura 19: Evolución Costos de inversión (CAPEX) Tecnología solar fotovoltaica USA – Canada – Reino Unido – Francia - Alemania – India – China – Promedio Global periodo 2018 – 2020

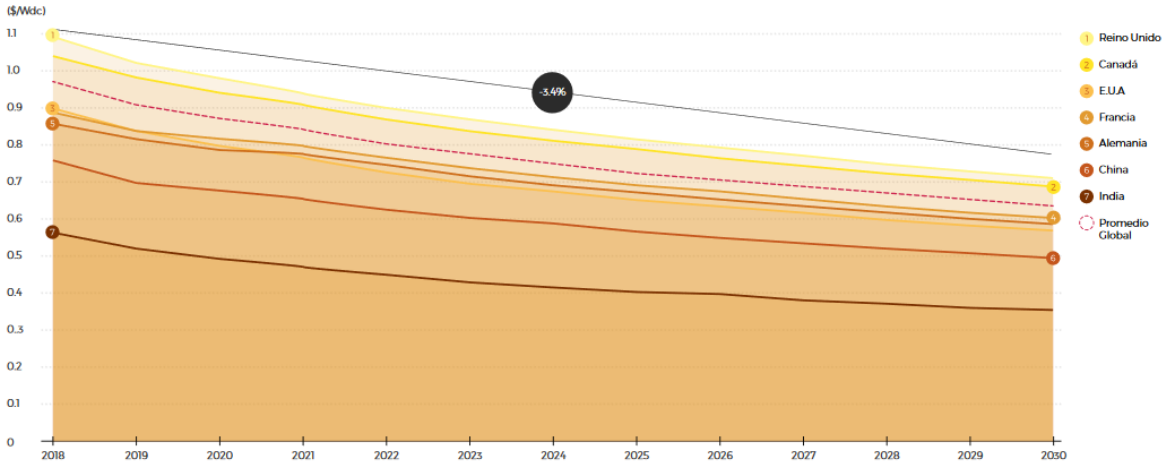
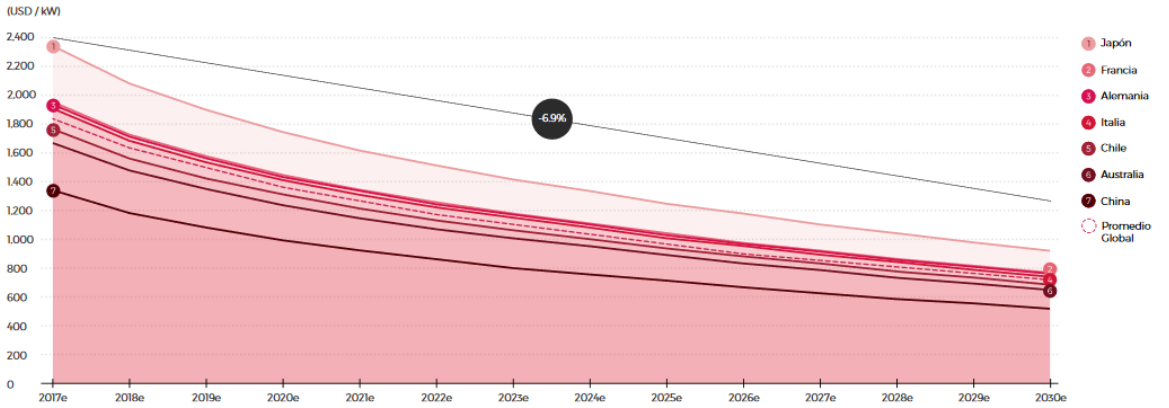


Figura 20: Evolución Costos de inversión (CAPEX) Tecnología Almacenamiento de Energía Francia – Alemania – Italia - Australia – Chile – China – Promedio Global periodo 2017 - 2030



En segundo lugar, se muestra la evolución esperada de los costos de inversión de las tres tecnologías antes señaladas para nueve (9) países de Latinoamérica y México.

Para cada una de las tecnologías señaladas como son la eólica, solar fotovoltaica y Almacenamiento de Energía mediante baterías se muestra en gráficos y mediante valores la evolución del CAPEX para el periodo 2019 – 2030.

Figura 21: Evolución Costos de Inversión (CAPEX) Tecnología eólica Países Latinoamérica y México periodo 2016 – 2030

FIGURA 4.4
Estimación de costos de capital para la energía eólica en el período 2019-2030e, MM USD/MW **Fuente:** Wood Mackenzie

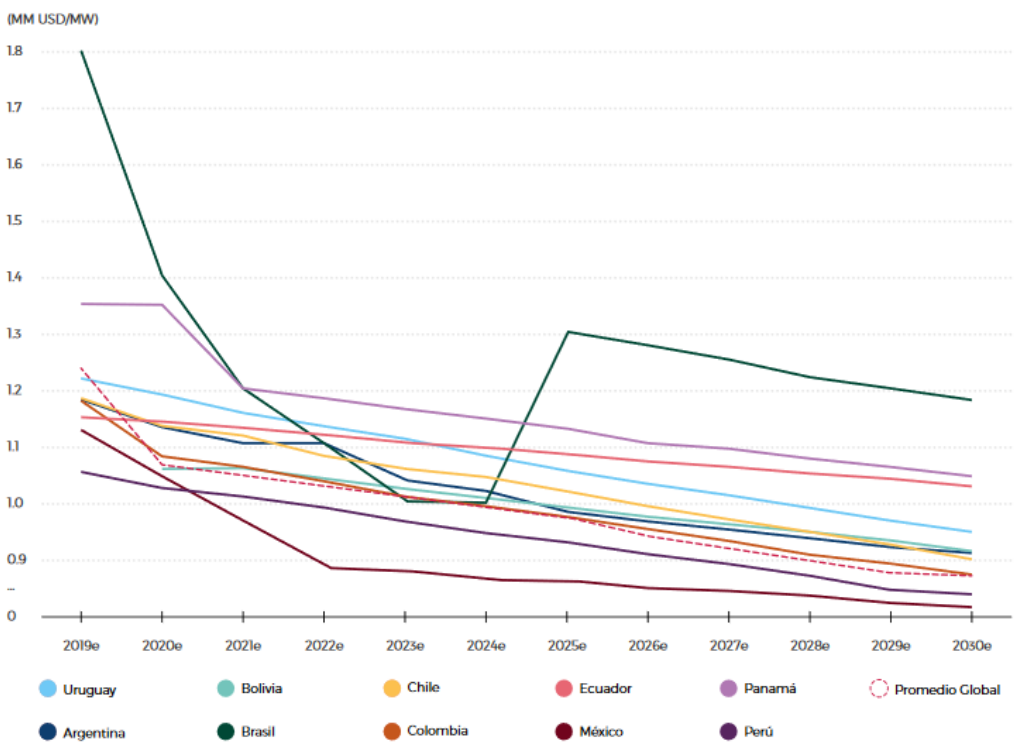


Tabla 2:Costos de Inversión (CAPEX) Tecnología eólica Países Latinoamérica y México periodo 2016 – 2030

FIGURA 5.2
Energía Eólica. Evolución de CAPEX
Fuente: Wood Mackenzie

	2019e	2020e	2021e	2022e	2023e	2024e	2025e	2026e	2027e	2028e	2029e	2030e
Global	$1.2	$1.1	$1.0	$1.0	$1.0	$1.0	$1.0	$0.9	$0.9	$0.9	$0.9	$0.9
Argentina	$1.2	$1.1	$1.1	$1.1	$1.0	$1.0	$1.0	$1.0	$1.0	$0.9	$0.9	$0.9
Bolivia	-	$1.1	$1.1	$1.0	$1.0	$1.0	$1.0	$1.0	$1.0	$0.9	$0.9	$0.9
Brasil	$1.8	$1.4	$1.2	$1.1	$1.0	$1.0	$1.3	$1.3	$1.2	$1.2	$1.2	$1.2
Chile	$1.2	$1.1	$1.1	$1.1	$1.1	$1.0	$1.0	$1.0	$1.0	$0.9	$0.9	$0.9
Colombia	$1.2	$1.1	$1.1	$1.0	$1.0	$1.0	$1.0	$0.9	$0.9	$0.9	$0.9	$0.9
Ecuador	$1.2	$1.1	$1.1	$1.1	$1.1	$1.1	$1.1	$1.1	$1.1	$1.0	$1.0	$1.0
México	$1.1	$1.0	$1.0	$0.9	$0.9	$0.9	$0.9	$0.8	$0.8	$0.8	$0.8	$0.8
Panamá	$1.4	$1.4	$1.2	$1.2	$1.2	$1.1	$1.1	$1.1	$1.1	$1.1	$1.1	$1.0
Perú	$1.0	$1.0	$1.0	$1.0	$1.0	$0.9	$0.9	$0.9	$0.9	$0.9	$0.8	$0.8
Uruguay	$1.2	$1.2	$1.2	$1.1	$1.1	$1.1	$1.1	$1.0	$1.0	$1.0	$1.0	$0.9

Figura 22: Evolución Costos de Inversión (CAPEX) Tecnología solar fotovoltaica Países Latinoamérica y México periodo 2016 – 2030

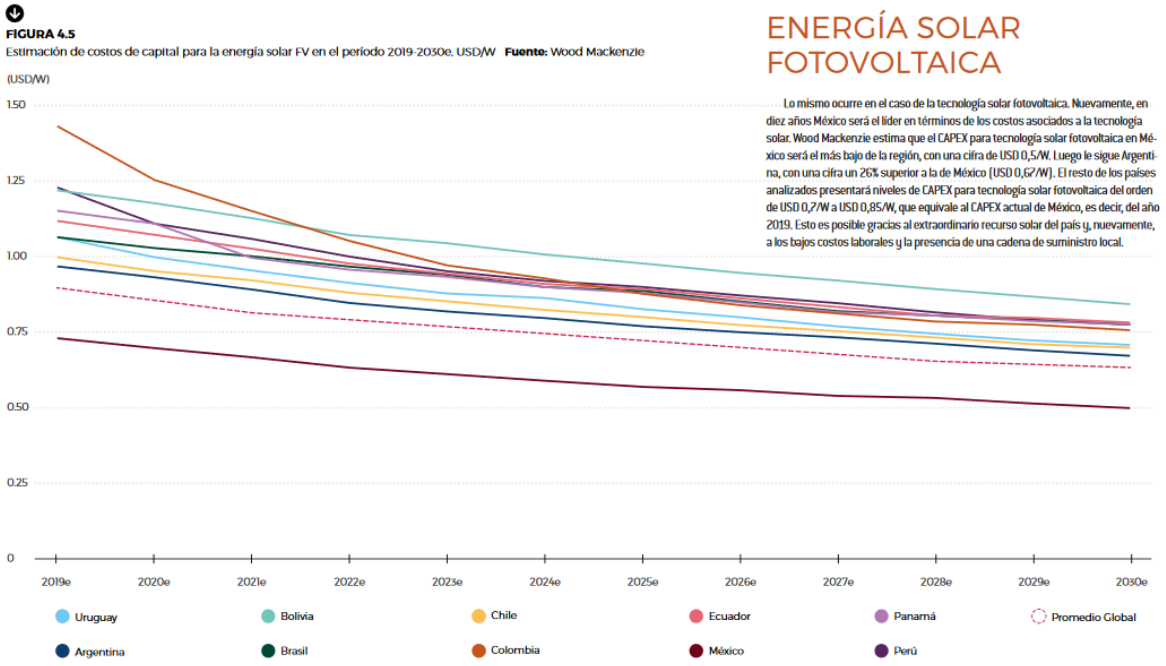


Tabla 3: Costos de Inversión (CAPEX) Tecnología solar Fotovoltaica Países Latinoamérica y México periodo 2016 – 2030

FIGURA 5.4
Energía Solar Fotovoltaica. Evolución de CAPEX
Fuente: Wood Mackenzie

	2019e	2020e	2021e	2022e	2023e	2024e	2025e	2026e	2027e	2028e	2029e	2030e
Global	$0.9	$0.9	$0.8	$0.8	$0.8	$0.8	$0.7	$0.7	$0.7	$0.7	$0.7	$0.6
Argentina	$1.0	$0.9	$0.9	$0.9	$0.8	$0.8	$0.8	$0.7	$0.7	$0.7	$0.7	$0.7
Bolivia	$1.1	$1.2	$1.1	$1.1	$1.0	$1.0	$1.0	$0.9	$0.9	$0.9	$0.9	$0.8
Brasil	$1.1	$1.0	$1.0	$1.0	$0.9	$0.9	$0.9	$0.9	$0.8	$0.8	$0.8	$0.8
Chile	$1.0	$1.0	$0.9	$0.9	$0.9	$0.8	$0.8	$0.8	$0.8	$0.7	$0.7	$0.7
Colombia	$1.4	$1.3	$1.2	$1.1	$1.0	$0.9	$0.9	$0.8	$0.8	$0.8	$0.8	$0.8
Ecuador	$1.1	$1.1	$1.0	$1.0	$0.9	$0.9	$0.9	$0.9	$0.8	$0.8	$0.8	$0.8
México	$0.7	$0.7	$0.7	$0.6	$0.6	$0.6	$0.6	$0.6	$0.5	$0.5	$0.5	$0.5
Panamá	$1.2	$1.1	$1.0	$1.0	$0.9	$0.9	$0.9	$0.8	$0.8	$0.8	$0.8	$0.8
Perú	$1.2	$1.1	$1.1	$1.0	$1.0	$0.9	$0.9	$0.9	$0.8	$0.8	$0.8	$0.8
Uruguay	$1.1	$1.0	$1.0	$0.9	$0.9	$0.9	$0.8	$0.8	$0.8	$0.7	$0.7	$0.7

Figura 23: Evolución Costos de Inversión (CAPEX) Tecnología Almacenamiento de Energía Países Latinoamérica y México periodo 2016 – 2030

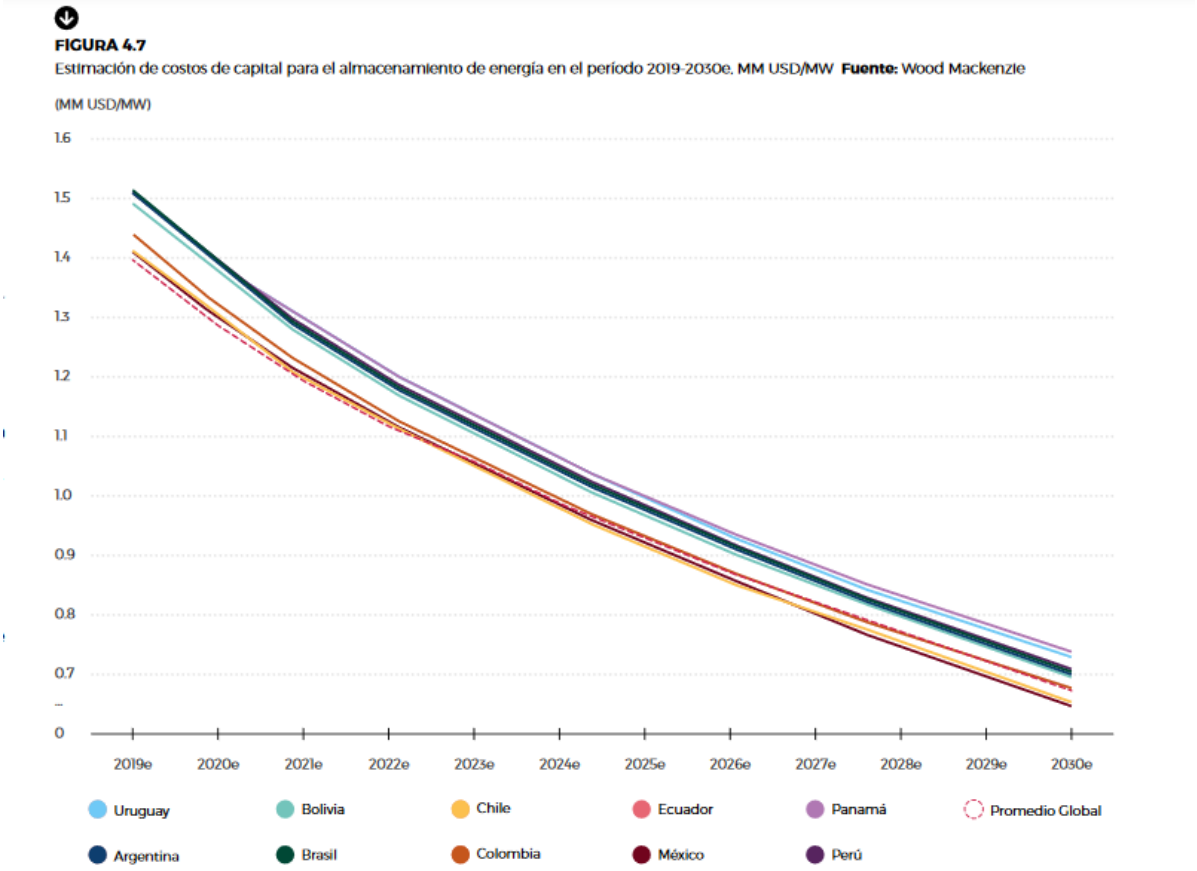


Tabla 4: Costos de Inversión (CAPEX) Tecnología Almacenamiento de Energía mediante Baterías en países Latinoamérica y México periodo 2016 – 2030

FIGURA 5.5
Almacenamiento de energía. Evolución de CAPEX
Fuente: Wood Mackenzie

	2019e	2020e	2021e	2022e	2023e	2024e	2025e	2026e	2027e	2028e	2029e	2030e
Global	$1.4	$1.3	$1.2	$1.1	$1.0	$1.0	$0.9	$0.9	$0.8	$0.8	$0.7	$0.7
Argentina	$1.5	$1.4	$1.3	$1.2	$1.1	$1.0	$1.0	$0.9	$0.9	$0.8	$0.7	$0.7
Bolivia	$1.5	$1.4	$1.3	$1.2	$1.1	$1.0	$1.0	$0.9	$0.8	$0.8	$0.7	$0.7
Brasil	$1.5	$1.4	$1.3	$1.2	$1.1	$1.1	$1.0	$0.9	$0.9	$0.8	$0.8	$0.7
Chile	$1.4	$1.3	$1.2	$1.1	$1.0	$1.0	$0.9	$0.9	$0.8	$0.7	$0.7	$0.7
Colombia	$1.4	$1.3	$1.2	$1.1	$1.1	$1.0	$0.9	$0.9	$0.8	$0.8	$0.7	$0.7
Ecuador	$1.5	$1.4	$1.3	$1.2	$1.1	$1.1	$1.0	$0.9	$0.9	$0.8	$0.8	$0.7
México	$1.4	$1.3	$1.2	$1.1	$1.1	$1.0	$0.9	$0.9	$0.8	$0.7	$0.7	$0.6
Panamá	$1.5	$1.4	$1.3	$1.2	$1.1	$1.1	$1.0	$0.9	$0.9	$0.8	$0.8	$0.7
Perú	$1.5	$1.4	$1.3	$1.2	$1.1	$1.0	$1.0	$0.9	$0.9	$0.8	$0.8	$0.7
Uruguay	$1.5	$1.4	$1.3	$1.2	$1.1	$1.1	$1.0	$0.9	$0.9	$0.8	$0.8	$0.7

Por último, se muestra la evolución esperada de la inserción de las tres tecnologías antes señaladas para los principales países donde estas tecnologías son líderes a nivel mundial.

Figura 24: Inserción Tecnología eólica en mercados líderes, Latinoamérica y México Periodo 2017 – 2027

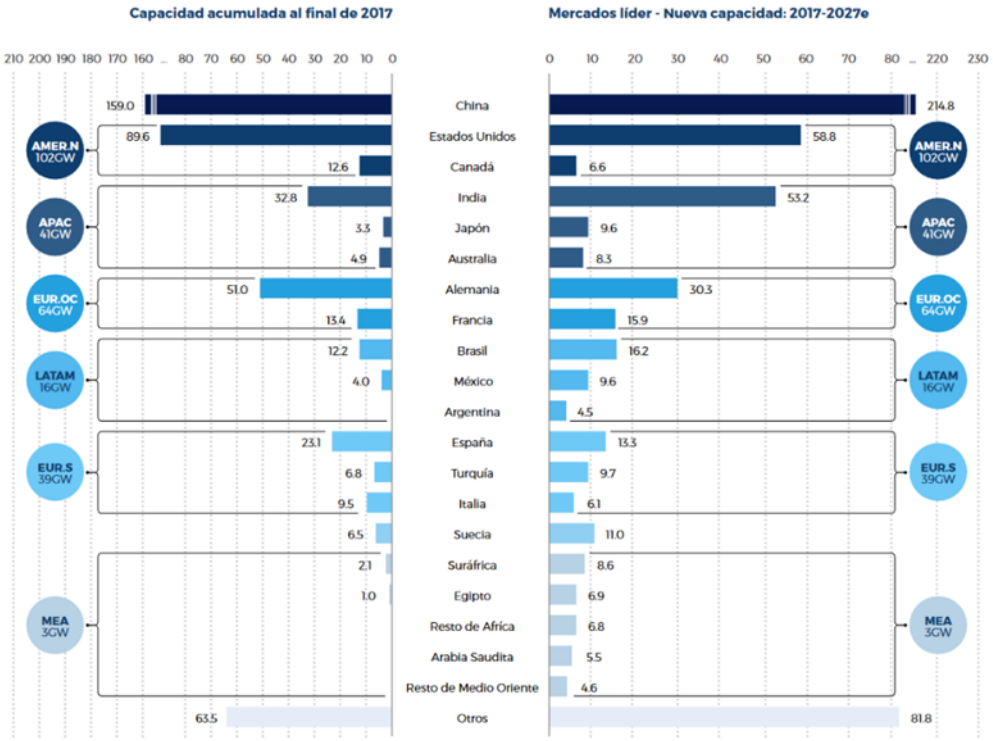


Figura 25: Inserción Tecnología fotovoltaica en mercados líderes, Latinoamérica y México Periodo 2017 – 2027

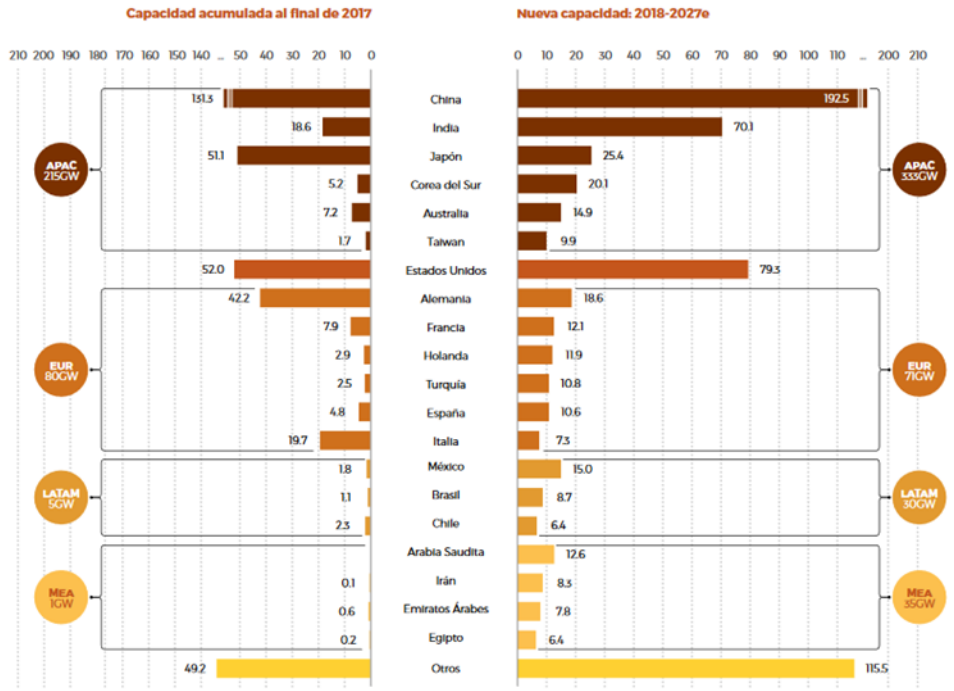
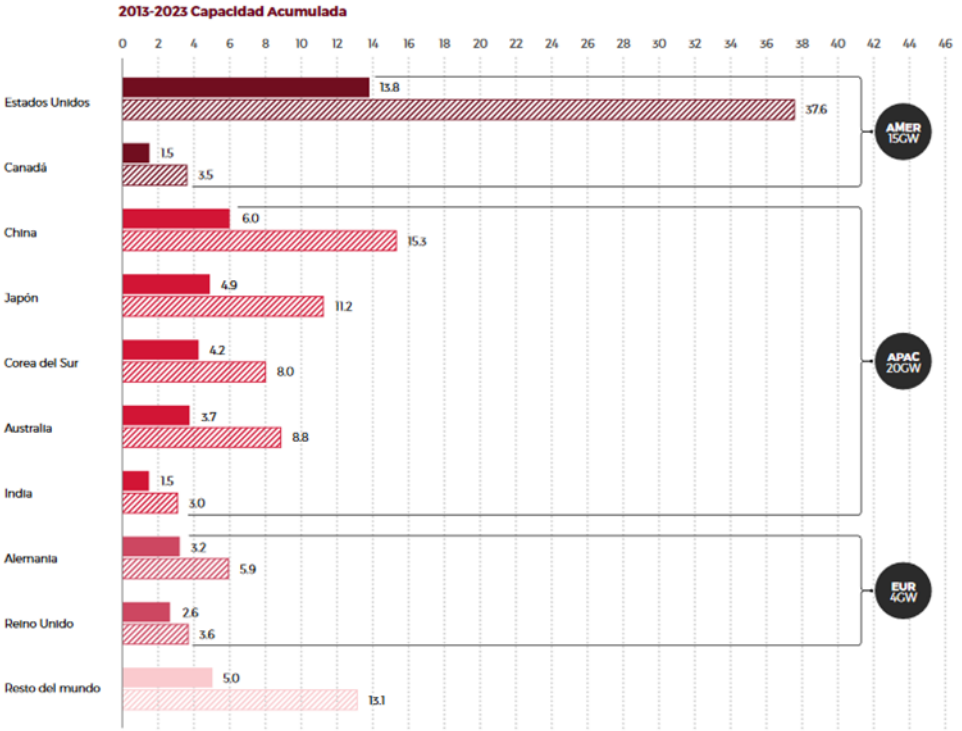
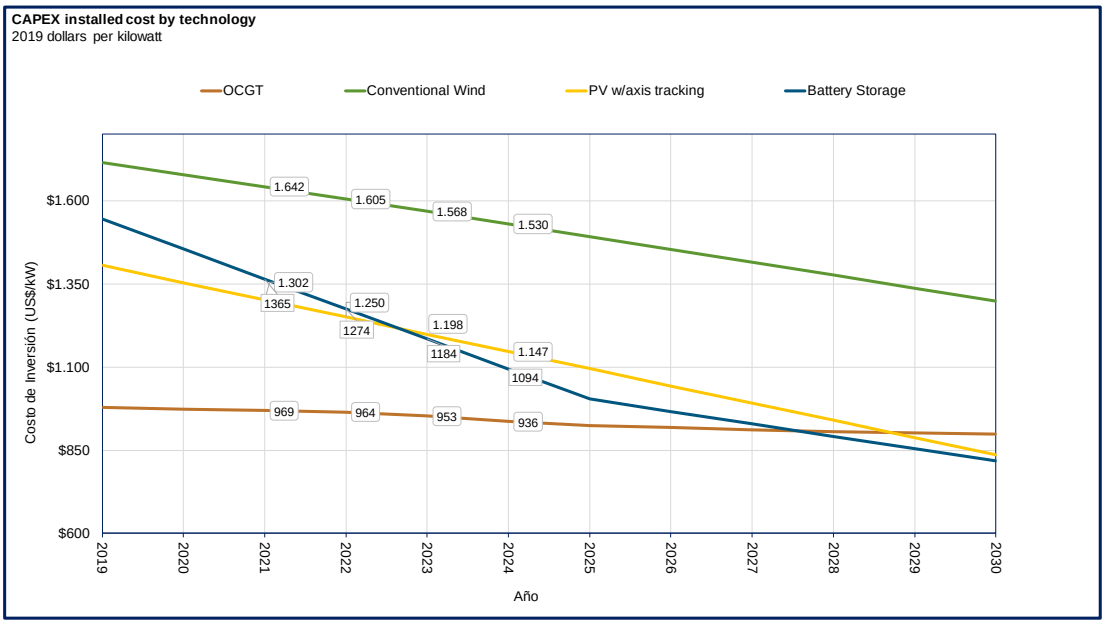


Figura 26: Inserción Tecnología BESS en distintos mercados periodo 2013 – 2023



La tercera fuente de información respecto de costos de inversión de tecnologías del tipo centrales renovables (solar fotovoltaica y eólica), sistema de almacenamiento mediante baterías y turbinas gas en ciclo simple o abierto, corresponde al "Annual Technology Baseline" (ATB) de la National Renewable Energy Laboratory (NREL) para el periodo 2021 – 2024. Los valores que se muestran a continuación:

Figura 27: Costos de Inversión (CAPEX) tecnología eólica - solar fotovoltaica – Turbina a Gas Ciclo Abierto– almacenamiento de energía mediante baterías en países de Latinoamérica y México periodo 2016 – 2030



Fuente: Annual Technology Baseline 2020
National Renewable Energy Laboratory (NREL)

Adicionalmente, el análisis de proyección de los costos de inversión (CAPEX) de las distintas tecnologías en estudio no considera únicamente la tecnología del tipo grupo motor – generador dada la imposibilidad de tener información o antecedentes de costos de inversión (CAPEX) para estos.

Por su parte, la información de costos de inversión (CAPEX) de las distintas tecnologías antes presentadas para las tres distintas fuentes de información presentadas, puede ser utilizada para proyecciones de precios utilizando distintas métricas como pueden ser valor máximo, mínimo o promedio.

4 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA SUMINISTRAR POTENCIA DE PUNTA

4.1 ANÁLISIS DE LAS TECNOLOGÍAS Y TAMAÑOS

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 tecnologías 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, particularmente, centrales hidráulicas de embalse, centrales geotérmicas con gestión del flujo geotérmico y centrales termosolares con acumulación en sales fundidas.

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 5 que se muestra más adelante es posible destacar lo siguiente:

- En primera instancia se define, desde el punto de vista del tamaño, tres puntos para determinar los costos de inversión y fijos de operación en el SEN. Las capacidades sobre las que se realizarán los análisis serán 70 MW, 150 MW y 300 MW.
- Considerando los tamaños señalados en el punto anterior, es posible establecer que tanto las turbinas a gas, centrales renovables con capacidad de regulación y centrales renovables con capacidad de almacenamiento cumple con el criterio antes indicado.
- Por su parte, para los Sistemas Medianos (SSMM) se definen tamaños, dependiendo del sistema, que comprenden un rango de capacidad instalada de 0,3 MW a 15 MW.
- Considerando los tamaños señalados en el punto anterior, tanto las turbinas a gas y los grupos motor – generador pueden ser utilizados como Unidad de Punta. Adicionalmente, se incorpora al análisis la tecnología de centrales renovables con capacidad de almacenamiento, como es el caso de un parque eólico con almacenamiento mediante un sistema de baterías.
- Respecto del tipo de combustible, para el caso de las unidades generadoras térmicas del SEN, sin perjuicio de los análisis realizados en las secciones siguientes, preliminarmente resulta más adecuado el uso/disponibilidad de petróleo diésel en comparación con el 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, sin perjuicio de los análisis realizados en las

secciones siguientes, preliminarmente resulta más adecuado el uso de gas natural para las localidades de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir dada 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 mayor disponibilidad del viento) en algunas zonas del país, lo cual limita el emplazamiento de estas tecnologías en otras zonas del país.
- Respecto de los costos unitarios de inversión referenciales, de la Tabla 5 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. Sin perjuicio de lo anterior, en las secciones siguientes se realizan los análisis correspondientes al presente Informe Técnico.
- 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 torno de los 1.000 US$/kW a 1.600 US$/kW, sin embargo, éstos resultan aún inciertos dado el grado de menor madurez y menor desarrollo de estas tecnologías en el país. Sin perjuicio de lo anterior, en las secciones siguientes se realizan los análisis correspondientes al presente Informe Técnico.
- Para efectos de determinar los costos de los distintos proyectos de generación resulta relevante la ubicación y/o emplazamiento de la Unidad de Punta en las distintas zonas del territorio nacional. Por lo anterior, se realiza el siguiente análisis:

  I. Las unidades generadoras que representan a las centrales térmicas (turbinas a gas y grupos motor – generador) no deben tener limitaciones para su emplazamiento en las distintas 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, al igual que lo señalado en párrafos anteriores, 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 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 esencialmente el desarrollo de proyectos de pequeña escala, no son consideradas en las candidatas. En conjunto con lo anterior, se consideró adicionalmente sus costos de inversión referenciales.

Motivo de lo anterior, las tecnologías de centrales térmicas en base a turbinas a gas y grupo motor – generador, serán 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 incorpora una evaluación de las centrales renovables con capacidad de almacenamiento, en particular centrales solares fotovoltaicas y parques eólicos con almacenamiento mediante un sistema de baterías para el SEN. Por su parte, para los SSMM se analizarán las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, en particular parques eólicos con sistema de baterías, considerando las características de las zonas de emplazamiento, según corresponda.

A continuación, se incorpora una tabla que presenta una comparación de las distintas tecnologías, cuyos valores de costos unitarios de inversión son referenciales, y que serán desarrollados, en los casos que corresponda, en las secciones siguientes.

Tabla 5: Comparación 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
		Heavy Duty	Aeroderivadas		
Rango de Potencia	MW	≤ 600	≤ 150	≤ 30	[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]
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
Costos Unitarios de Inversión	US$/kW	675[11]	675[11]	894[12] 1.139[13]	[920[14]] [1.640[15]]
Localización / Ubicación		Entre Regiones de Arica y Parinacota a la Región de Los Lagos para el SEN. Regiones de Aysén y Magallanes para los SSMM	Entre Regiones de Arica y Parinacota a la Región de Los Lagos para el SEN. Regiones de Aysén y Magallanes para los SSMM	Entre Regiones de Arica y Parinacota a la Región de Los Lagos para el SEN. Regiones de Aysén y Magallanes para los SSMM	[Entre Región Arica – Parinacota y Región Atacama][16] y Región del Bío Bio[17] para el SEN. Regiones de Aysén y Magallanes para los SSMM
Disponibilidad	%	90-98	90-98	92-97	[30] [30][18]

[11] Turbinas a gas, 211 MW, Estudio Inodú realizado para la CNE.

[12] Grupo motor – generador, 108 MW, Estudio Inodú realizado para la CNE.

[13] Grupo motor – generador, 46 MW, Estudio Inodú realizado para la CNE.

[14] Proyecto Solar fotovoltaico + Sistema de Baterías en Evaluación Ambiental (https://seia.sea.gob.cl/busqueda/buscarProyecto.php). Ver Tabla 7.

[15] Proyecto eólico + Sistema de Baterías en Evaluación Ambiental (https://seia.sea.gob.cl/busqueda/buscarProyecto.php). Ver Tabla 7.

[16] Proyectos Solar fotovoltaico + Sistema de Baterías.

[17] Proyecto eólico + Sistema de Baterías.

[18] Valor depende del recurso y de las horas de almacenamiento.

Descripción	Unidad	Turbinas a Gas		Grupo Motor - Generador	Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento
		Heavy Duty	Aeroderivadas		
Eficiencia Eléctrica	%	34-44	30-44	25-46	N.A.
Emisiones 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.
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[19]] [12 a 18[20]]
Vida útil estándar	años	[15 a 30]	[15 a 30]	[15 a 30]	[30[21]]
Comparativo de Características de Operación y Diseño		Tecnología probada y consolidada	Tecnología probada y consolidada	Tecnología probada y consolidada	Tecnologías aún emergentes / menor o nula potencia instalada en el SEN
		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.
		Disponibilidad mayor del 95%	Disponibilidad mayor del 95%	Disponibilidad mayor al 90 %	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.
		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.

[19] Proyecto solar fotovoltaico - Ampliación Parque Fotovoltaico Los Andes, Fase III y IV.

[20] Proyecto eólico + Sistema de Baterías.

[21] Proyecto solar fotovoltaico + Sistema de Baterías / Proyecto eólico + Sistema de Baterías.

A continuación, se presentan los proyectos de centrales renovables con capacidad de regulación y capacidad de almacenamiento actualmente en operación, en construcción, con aprobación ambiental y con evaluación ambiental en desarrollo, disponibles en el sitio web del Servicio de Evaluación Ambiental.

En la información de más abajo 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 6: Proyectos, tamaños y costos de inversión unitarios de centrales renovables con capacidad de regulación en operación, construcción, con evaluación ambiental aprobada y con evaluación ambiental en desarrollo[22]

CENTRALES RENOVABLES CON CAPACIDAD DE REGULACIÓN

	Nombre Proyecto	Ubicación		Potencia (kW)	Costo Inversión (Miles US)	Costo Unitario Inversión (US$/kW)	Condicón Actual
1	Central Geotermica Cerro Pabellón	Comuna de Ollagüe, II Región Antofagasta		50.000	180.000	3.600	En Operación
2	SEONGNAM - Central Fotovoltaica y Planta Termosolar	Comuna de Calama, II Región de Antofagasta		300.000	4.000.000	3.972	En Evaluación Ambiental
				707.000			
3	GHUNGNAM KCS - Central Fotovoltaica y Planta Termosolar	Comuna de Pozo Almonte y Pica, I Región Tarapaca	(1)	300.000	4.000.000	3.972	En Evaluación Ambiental
			(2)	707.000			
4	Planta Termosolar María Elena	Comuna de María Elena, II Región Antofagasta	(3)	400.000	3.290.000	8.225	Con Aprobación Ambiental
5	Planta Termosolar Pedro de Valdivia	Comuna de María Elena, II Región Antofagasta	(4)	360.000	2.610.000	7.250	Con Aprobación Ambiental
6	Planta Solar Cerro Dominador	Comuna de María Elena, II Región Antofagasta	(5)	110.000	1.300.000	6.190	En Construcción
			(6)	100.000			
7	Planta Termosolar Camarones	Comuna de Camarones, XV Región de Arica y Parinacota		105.000	800.000	7.619	Con Aprobación Ambiental

Nota:
(1) 2 Plantas Termosolar con tecnología de torre de 150 MW cada una, con almacenamiento térmico
(2) 1 Planta Fotovoltaica con tecnología de módulo cristalino de 707 MW.
(3) 4 Plantas Termosolar con tecnología de torre de 100 MWe cada una, con almacenamiento térmico
(4) Planta Termosolar de 360 MW de potencia compuesta por 2 fases de 180 MW, denominadas Fase I y Fase II.
(5) 1 Planta Termosolar con tecnología de torre de 110 MW con almacenamiento térmico
(6) 1 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)

[22] Fecha de consulta de la información en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental: Agosto 2020. En el caso de Cerro Dominador el costo incorpora la componente fotovoltaica como la de concentración solar.

Tabla 7: Proyectos, tamaños y costos de inversión de centrales renovables con capacidad de almacenamiento con evaluación ambiental aprobada y en desarrollo[23]

CENTRALES RENOVABLES CON CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO / SISTEMAS BESS

	Nombre Proyecto	Ubicación	Potencia (kW)	BESS[(1)] (kW)	Costo Inversión (Miles US)	Costo Unitario Inversión (US$/kW)	Condicón Actual
1	Ampliación Parque Solar Fotovoltaico Los Andes, Fase III Ampliación Parque Solar Fotovoltaico Los Andes, Fase IV	Comuna de Antofagasta, II Región de Antofagasta	226.000 263.000	(3)	450.000	920	En Evaluación Ambiental
2	Parque Eólico Nolana	Comuna de Taltal, II Región de Antofagasta	280.000	S/I	257.000	918	En Evaluación Ambiental
3	Parque Eólico Cabrero	Comuna de Cabrero, VIII Región del Bio Bio	95.200	20.000	156.000	1.639	En Evaluación Ambiental
4	Parque Eólico Cerro Piedra	Comuna de Casablanca, V Región de Valparaiso	63.000	S/I	75.000	1.190	En Evaluación Ambiental
5	Parque Solar Fotovoltaico Copihue	Comuna de Arica, XV Región de Arica y Parinacota	9.000	S/I	10.000	1.111	En Evaluación Ambiental
6	Sistema de Almacenamiento de Energía BESS-Central Guacolda	Comuna de Huasco, III Región de Atacama		30.000	70.000	2.333	Con Aprobación Ambiental
7	Parque Solar Fotovoltaica Santa Julia con Sistema de Almacenamiento de Energía (2)	Comuna de Petorca, V Región de Valparaiso	2.000	2.000	5.300	2.650	Con Aprobación Ambiental
8	Almacenamiento de energía (BESS) para centrales de pasada Alfalfal (4)	Comuna de San Jose de Maipo, Región Metropolitana		10.000	14.000	1.400	Consulta de Pertinencia resuelta, No requiere EIA
9	Almacenamiento de energía (BESS) para centrales de pasada Alfalfal (5)	Comuna de San Jose de Maipo, Región Metropolitana		40.000	58.000	1.450	Consulta de Pertinencia resuelta, No requiere EIA
10	Modificación Subestación Andes mediante Sistema de Almacenamiento de Energía (6)	Comuna de Antofagasta, II Región de Antofagasta		12.000	14.000	1.167	En Operación
11	Angamos BESS	Comuna de Mejillones, II Región Antofagasta		20.000	S/I	-	En Operación
12	Cochrane BESS	Comuna de Mejillones, II Región Antofagasta		20.000	24.500	1.225	En Operación

Nota:
(1) Battery Energy Storage Systems
(2) Cada contenedor con baterías puede almacenar e inyectar hasta 4.000 kWh por cada ciclo, totalizando 8.000 kWh de capacidad. La descarga completa puede realizarse en 4 horas. La potencia máxima de descarga es de 2.000 kW
(3) El sistema de baterías estará diseñado para almacenar la totalidad de la energía generada por el parque (Fases II, III y IV), por un período aproximado de 7 horas. Andes Solar II es de una potencia de 80 MW
(4) Capacidad de entrega de 10 MW durante 5 horas
(5) Capacidad de entrega de 40 MW durante 5 horas
(6) Sistema de Almacenamiento consta de 8 contenedores. Cada contenedor proporciona 2.000 kWh de energía a la red.
S/I: Sin Información

Fuente: Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (https://seia.sea.gob.cl/busqueda/buscarProyecto.php)
Fuente: Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, Consulta de Pertinencias y Documentos Asociados (https://pertinencia.sea.gob.cl/sea-pertinence-web/app/public/buscador/#/)

[23] Fecha de consulta de la información en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental: Agosto 2020.

4.2 ANÁLISIS DE LAS SUBESTACIONES BÁSICAS DE POTENCIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO 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 enero del 2020.

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

Subestación Básica de Potencia
Parinacota 220 kV
Cóndores 220 kV
Nueva Pozo Almonte 220 kV
Kimal 220 kV
Centinela 220 kV
Laberinto 220 kV
Kapatur 220 KV
Illapa 220 kV
Nueva Cardones 220 kV
Nueva Pan de Azúcar 220 kV
Nogales 220 kV
Polpaico 220 kV
Lo Aguirre 220 kV
Candelaria 220 kV
Entre Ríos 220 kV
Ciruelos 220 kV
Tineo 220 kV

Producto de la crisis sanitaria que se vive en el país, las visitas a lugares e inspecciones técnicas con el objeto de determinar la factibilidad de la instalación de la Unidad de Punta, se reemplazaron por información digital disponible. De este modo, se utilizaron como fuente de información para visualizar el estado de las subestaciones del SEN, la aplicación Google Earth Pro versión 7.3.3, también se utilizó la información técnica de centrales generadoras, subestaciones, líneas de transmisión, etc., disponibles en la Información Técnica[24] del Coordinador Eléctrico Nacional (en adelante "CEN"), además se utilizó el Diagrama Unilineal General del Sistema Eléctrico Nacional, versión 003-20, de fecha 29 de enero de 2020 preparado y emitido por el CEN y el archivo en formato kmz denominado SISTEMA ELECTRICO NACIONAL –V7 con la información de subestaciones y líneas de transmisión. De esta manera se garantiza conocer la información actualizada de subestaciones y

[24] (https://infotecnica.coordinador.cl/).

líneas del SEN, analizar tanto los posibles espacios o terrenos disponibles para el emplazamiento de la Unidad de Punta, como también la conexión eléctrica de la Unidad de Punta al SEN.

A continuación, se realiza un análisis de los lugares propuestos y las condiciones necesarias para la instalación de la Unidad de Punta, teniendo en consideración aspectos territoriales, técnicos, logísticos y ambientales, lo cual permitirá determinar la factibilidad técnica de la instalación y conexión eléctrica de la Unidad de Punta al SEN. Adicionalmente, se analizará 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 tecnologías se considerarán además de la 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 mediante baterías.

Cabe aclarar que el análisis de los aspectos territoriales considera como fuente de información el sitio WEB www.geoportal.cl e incluyen las siguientes restricciones generales, que se resumen a continuación en la siguiente tabla:

Tabla 9: Restricciones por sector

Restricciones	
Minería	Considera restricciones del tipo concesiones exploración, explotación, 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.

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, se han utilizado las siguientes fuentes de información:

- Explorador Solar del Ministerio de Energía y el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile (http://ernc.dgf.uchile.cl:48080/exploracion).
- Explorador Eólico del Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile y Ministerio de Energía (http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2/).

Respecto de la red de gasoductos, terminales maritimos, oleoductos, plantas satelitales de regasificación y almacenamiento de combustibles se utilizó la información del IDE Energía (Infraestructura de Datos Espaciales) del Ministerio de Energía indicada a continuación:

https://arcgis2.minenergia.cl/portal/apps/webappviewer/index.html?id=9af6d41356bf4b54b5dab6416edbdb23

4.2.1 ZONA DE LA SUBESTACIÓN PARINACOTA

4.2.1.1 Ubicación de la Unidad de Punta

Punto referencia Subestación: Cerro Chuño S/N. 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 Parinacota 220 KV, comuna de Arica, Región de Arica y Parinacota. Ver Figura 28 y Figura 30.

4.2.1.2 Aspectos Territoriales

Se detectan concesiones de exploración en el área asignada a la Unidad de Punta. No se observan restricciones medio ambientales. No se observan restricciones de Planificación Territorial. La zona presenta administración y propiedad fiscal. Se detecta una concesión de uso oneroso para proyecto de energía renovable no convencional, ubicado aproximadamente 4 km. en línea recta hacia el oriente de la Subestación Parinacota 220 kV, superficie aproximada de 445 hectáreas, cuyo beneficiario es la empresa Andes Mainstream SpA.

4.2.1.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel: Considerando la posible ubicación geográfica de la Unidad de Punta, el centro de distribución más próximo está a 11 km. aproximadamente (Terminal Arica Copec).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NOX con combustión diésel, además para reserva de sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde el centro poblado más cercano, esto es Arica, aproximadamente a 11 km.

Gas natural: No está disponible un gasoducto cercano (mayor a 450 km), por lo cual se ha considerado el abastecimiento de GNL y la instalación de una Planta Satelital de Regasificación (PSR), considerando que la localización de la Unidad de Punta el centro de distribución más próximo es Planta GNL Mejillones a una distancia aproximada de 670 km.

Equipos: Para la descarga de los equipos, el puerto más próximo es Arica, aproximadamente a 11 km.

4.2.1.4 Recurso Energético Primario

Radiación solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta tiene un promedio mensual de insolación diaria de 5,8 kWh/m²/día aproximadamete, según se muestra en la Figura

31. Por su parte, la insolación diaria mínima y máxima, son del orden de 3,7 kWh/m²/día y 7,5 kWh/m²/día respectivamente, como promedio mensual[25].

Al utilizar la herramienta de la generación eléctrica fotovoltaica del Explorador Solar, se obtiene un valor estimado de 140,4 GWh/año y un factor de planta del 23% para un proyecto solar fotovoltaico de 70.000 kWp. Estas condiciones, sumado a la frecuencia de ocurrencia de nubosidades (13%), 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 32, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 2,4±0,1 m/s, con un mínimo diario medio de 0,4±0,0 m/s y un máximo diario medio de 5,0±0,3 m/s[26], 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 Informe Eólico del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

[25] Ministerio de Energía, Universidad de Chile, Departamento de Geofísica. Explorador Solar. Valores obtenidos para la coordenada 365.770 E; 7.956.357 N (Datum WGS84, Huso 19 S).

URL: http://ernc.dgf.uchile.cl:48080/exploracion.

[26] Ministerio de Energía, Universidad de Chile, Departamento de Geofísica. Explorador de Energía Eólica. alores obtenidos para una altura de 163 m en la coordenada 427.787 E; 7.698.180 N (Datum WGS84, Huso 19 S). URL: http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2/. Chile.

Figura 28: Subestación Parinacota 220 kV

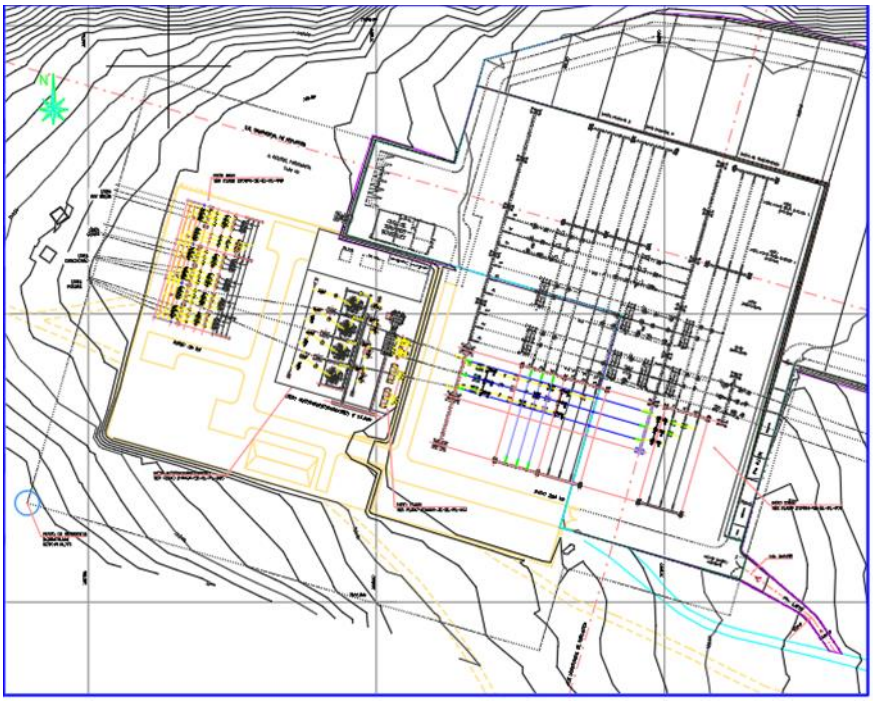


4.2.1.5 Aspectos Técnicos

La Subestación Parinacota 220 kV se encuentra ubicada en el Cerro Chuño s/n, distante de 1 km. aproximadamente al Este de la ciudad de Arica, en la comuna de Arica, Región de Arica y Parinacota.

Esta subestación presenta una configuración del patio 220 kV del tipo convencional (doble barra y transferencia) con un total de siete (7) paños en nivel de 220 kV, uno de propiedad de Transelec y seis (6) de propiedad de Transemel. En la siguiente figura se aprecia la disposición en planta de la actual subestación Parinacota.

Figura 29: Disposición en Planta Subestación Parinacota 220 kV



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 indicar lo siguiente:

- Se aprecia un espacio disponible.
- Se ve terreno nivelado dentro del perímetro de la subestación colindante al patio de 220 kV, lo que para efectos de futuras ampliaciones haría esta obra algo rápido de implementar.
- De la revisión de la información publicada por el CEN, se estima que el espacio disponible probablemente ya está asignado a Parque fotovoltaico Willka. Luego se estima que la admisibilidad de una SASC[27] para un nuevo proyecto en esta subestación seria rechazada.
- De lo 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[28]).

[27] Solicitud de Aprobación de Solución de Conexión

[28] Ley General de Servicios Eléctricos

Figura 30: Subestación Parinacota 220 kV y sector de posible emplazamiento Unidad de Punta



Figura 31: Radiación solar en la zona de la Subestación Parinacota

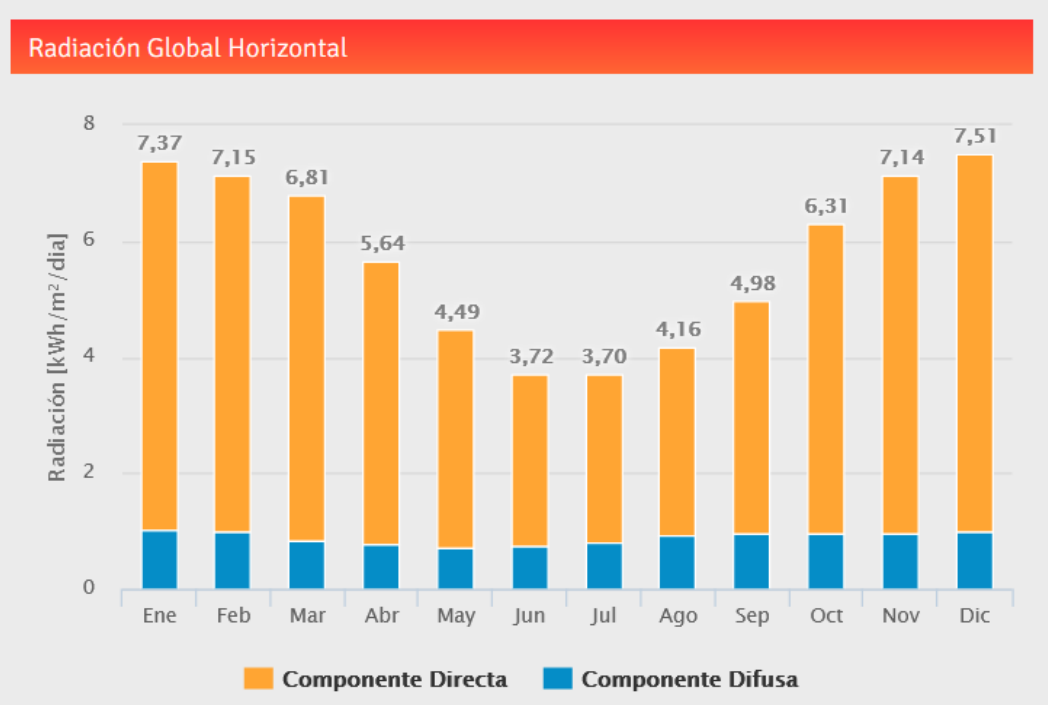
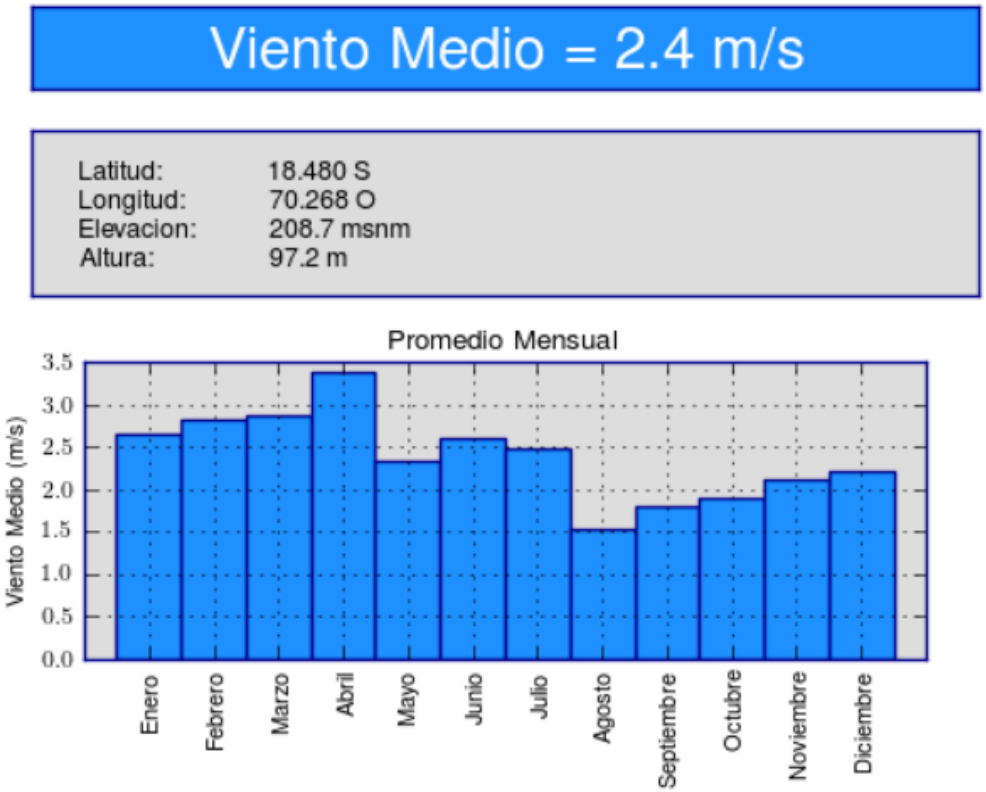


Figura 32: Viento en la zona de la Subestación Parinacota



4.2.2 ZONA DE LA SUBESTACIÓN CÓNDORES

4.2.2.1 Ubicación de la Unidad de Punta

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 33 y Figura 35.

4.2.2.2 Aspectos Territoriales

Se detectan concesiones de exploración minera en el área asignada a la Unidad de Punta. No se observan restricciones medio ambientales. No se observan restricciones de Planificación Territorial. La zona no presenta administración de propiedad Fiscal.

4.2.2.3 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 Off Shore Oil Iquique Copec y Terminal Off Shore Oil Petrobras).

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

Gas natural: No está disponible un gasoducto cercano (mayor a 260 km), por lo cual se ha considerado el abastecimiento de GNL y la instalación de una Planta Satelital de Regasificación (PSR), considerando que la localización de la Unidad de Punta el centro de distribución más próximo es Planta GNL Mejillones a una distancia aproximada de 360 km.

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

4.2.2.4 Recurso Energético Primario

Radiación solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta tiene un promedio mensual de insolación diaria de 6,4 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 36.

Por su parte, la insolación diaria mínima y máxima, son del orden de 4,2 kWh/m²/día y 8,2 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 162,0 GWh/año y un factor de planta del 26% para un proyecto solar fotovoltaico de 70.000 kWp. Estas condiciones, sumado a la baja frecuencia de ocurrencia de nubosidades (7%), 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 37, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 1,9±0,1 m/s, con un mínimo medio de 0,3±0,0 m/s y un máximo medio de 4,0±0,3 m/s, lo cual lo convierte en un sitio poco adecuado para la instalación de aerogeneradores debido a la baja velocidad media diaria y alta estacionalidad del recurso viento en la zona.

En el Anexo 1 se adjunta el Informe Eólico del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 33: Subestación Cóndores 220 kV

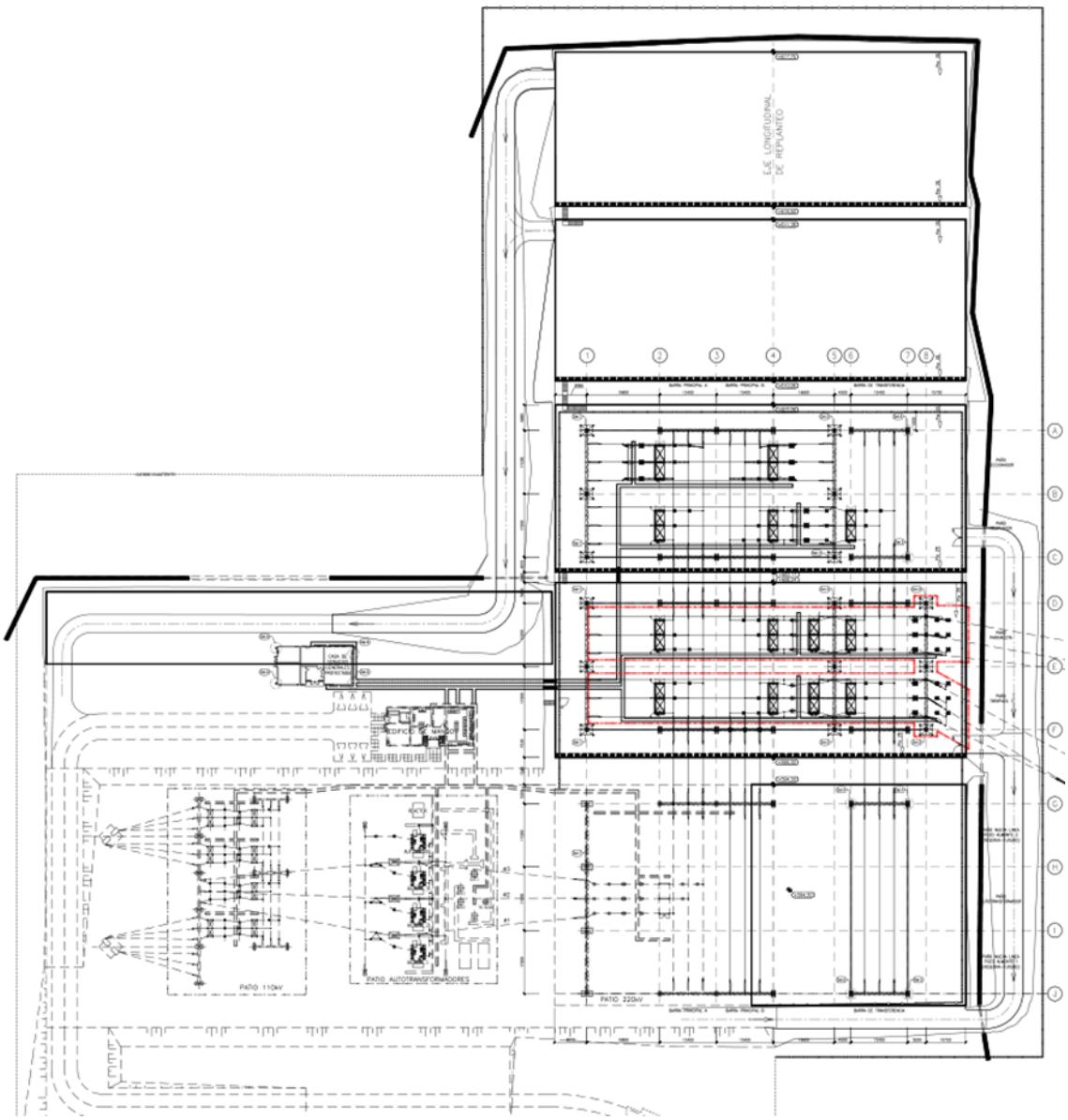


4.2.2.5 Aspectos Técnicos

La Subestación Cóndores 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), I Región de Tarapacá.

Esta subestación presenta una configuración del patio 220 kV del tipo convencional (Doble barra + transferencia) con un total de siete (7) paños en nivel de 220 kV, uno de propiedad de Transelec y seis (6) de propiedad de Transemel. En la siguiente figura se aprecia la disposición en planta de la actual subestación Cóndores.

Figura 34: Disposición en Planta Subestación Cóndores 220 kV



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 indicar 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 SASC para un proyecto en esta subestación seria rechazada. De la información publicada por el CEN se constató que se ha hecho solo una solicitud de conexión a la fecha y esta ha sido rechazada.

De lo 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 35: Subestación Cóndores 220 kV y sector de posible emplazamiento Unidad de Punta

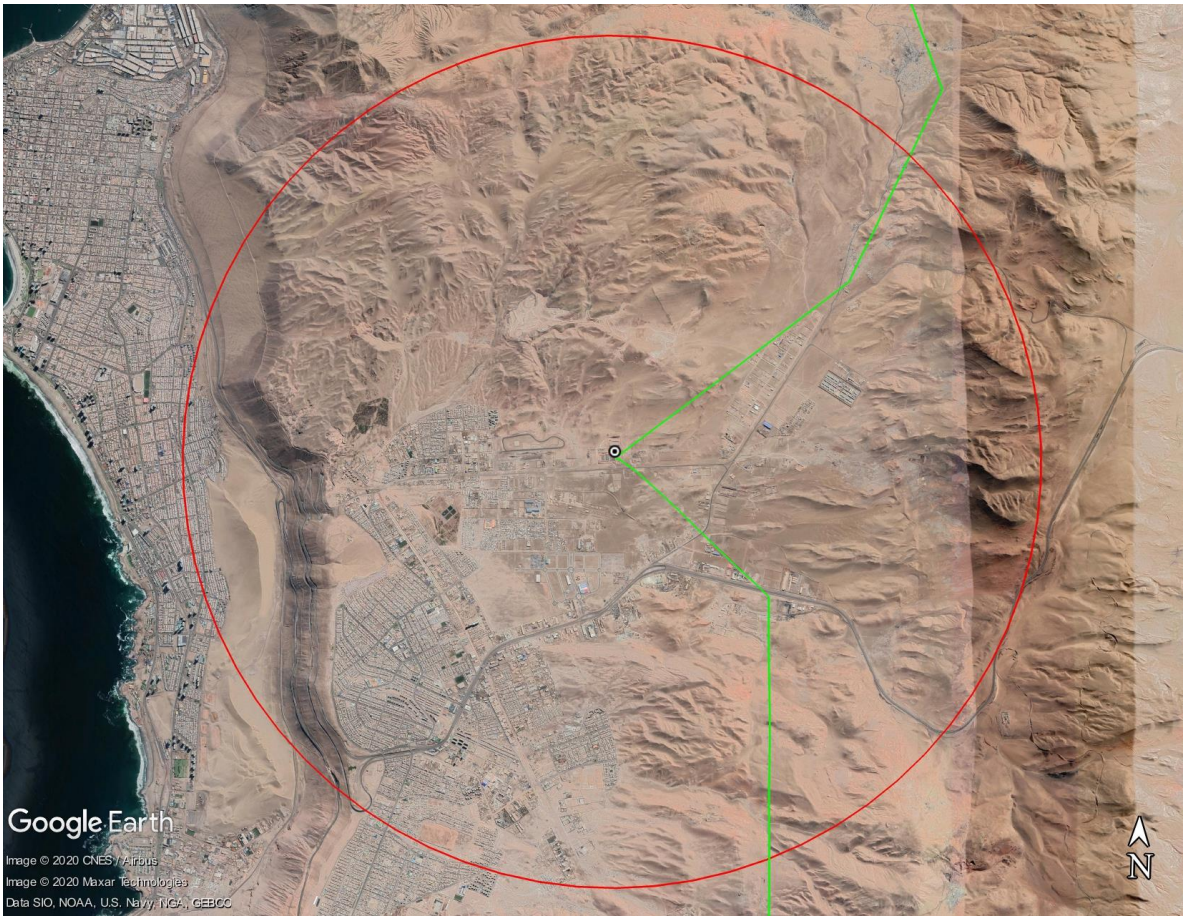


Figura 36: Radiación solar en la zona de la Subestación Cóndores

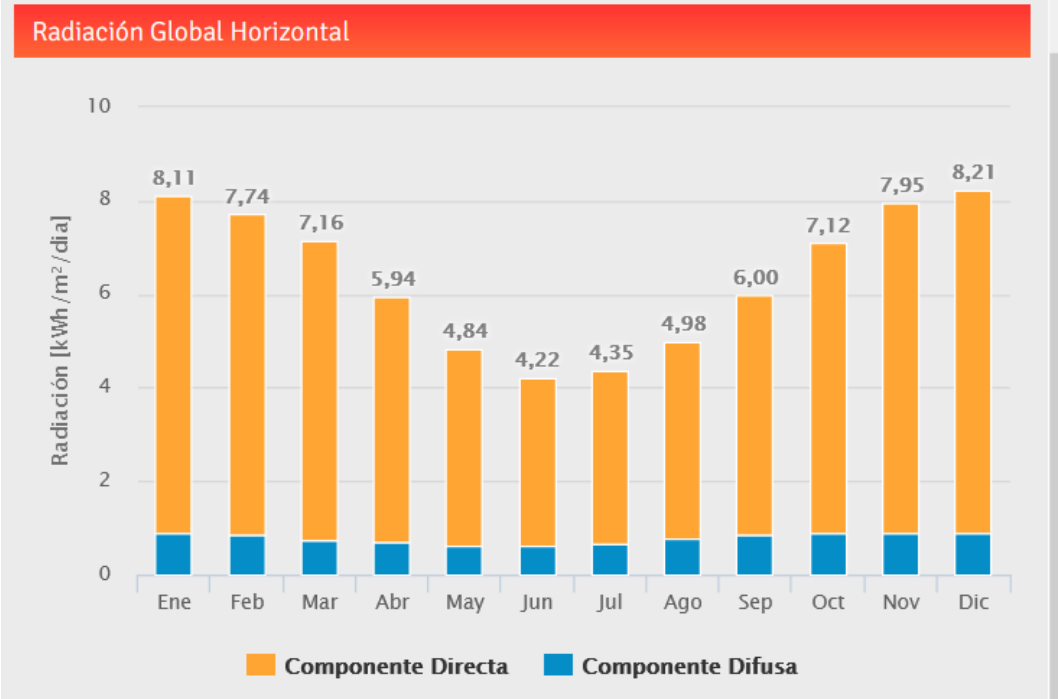
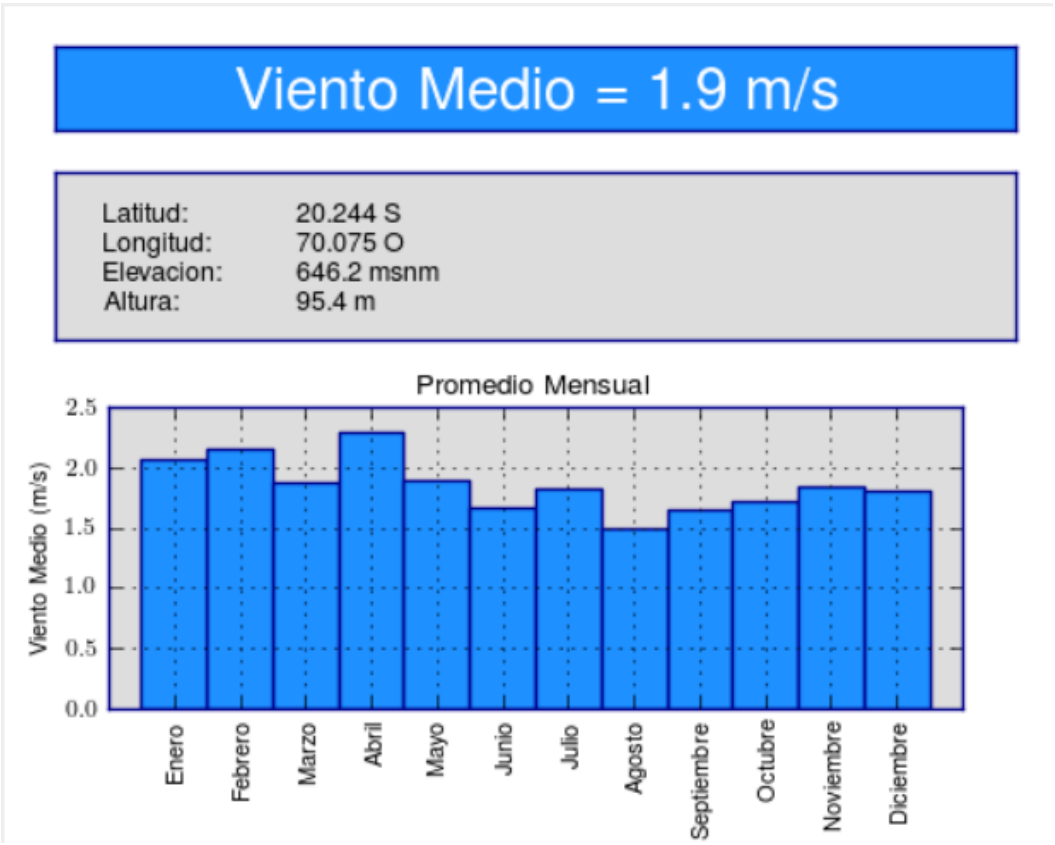


Figura 37: Viento en la zona de la Subestación Cóndores



4.2.3 ZONA DE LA SUBESTACIÓN NUEVA POZO ALMONTE

4.2.3.1 Ubicación Unidad de Punta

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 38 y Figura 40.

4.2.3.2 Aspectos Territoriales

Se detectan concesiones de exploración y explotación mineras en el área asignada a la Unidad de Punta. No se observan restricciones medio ambientales. No se observan restricciones de Planificación Territorial. La zona no presenta administración de propiedad Fiscal.

4.2.3.3 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 Off Shore Oil Iquique Copec y Terminal Off Shore Oil Petrobras).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NOX con combustión diésel, además para reserva de 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 60 km.

Gas natural: No está disponible un gasoducto cercano (mayor a 170 km), por lo cual se ha considerado el abastecimiento de GNL y la instalación de una Planta Satelital de Regasificación (PSR), considerando que la localización de la Unidad de Punta el centro de distribución más próximo es Planta GNL Mejillones a una distancia aproximada de 415 km.

Equipos: Para la descarga de los equipos, el puerto más próximo es Iquique, aproximadamente a 60 km.

4.2.3.4 Recurso Energético Primario

Radiación solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta tiene un promedio mensual de insolación diaria de 6,9 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 41. Por su parte, la insolación diaria mínima y máxima, son del orden de 4,9 kWh/m²/día y 8,4 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 176,3 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 42, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 3,7±0,2 m/s, con un mínimo medio de 0,4±0,0 m/s y un máximo medio de 10,7±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 Informe Eólico del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 38: Subestación Nueva Pozo Almonte 220 kV

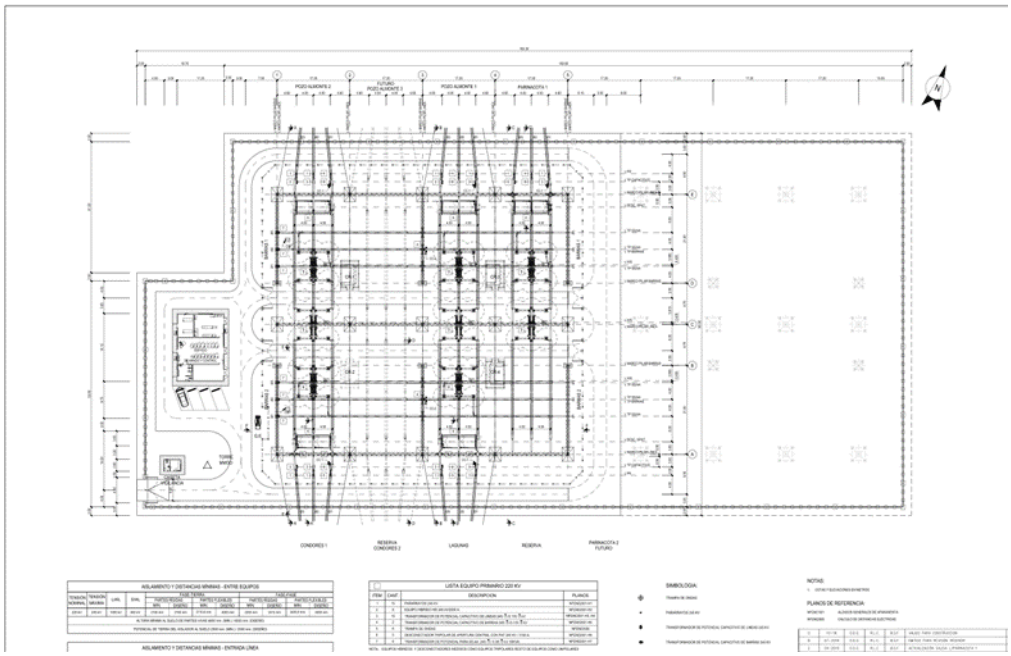


4.2.3.5 Aspectos Técnicos

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.

Figura 39: Disposición en Planta Subestación Nueva Pozo Almonte 220 kV



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 indicar 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 SASC para un proyecto en esta subestación seria rechazada. De hecho, de la revisión realizada de la información publicada por el CEN se constató que a la fecha se han rechazado 4 solicitudes de conexión en este punto.

De lo 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 40: Subestación Nueva Pozo Almonte 220 kV y sector de posible emplazamiento Unidad de Punta



Figura 41: Radiación solar en la zona de la Subestación Nueva Pozo Almonte

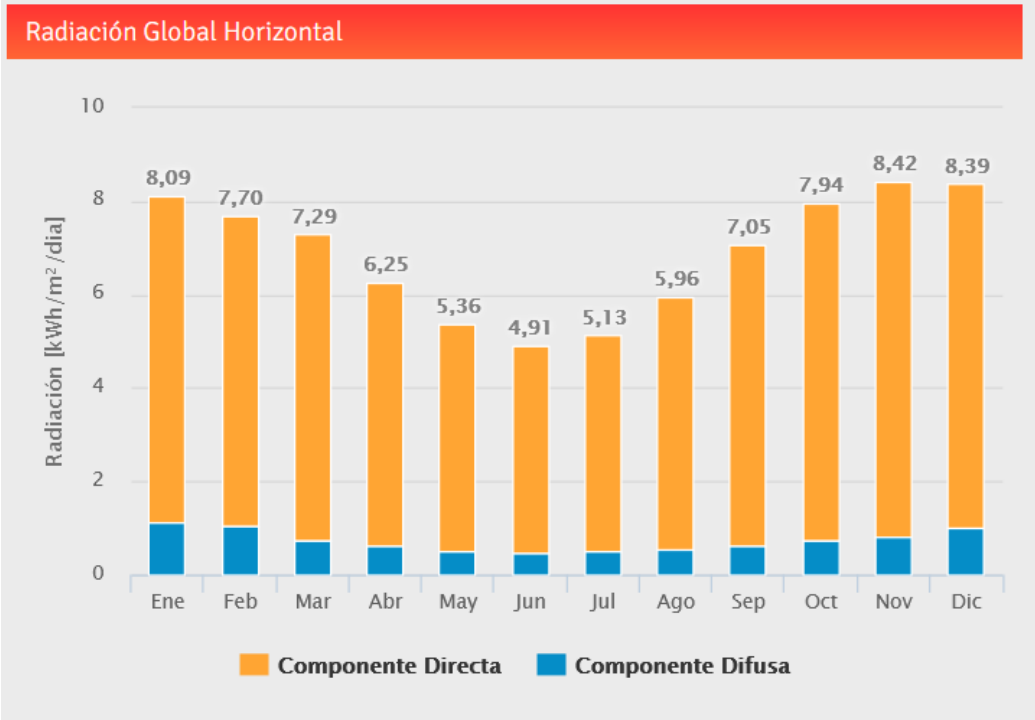
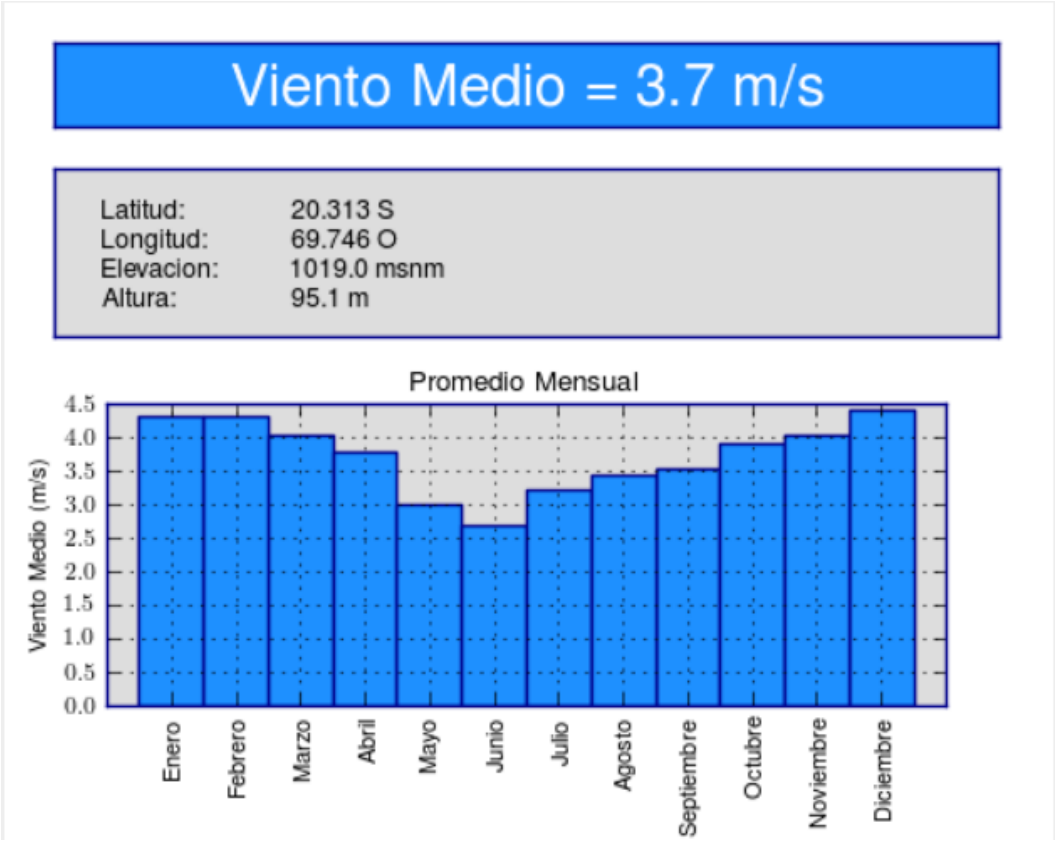


Figura 42: Viento en la zona de la Subestación Nueva Pozo Almonte



4.2.4 ZONA DE LA SUBESTACIÓN KIMAL

4.2.4.1 Ubicación Unidad de Punta

Punto referencia Subestación: 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. 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 5 km. de la Subestación Kimal 220 kV, comuna de María Elena, provincia de Tocopilla, Región de Antofagasta. Ver Figura 43 y Figura 45.

4.2.4.2 Aspectos Territoriales

Se detectan concesiones de exploración y explotación en el área asignada a la Unidad de Punta. No se observan restricciones medio ambientales. No se observan restricciones de Planificación Territorial. La zona no presenta administración de propiedad Fiscal.

4.2.4.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel: Considerando la ubicación geográfica de la Unidad de Punta, el centro de distribución más próximo está en Tocopilla a 70 km. aproximadamente (Terminal Tocopilla Copec).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NOX con combustión diésel, además para reserva de sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde los centros poblados más cercanos, esto es Tocopilla a 70 km. aproximadamente.

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 1 km. app. (Gasoducto Troncal Paso Jama – Crucero de 20 pulgadas, propiedad de Gas Norandino).

Equipos: Para la descarga de los equipos, el puerto más próximo es Tocopilla, aproximadamente a 70 km.

4.2.4.4 Recurso Energético Primario

Radiación solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta tiene un promedio mensual de insolación diaria de 7,0 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 46. Por su parte, la insolación 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 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 47, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 4,1±0,2 m/s, con un mínimo medio de 0,7±0,0 m/s y un máximo medio de 9,9±0,5 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 Informe Eólico del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 43: Subestación Kimal 220 kV

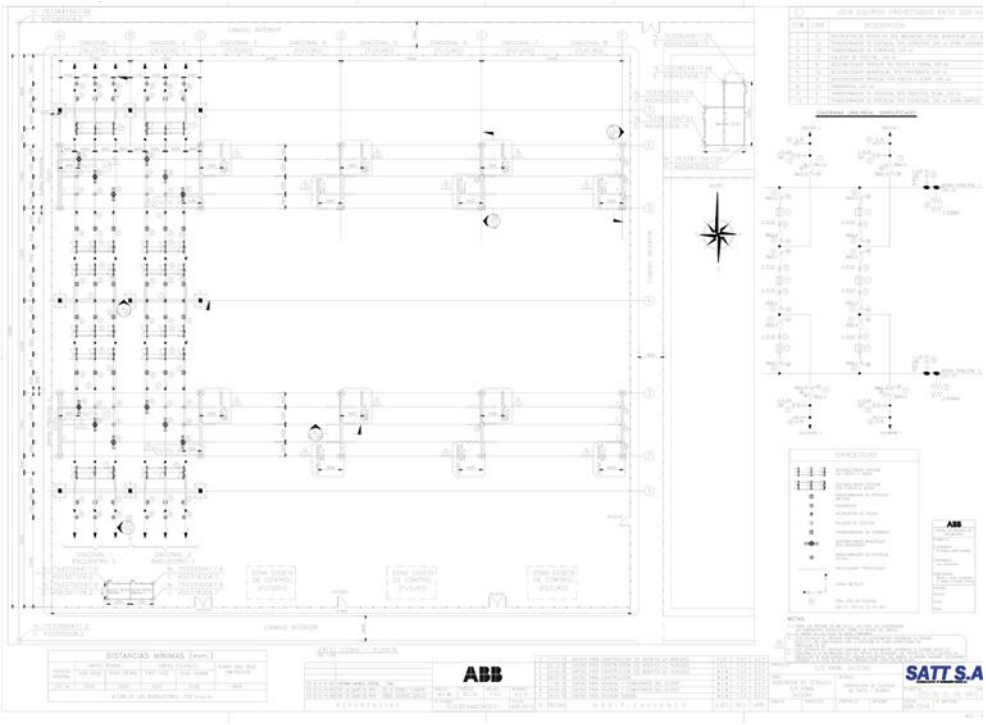


4.2.4.5 Aspectos Técnicos

La Subestación Kimal 220 kV se encuentra ubicada en la comuna de María Elena, provincia de Tocopilla, Región de Antofagasta, al poblado de María Elena existe una distancia lineal aproximada de 19 kilómetros.

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 (8) de los cuales son propiedad de la Sociedad Austral de Transmisión Troncal (SATT) y cuatro (4) son propiedad de Transelec. En la siguiente figura se aprecia la disposición en planta de la actual subestación Kimal.

Figura 44: Disposición en Planta Subestación Nueva Kimal 220 kV



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 indicar lo siguiente:

- De los seis (6) paños de la subestación, cuatro (4) ya están en uso en el diseño original y dos (2) de ellos se utilizan para la conexión de los autotransformadores provenientes del patio de 500 kV.
- A la fecha está en curso una obra de ampliación en esta subestación denominada Ampliación S/E Nueva Crucero Encuentro (Kimal) con COD esperado de septiembre 2020. De acuerdo con la información de la plataforma de gestión de proyectos del CEN esta obra aun no entra en operación comercial. Dicha obra utiliza 8 paños.

- De acuerdo con la información publicada por el CEN, se han aprobado dos SASC en esta subestación.
- 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 la 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 que 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 informe.

Figura 45: Subestación Kimal 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta

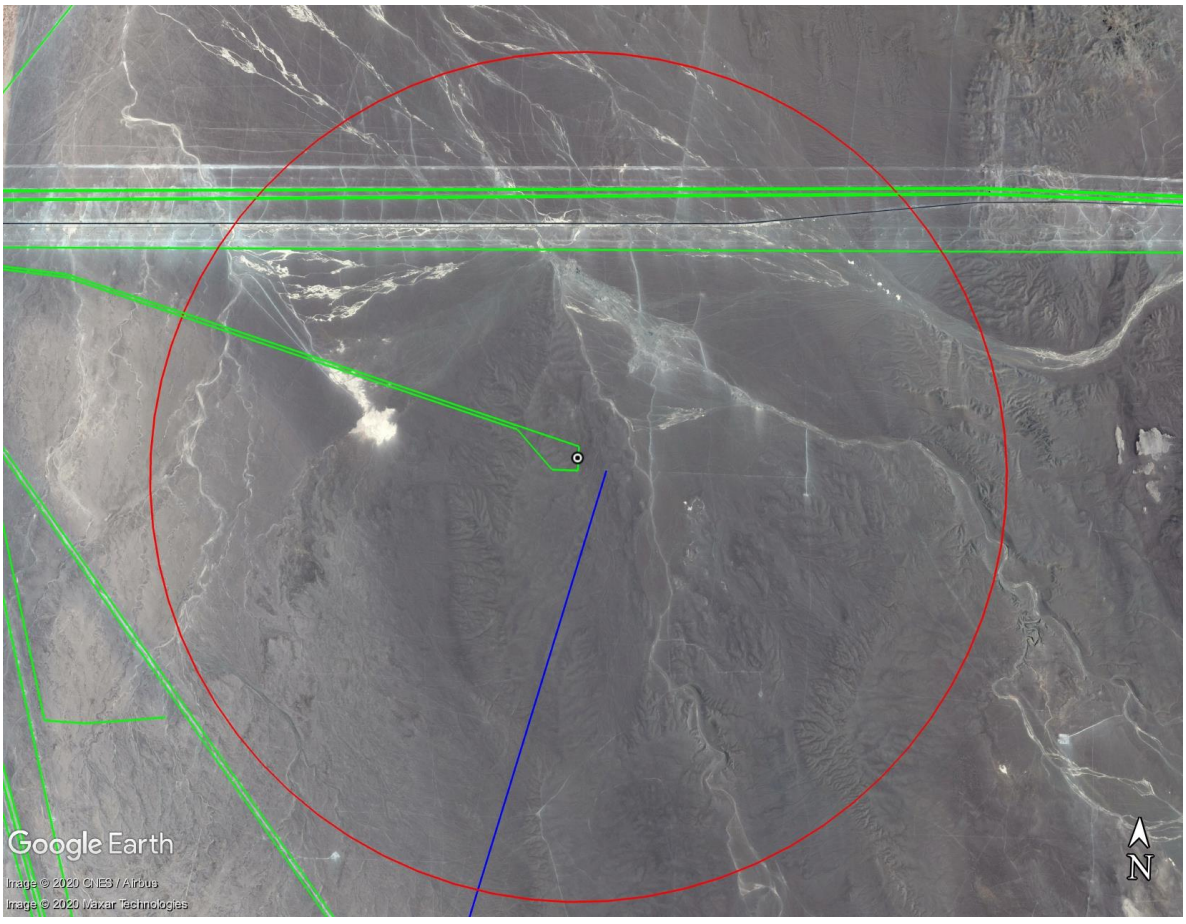


Figura 46: Radiación solar en la zona de la Subestación Kimal

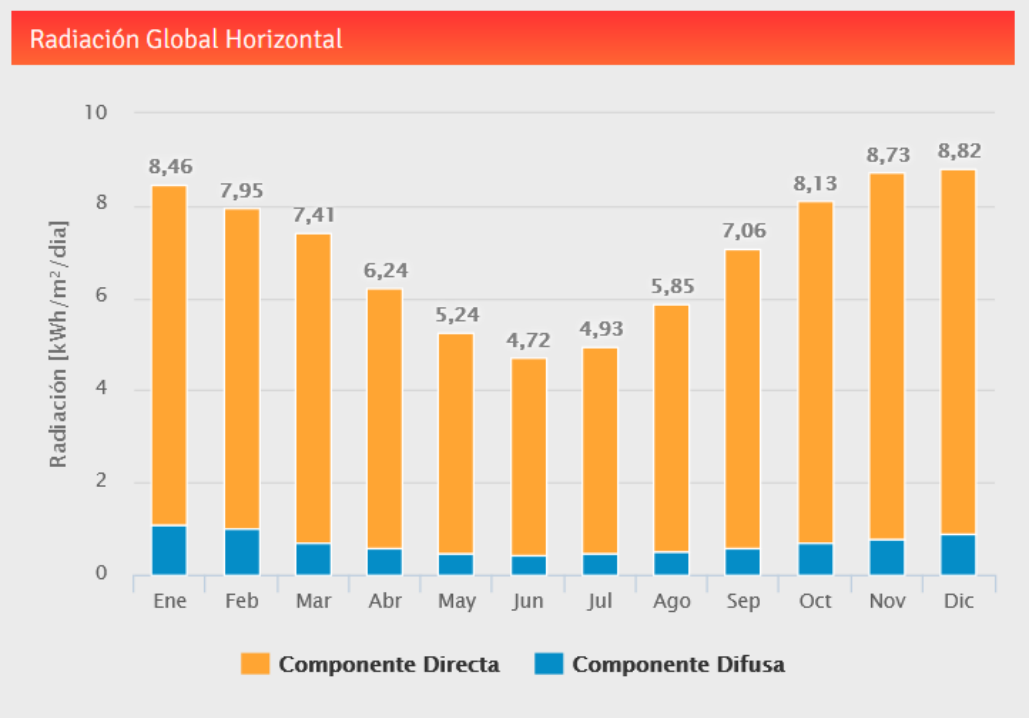
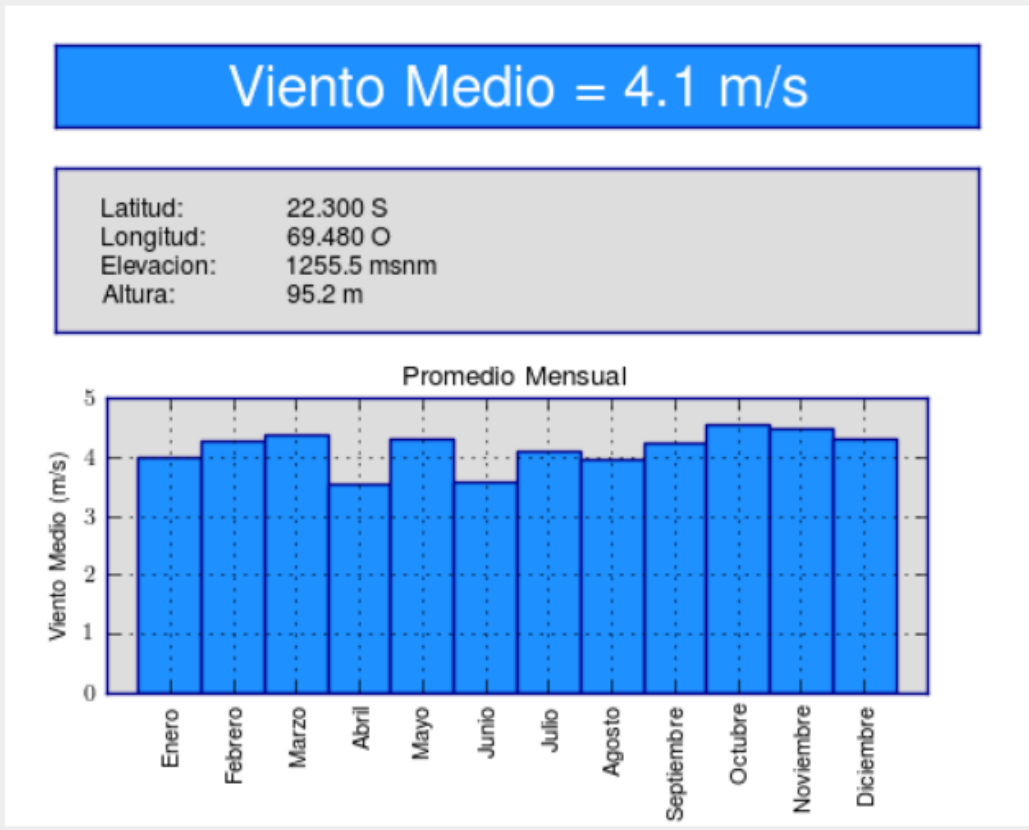


Figura 47: Viento en la zona de la Subestación Kimal



4.2.5 ZONA DE LA SUBESTACIÓN CENTINELA

4.2.5.1 Ubicación Unidad de Punta

Punto referencia Subestación: La futura Subestación Centinela 220 kV se encuentra localizada en la Región de Antofagasta, provincia de Antofagasta, en la comuna de Sierra Gorda. Para acceder al Proyecto de la Subestación Centinela, se realiza mediante el camino privado de Minera Centinela existente en la zona. El área seleccionada para el emplazamiento de la Unidad de Punta se encuentra a un radio no mayor de 5 km. de la Subestación Centinela 220 kV, la comuna de Sierra Gorda, Región de Antofagasta. Ver Figura 48 y Figura 50.

4.2.5.2 Aspectos Territoriales

Se detectan concesiones de exploración y explotación en el área asignada a la Unidad de Punta. No se observan restricciones medio ambientales. No se observan restricciones de Planificación Territorial. La zona no presenta administración de propiedad Fiscal.

4.2.5.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel: Considerando la ubicación geográfica de la Unidad de Punta, el centro de distribución más próximo está en Antofagasta a 70 km. aproximadamente (Terminal Tocopilla Copec).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NOX con combustión diésel, además para reserva de sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde los centros poblados más cercanos, esto es Tocopilla a 70 km. aproximadamente.

Gas natural: No está disponible un gasoducto cercano (mayor a 130 km), por lo cual se ha considerado el abastecimiento de GNL y la instalación de una Planta Satelital de Regasificación (PSR), considerando que la localización de la Unidad de Punta el centro de distribución más próximo es Planta GNL Mejillones a una distancia lineal aproximada de 140 km.

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

4.2.5.4 Recurso Energético Primario

Radiación solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta tiene un promedio mensual de insolación diaria de 7,1 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 51. Por su parte, la insolación diaria mínima y máxima, son del orden de 4,8 kWh/m²/día y 9,1 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 190,7 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%), 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 52, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 7,7±0,4 m/s, con un mínimo medio de 1,7±0,1 m/s y un máximo medio de 13,3±0,7 m/s, lo cual lo convierte en un sitio poco adecuado para la instalación de aerogeneradores debido 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 Informe Eólico del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 48: Subestación Centinela 220 kV (en Construcción)

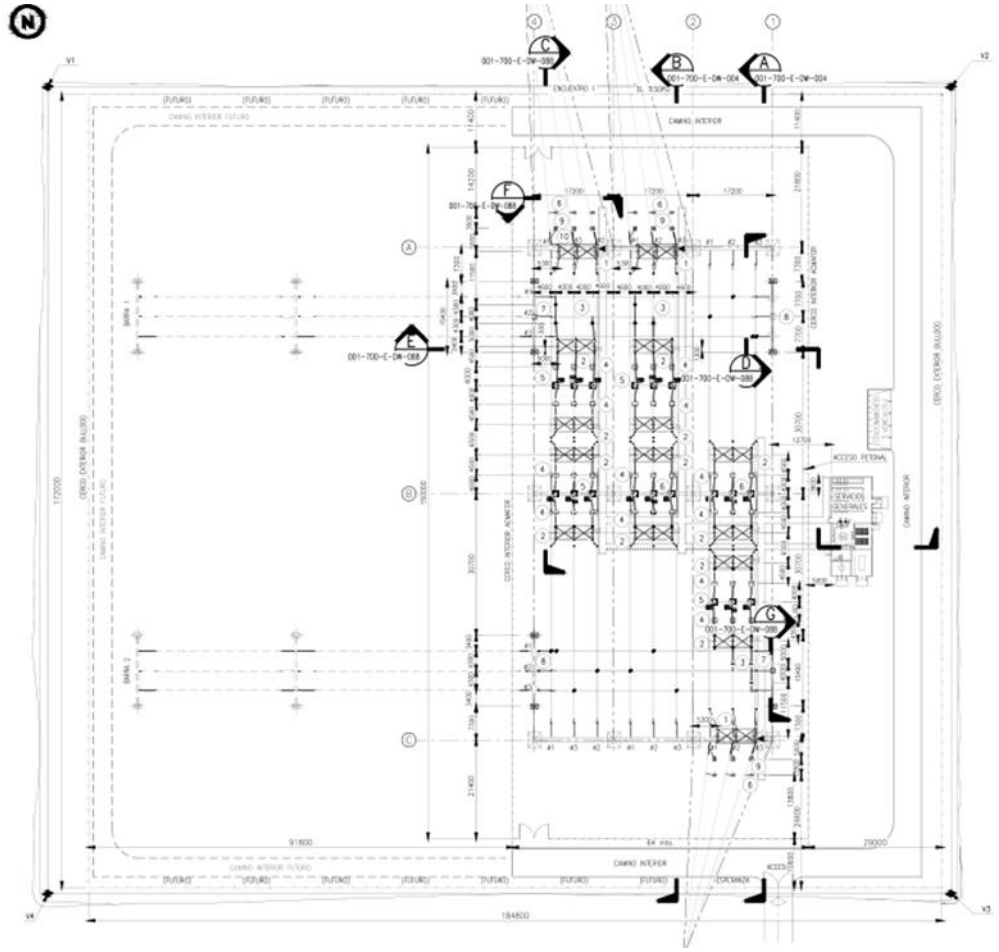


4.2.5.5 Aspectos Técnicos

La futura Subestación Centinela 220 kV se encuentra localizada en la Región de Antofagasta, provincia de Antofagasta, en la comuna de Sierra Gorda. Para acceder al Proyecto de la Subestación Centinela, se realiza mediante el camino privado de Minera Centinela existente en la zona.

Esta subestación presenta una configuración del patio 220 kV del tipo convencional (Interruptor y medio) con un total de seis (6) paños en nivel de 220 kV, todos de propiedad de Centinela Transmisión. En la siguiente figura se aprecia la disposición en planta de la futura subestación Centinela.

Figura 49: Disposición en Planta Subestación Centinela 220 kV



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 indicar lo siguiente:

- Existen obras decretadas en esta subestación. La obra de ampliación considera el uso de las medias diagonales que se aprecian en el plano de planta, junto con la construcción de una nueva media diagonal. Además el proyecto considera la extensión de la plataforma, barras principales y todas las instalaciones comunes del patio de 220 kV para tres nuevas diagonales.
- Se han presentado tres (3) SASC a esta subestación, dos (2) de la cuales están aprobadas y una en evaluación de admisibilidad.
- Luego, en base a lo anterior, considerando las obras decretadas, hay espacio disponible en esta subestación para la conexión de la Unidad de Punta.

De lo antecedentes técnicos antes presentados, se aprecia que hay paños disponibles por lo que se estima que la conexión en 220 kV de la Unidad de Punta es técnicamente factible a esta subestación desde el punto de vista de espacio utilizando una media diagonal del tipo convencional y en plazos acotados concordantes con el horizonte de tiempo del presente estudio.

Figura 50: Subestación Centinela 220 kV (en Construcción) y sector posible emplazamiento Unidad de Punta

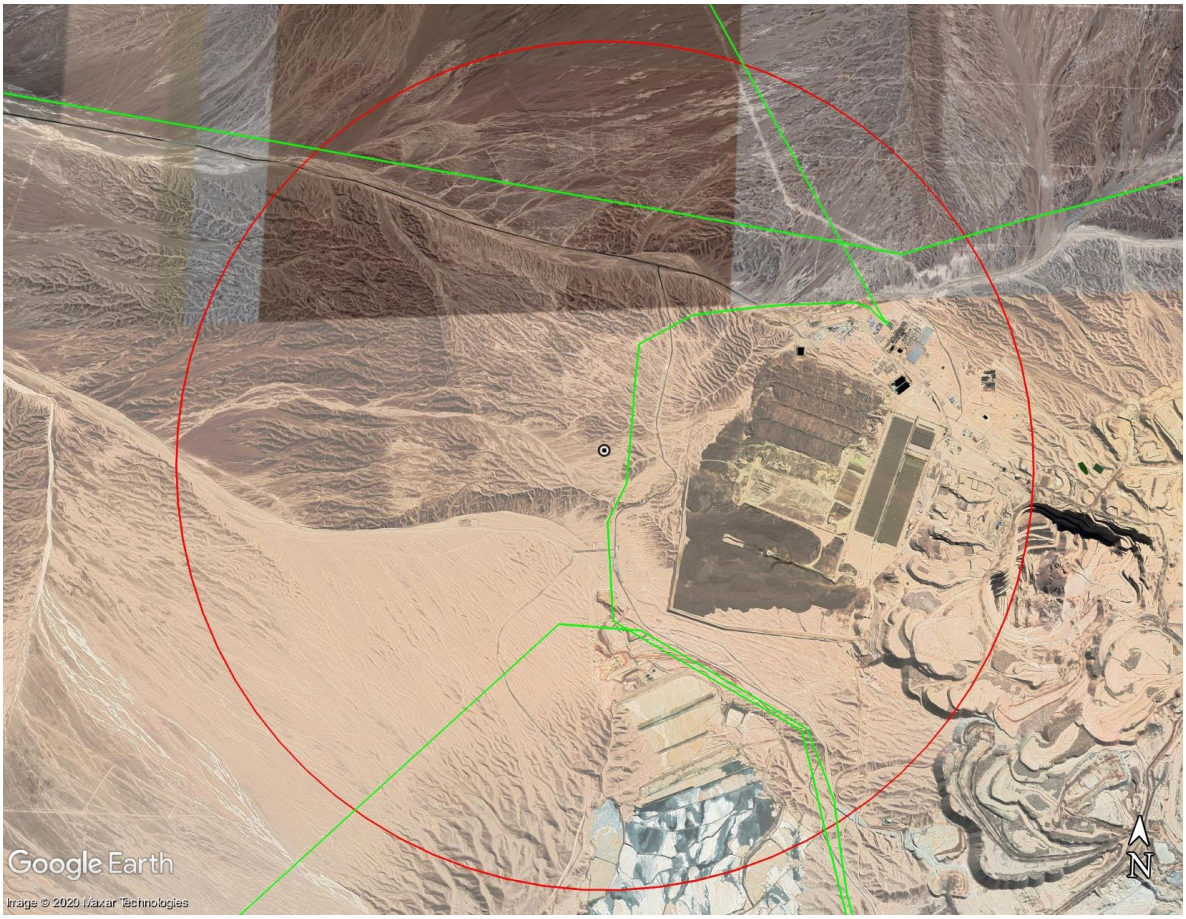


Figura 51: Radiación solar en la zona de la Subestación Centinela

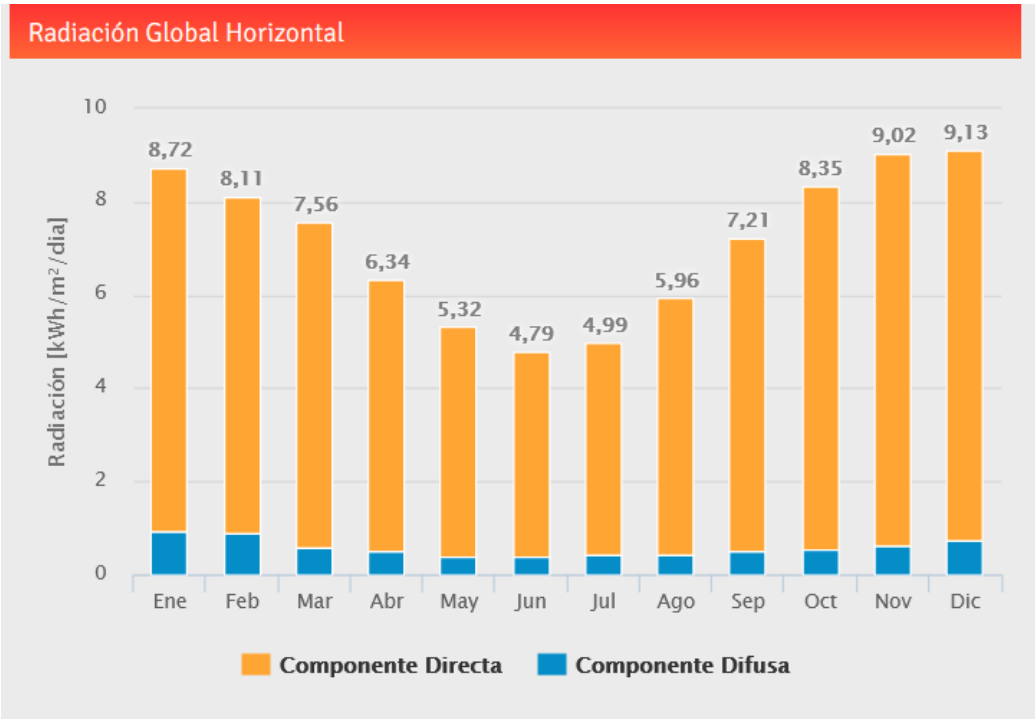
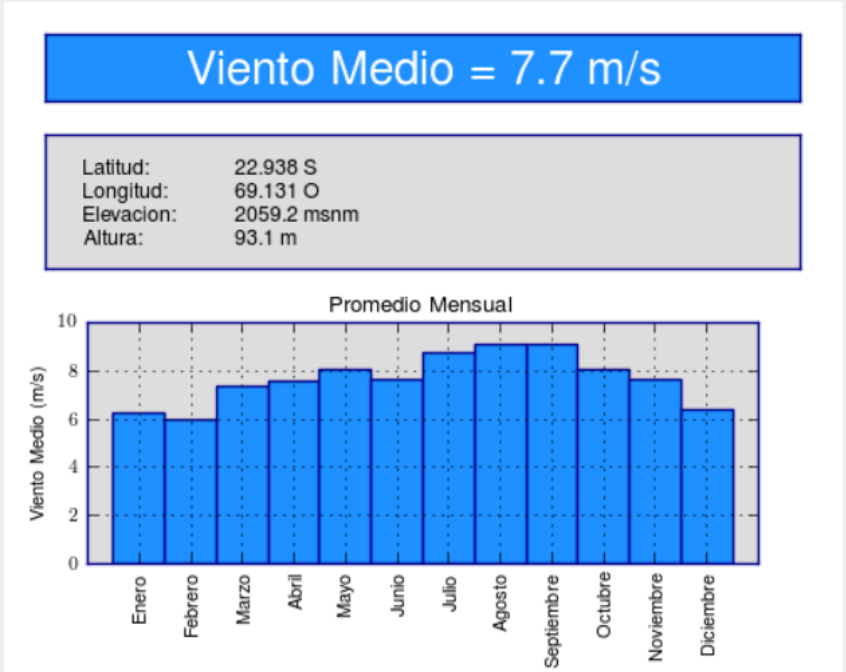


Figura 52: Viento en la zona de la Subestación Centinela



4.2.6 ZONA DE LA SUBESTACIÓN LABERINTO

4.2.6.1 Ubicación Unidad de Punta

Punto referencia Subestación: Esta se ubica en la zona Norte de Chile, en la Región de Antofagasta, Provincia de Antofagasta, comuna de Sierra Gorda, aproximadamente a 45 kilómetros dirección sureste de la Ruta 5 Norte y se accede a través de la Ruta B385. El área seleccionada para la Unidad de Punta se encuentra a una distancia de 0,8 km. aproximadamente al noreste de la Subestación Laberinto 220 KV, Región de Antofagasta. Ver Figura 53 y Figura 55.

4.2.6.2 Aspectos Territoriales

Se detectan concesiones de exploración y explotación en la vecindad del área de la Unidad de Punta. No se observan restricciones medio ambientales. Se observan restricciones de Planificación Territorial: Área de Uso Múltiple Condicionado, PRDU. La zona no presenta administración de propiedad Fiscal.

4.2.6.3 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 168 km. aproximadamente (Terminal Mejillones Copec).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NOX con combustión diésel, además para reserva de sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde el centro poblado más cercano, este es Antofagasta a 120 km.

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 76 km. aproximadamente (Ramal Ordonez – Coloso, Gas Norandino, 16 pulgadas). En caso de no tener factibilidad de Gasoducto, se considerada el abastecimiento de GNL y la instalación de una Planta Satelital de Regasificación (PSR), considerando que la localización de la Unidad de Punta el centro de distribución más próximo es Planta GNL Mejillones a una distancia lineal aproximada de 115 km.

Equipos: Para la descarga de los equipos, el puerto más próximo es Antofagasta, aproximadamente a 120 km.

4.2.6.4 Recurso Energético Primario

Radiación solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta tiene un promedio mensual de insolación diaria de 7,1 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 56. Por su parte, la insolación diaria mínima y máxima, son del orden de 4,7 kWh/m²/día y 9,1 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 186,5 GWh/año y un factor de planta del 30% para un proyecto solar fotovoltaico de 70.000 kWp. Estas condiciones, sumado a la baja frecuencia de ocurrencia de nubosidades (3%), 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 57, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 4,0±0,2 m/s, con un mínimo medio de 0,6±0,0 m/s y un máximo medio de 8,7±0,5 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 Informe Eólico del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 53: Subestación Laberinto 220 kV

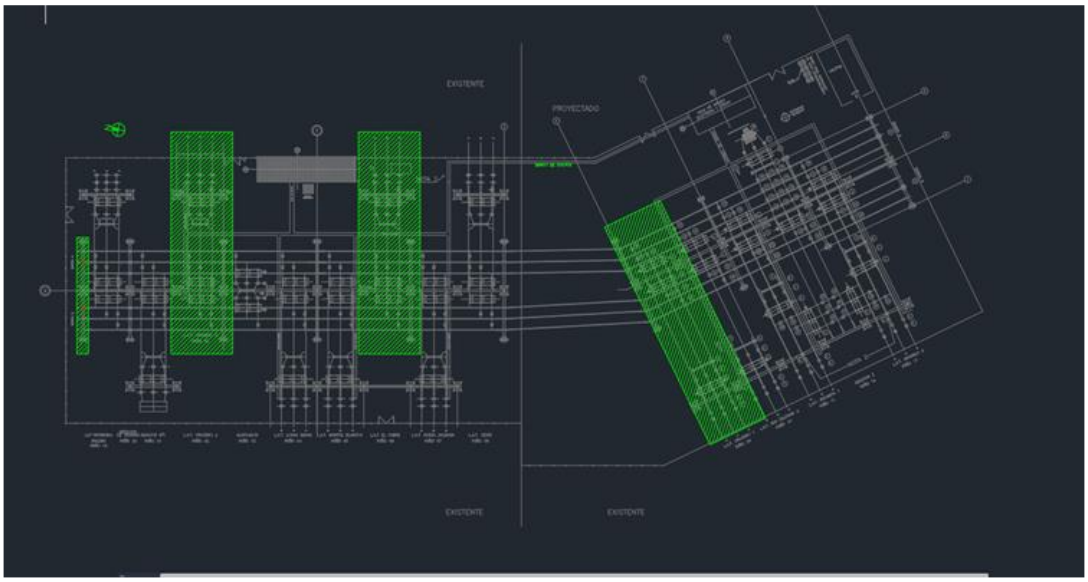


4.2.6.5 Aspectos Técnicos

La Subestación Laberinto 220 kV se encuentra ubicada a 62 km. al sur de la localidad de Sierra Gorda, Comuna de Sierra Gorda, II Región de Antofagasta.

Esta subestación presenta una configuración de los patios del tipo convencional (Barra doble) con un total de trece (13) paños en nivel de 220 kV, once (11) de los cuales son propiedad de Norgener y dos (2) son propiedad de Electroandina.

Figura 54: Disposición en planta Subestación Laberinto 220 kV



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 indicar lo siguiente:

- Dentro del patio de 220 kV, en el extremo sur, existe espacio para instalar un paño adicional, lo cual une permite la instalación de un paño de conexión adicional requerido por la Unidad de Punta.
- No hay SASC presentadas en esta subestación.
- Adicionalmente, aledaño al espacio de la posible ampliación indicado anteriormente, existe un área suficiente que permite la ampliación del patio de 220 kV. Para la ampliación del patio de 220 kV se requieren obras adicionales para su habilitación.

De lo antecedentes técnicos antes presentados, se aprecia que hay un paño disponible por lo que se estima que la conexión en 220 kV de la Unidad de Punta es técnicamente factible a esta subestación desde el punto de vista de espacio, utilizando un paño convencional y en plazos acotados concordantes con el horizonte de tiempo del presente estudio.

Figura 55: Subestación Laberinto 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta

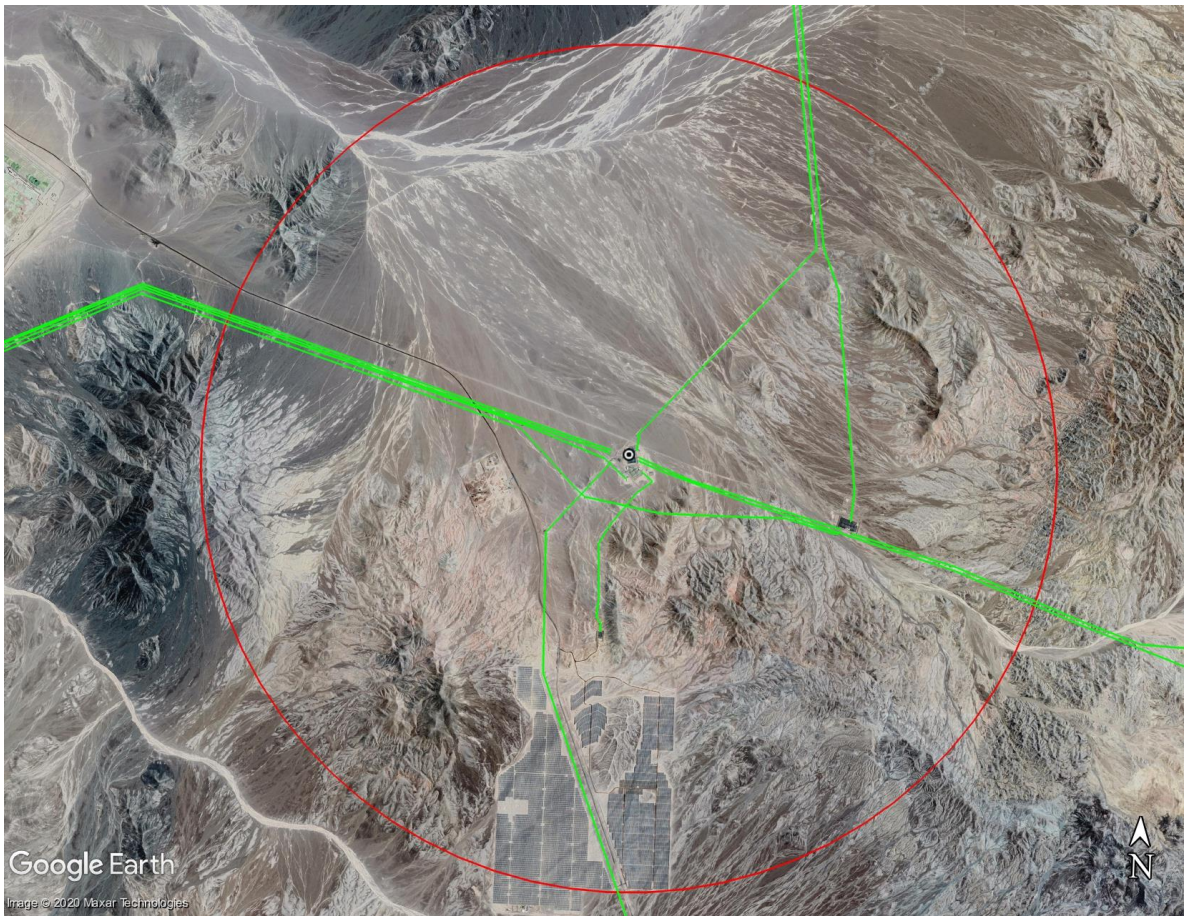


Figura 56: Radiación solar en la zona de la Subestación Laberinto

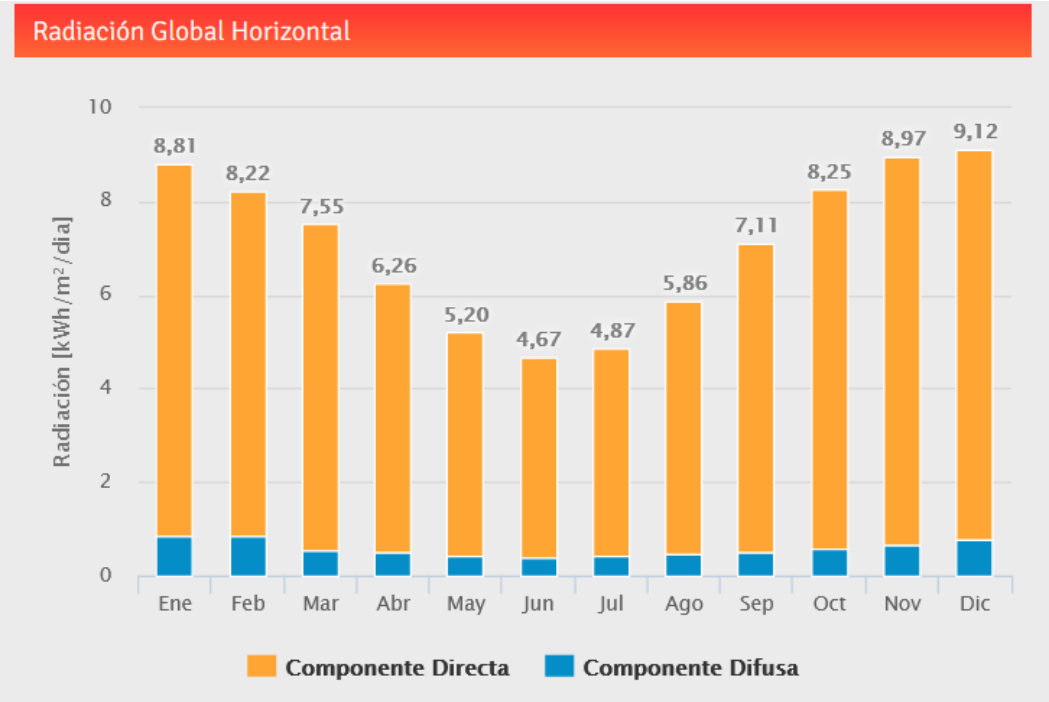
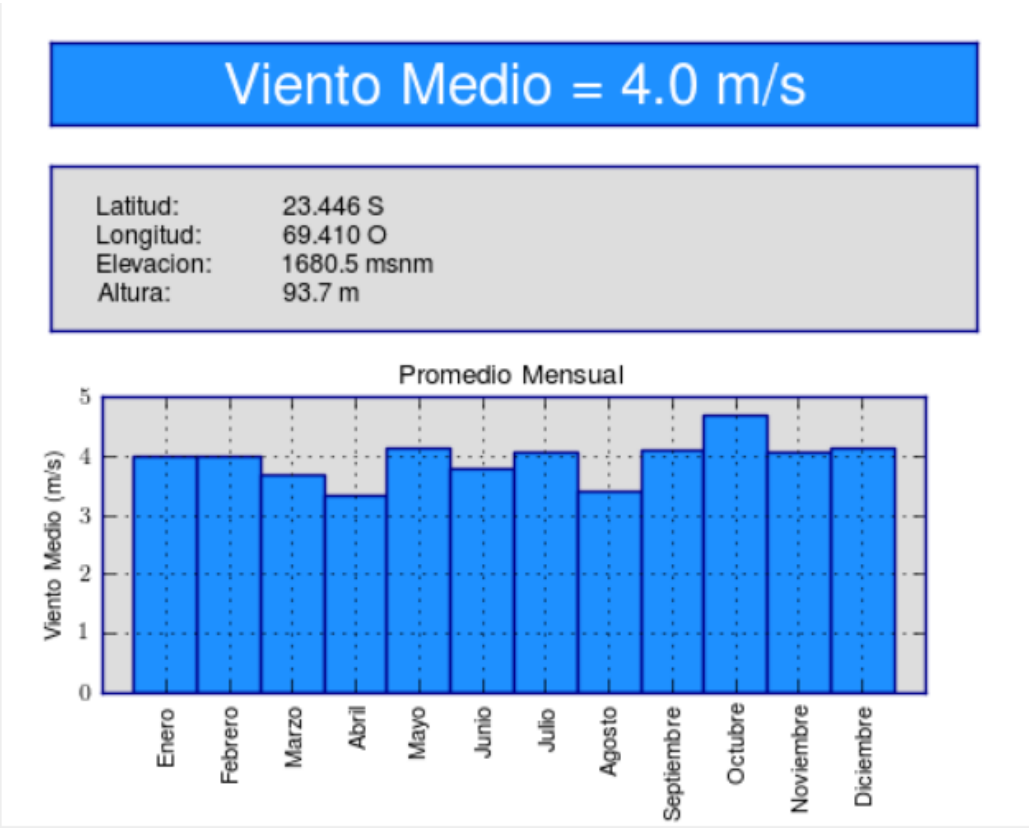


Figura 57: Viento en la zona de la Subestación Laberinto



4.2.7 ZONA DE LA SUBESTACIÓN KAPATUR

4.2.7.1 Ubicación Unidad de Punta

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 a una distancia de 1,0 km. aproximadamente al este de la Subestación Kapatur 220 KV, comuna de Mejillones, Región de Antofagasta. Ver Figura 58 y Figura 60.

4.2.7.2 Aspectos Territoriales

Se detectan concesiones de explotación en el área de la Unidad de Punta. No se observan restricciones medio ambientales. El área se encuentra dentro de la zona del Plano de Regulación Urbano. La zona no presenta administración de propiedad Fiscal.

4.2.7.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel: Considerando la ubicación geográfica de la Unidad de Punta, el centro de distribución más próximo está a 50 km. aproximadamente (Terminal Mejillones Copec).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NOX con combustión diésel, además para reserva de sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde los centros poblados más cercanos, estos son Mejillones, aproximadamente a 12 km. y a Antofagasta 65 km.

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. aproximadamente (Gasoducto Atacama Chile de 20 pulgadas, propiedad de GasAtacama).

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

4.2.7.4 Recurso Energético Primario

Radiación solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de insolación diaria de 6,4 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 61. Por su parte, el promedio mensual de la insolación diaria mínima y máxima, son del orden de 3,9 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 163,4 GWh/año y un factor de planta del 27% para un proyecto solar fotovoltaico de 70.000 kWp. Estas condiciones, sumado a la mediana 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 62, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 3,6±0,2 m/s, con un mínimo medio de 0,5±0,0 m/s y un máximo medio de 8,1±0,4 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 Informe Eólico del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 58: Subestación Kapatur 220 kV

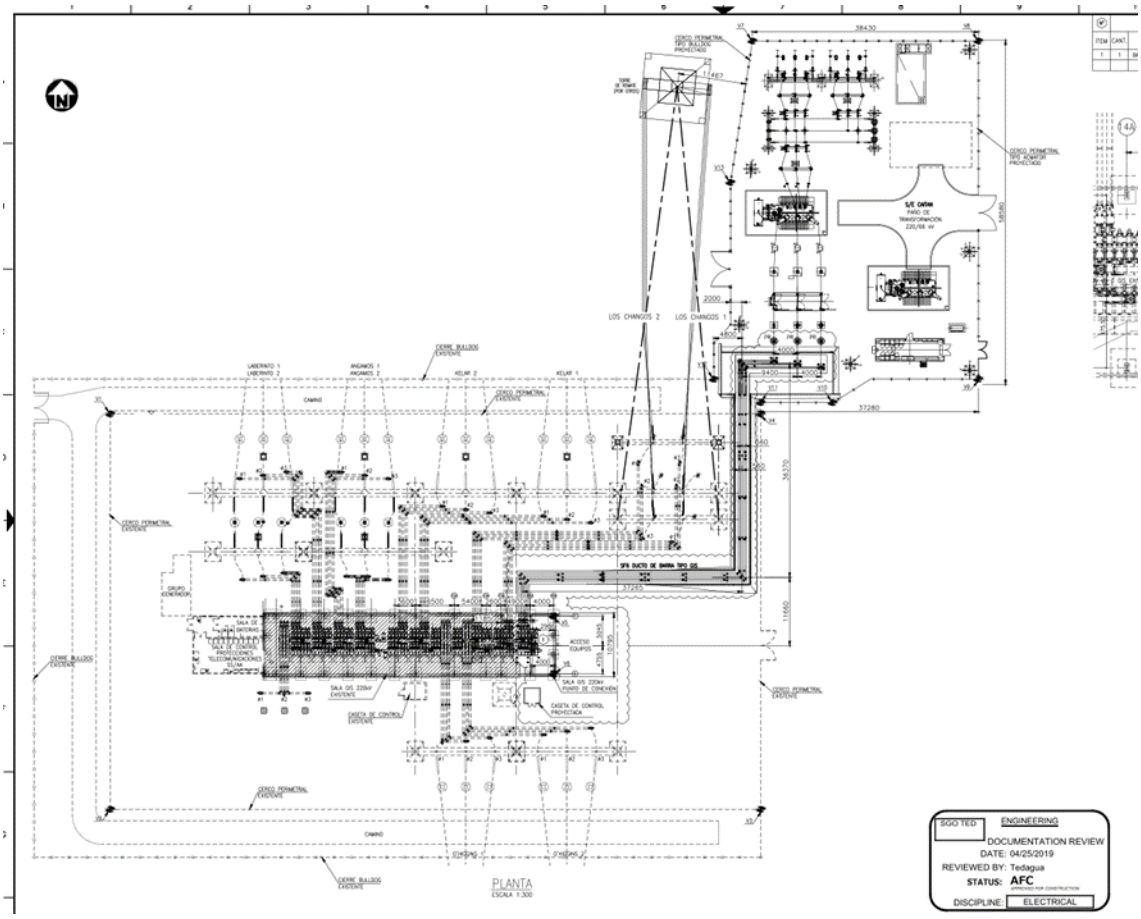


4.2.7.5 Aspectos Técnicos

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 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 59: Disposición en Planta Subestación Kapatur 220 kV



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 indicar lo siguiente:

- En esta Subestación no se aprecian paños disponibles.
- De la imagen satelital se ve terreno disponible hacia el este para futuras ampliaciones, tanto para ampliar la plataforma de la subestación.
- Dentro del perímetro de la subestación se ve 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 al otra rechazada. Se estima que una nueva SASC en esta subestación seria 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 que 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 es técnicamente factible a esta subestación y en plazos acotados concordantes con el horizonte de tiempo del presente estudio.

Figura 60: Subestación Kapatur 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta

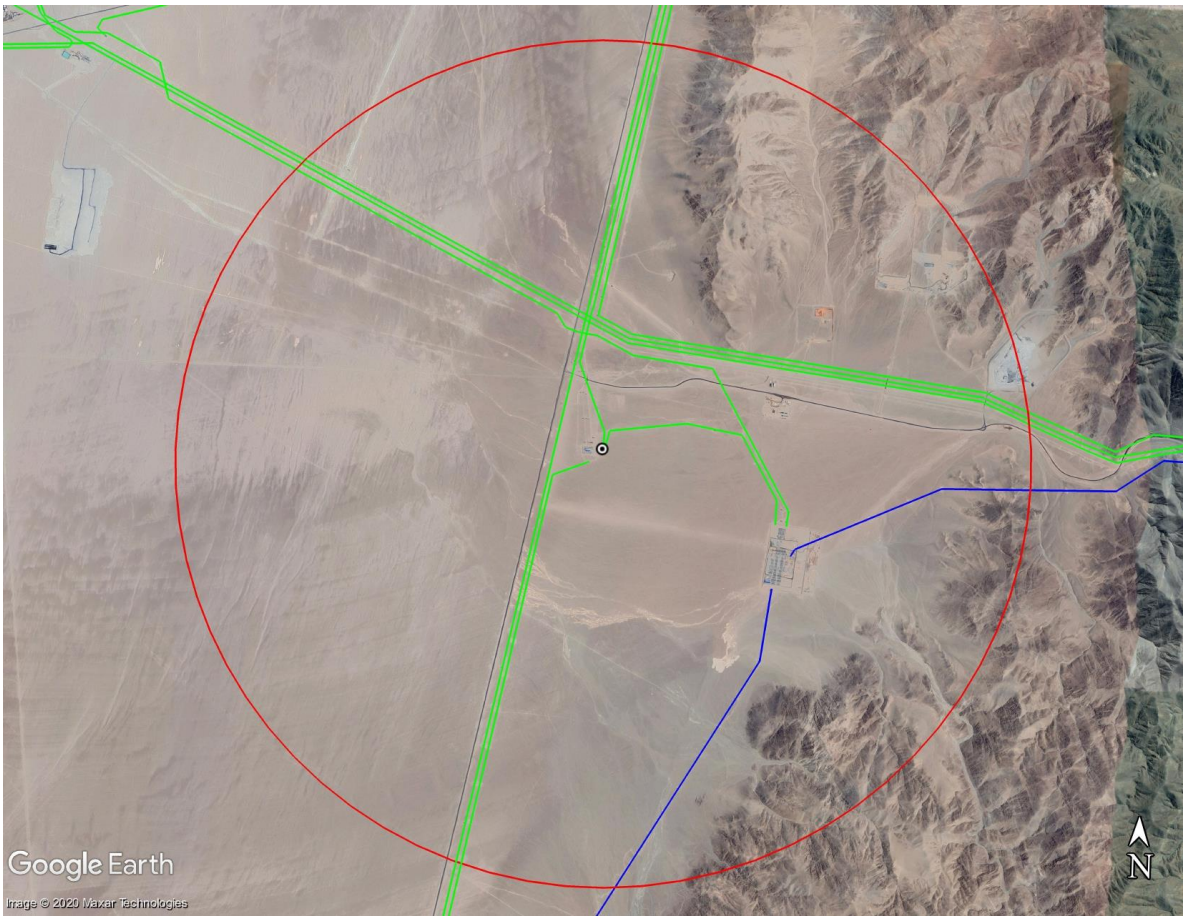


Figura 61: Radiación solar en la zona de la Subestación Kapatur

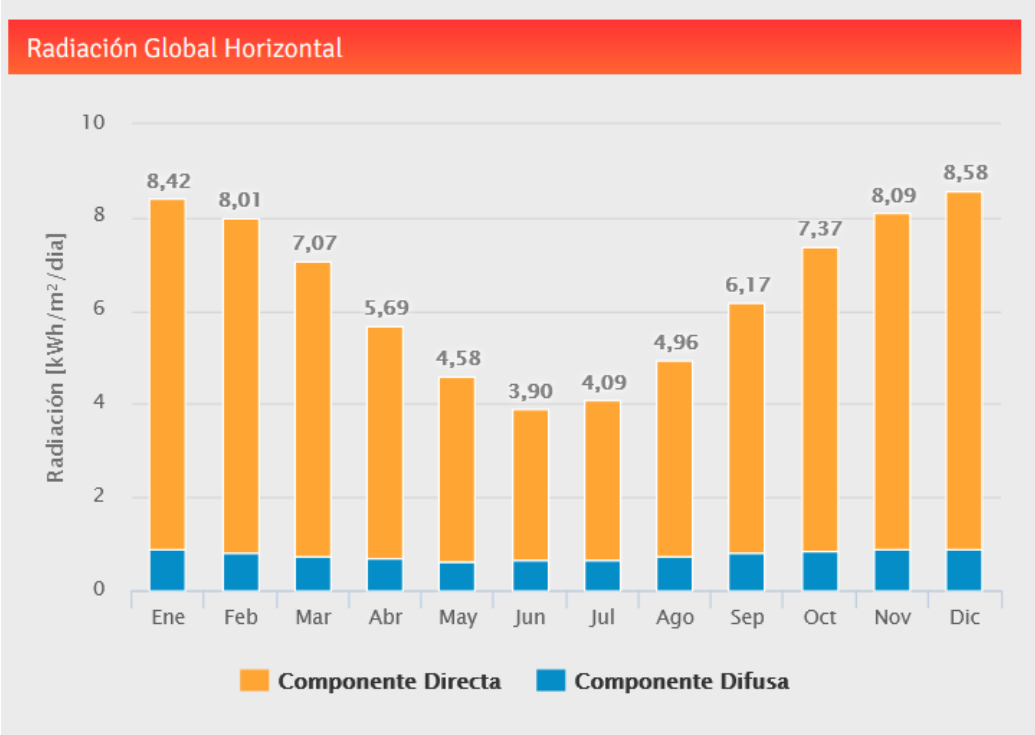
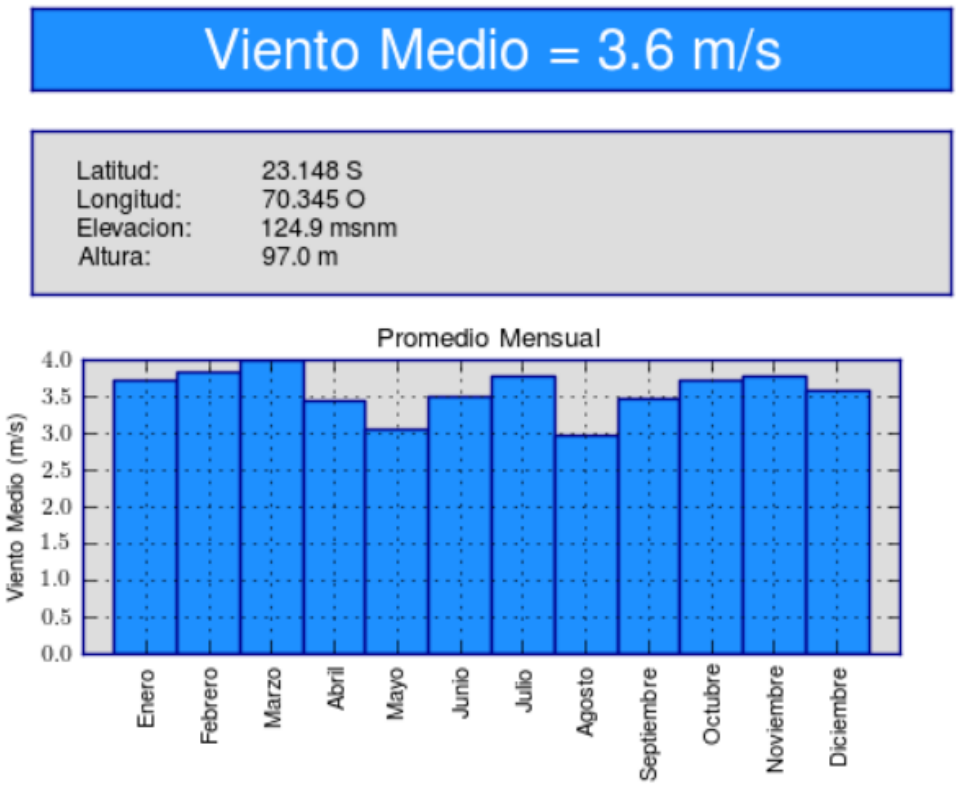


Figura 62: Viento en la zona de la Subestación Kapatur



4.2.8 ZONA DE LA SUBESTACIÓN ILLAPA

4.2.8.1 Ubicación Unidad de Punta

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 63 y Figura 65.

4.2.8.2 Aspectos Territoriales

Se detectan concesiones de exploración y explotación en la vecindad área propuesta para el emplazamiento de la Unidad de Punta. No se observan restricciones medio ambientales.

Se observan restricciones de Planificación Territorial: Área de preservación por uso sustentable. Se detectan zonas de propiedad fiscal en la vecindad sur del área propuesta para el emplazamiento de la Unidad de Punta a 2 km. de distancia.

4.2.8.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel: Considerando la ubicación geográfica de la Unidad de Punta, el centro de distribución más próximo está a 185 km. aproximadamente (Terminal Caldera Copec).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NOX con combustión diésel, además para reserva de sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde el centro poblado más cercano, este es Diego de Almagro a 1,5 km, El Salvador a una distancia aproximada de 50 km. y Chañaral a 65 km.

Gas natural: No está disponible un gasoducto cercano (mayor a 250 km), por lo cual se ha considerado el abastecimiento de GNL y la instalación de una Planta Satelital de Regasificación (PSR), considerando que la localización de la Unidad de Punta al centro de distribución más próximo es a la Planta GNL Mejillones a una distancia aproximada de 525 km.

Equipos: Para la descarga de los equipos principales, los puertos cercanos son: Antofagasta aproximadamente a 360 km. y Coquimbo aproximadamente a 488 km.

4.2.8.4 Recurso Energético Primario

Radiación solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de insolación diaria de 6,8 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 66. Por su parte, el promedio mensual de la insolación 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 180 GWh/año y un factor de planta del 29% para un proyecto solar fotovoltaico de 70.000 kWp. Estas condiciones, sumado a la mediana frecuencia de ocurrencia de nubosidades (3%), 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 67, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 3,7±0,2 m/s, con un mínimo medio de 0,9±0,0 m/s y un máximo medio de 7,2±0,4 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 Informe Eólico del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 63: Subestación Illapa 220 kV

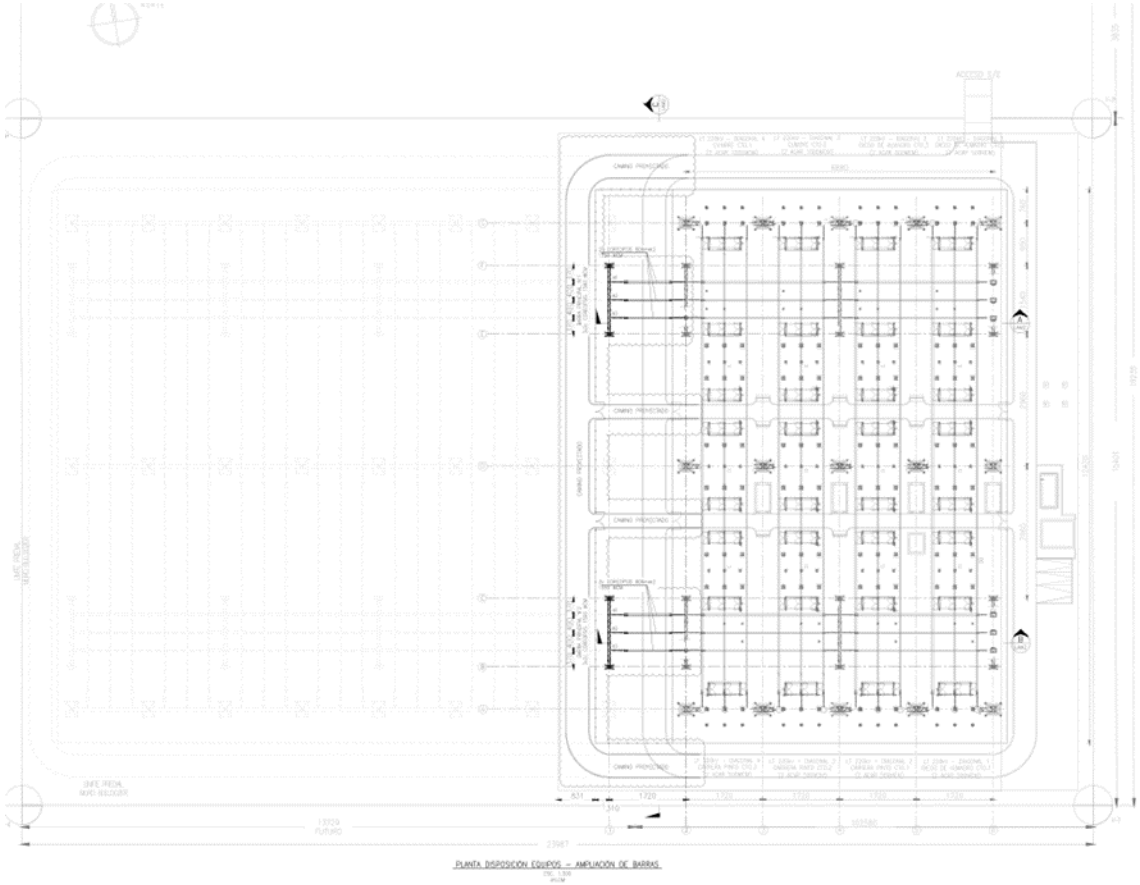


4.2.8.5 Aspectos Técnicos

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 (12) paños en nivel de 220 kV, diez (10) de propiedad de Diego de Almagro Transmisora de Energía S.A., y dos (2) paños de propiedad de Transmisora Eléctrica del Norte S.A.

Esta futura subestación presenta una configuración del patio 220 kV del tipo Interruptor y medio con capacidad para 4 diagonales. Adicionalmente recientemente se aprobó la ampliación de esta subestación vía articulo 102 para la conexión de nuevos proyectos de generación. La siguiente figura muestra la disposición de planta.

Figura 64: Disposición en Planta Subestación Illapa 220 kV



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 indicar 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 SASC para un proyecto en esta subestación seria rechazada. De hecho, de la revisión realizada de la información publicada por el CEN se constató que a la fecha se han rechazado diversas solicitudes.

De lo 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 65: Subestación Illapa 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta

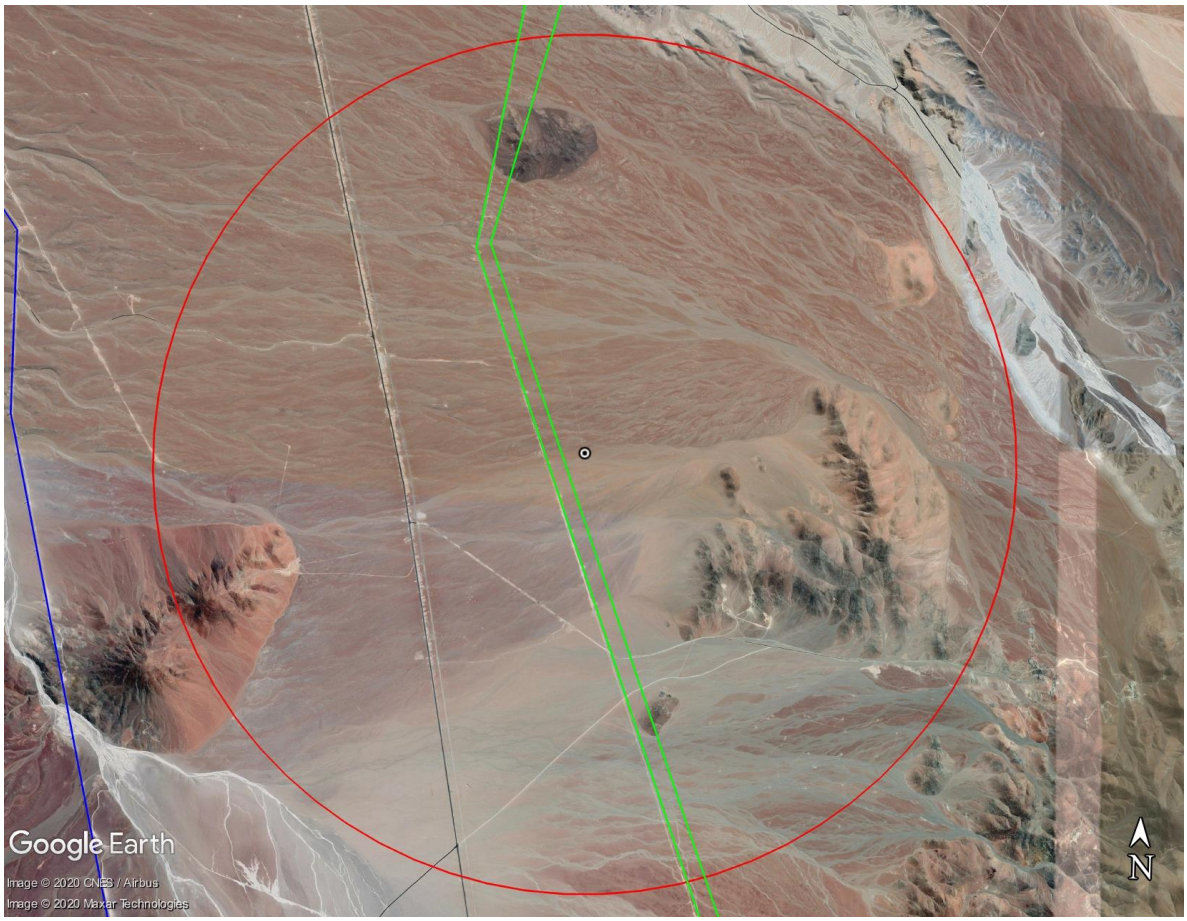


Figura 66: Radiación solar en la zona de la Subestación Illapa

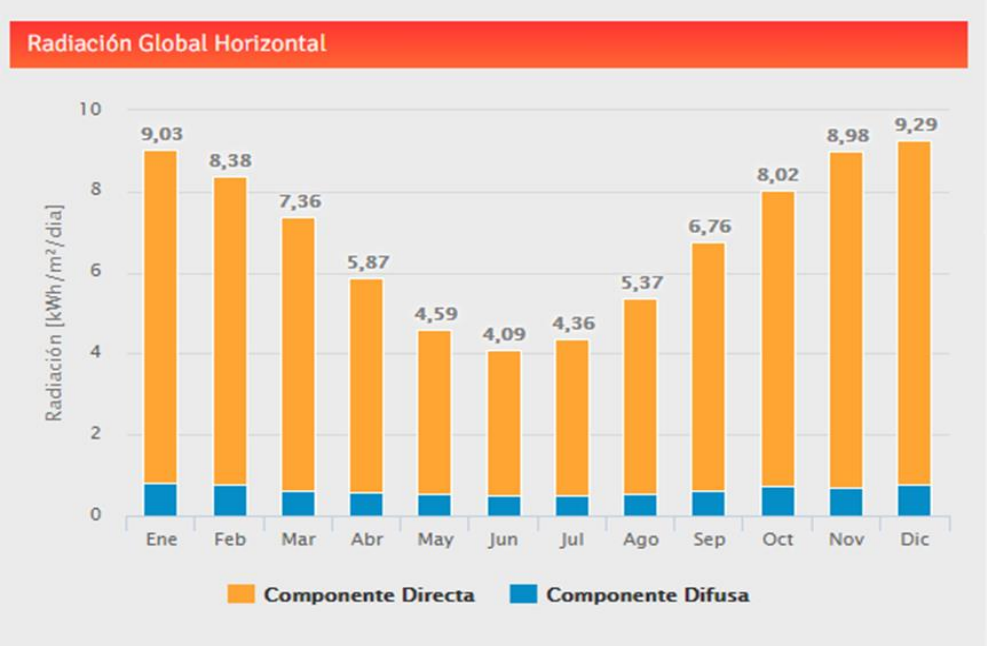
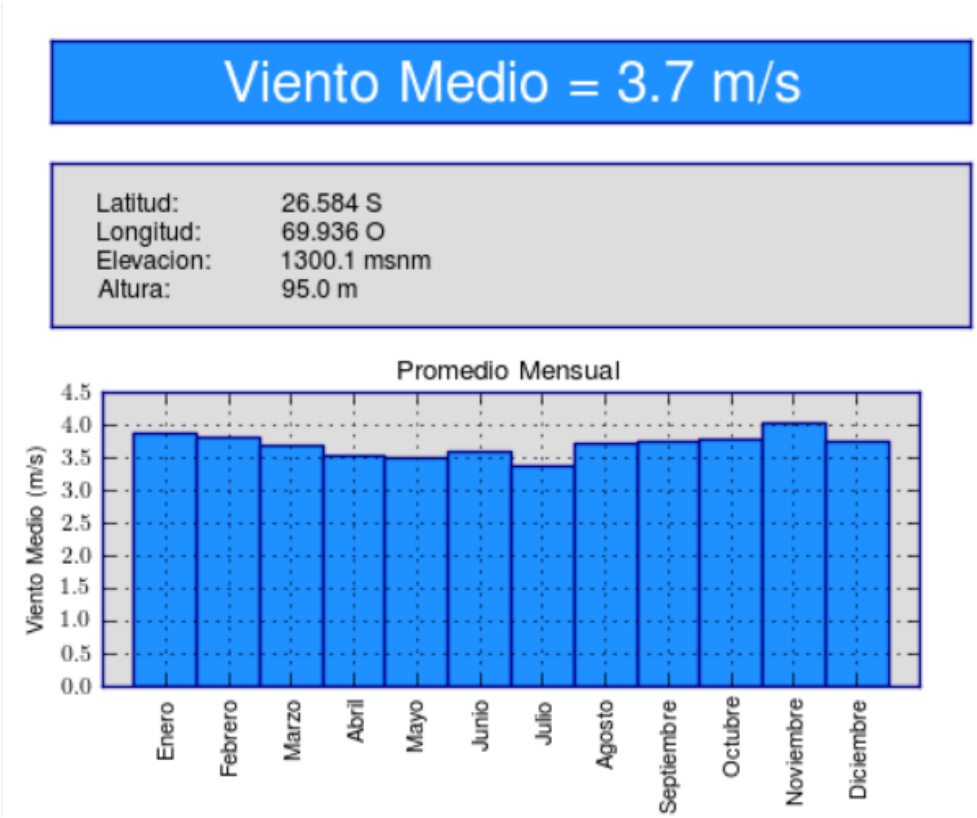


Figura 67: Viento en la zona de la Subestación Illapa



4.2.9 ZONA DE LA SUBESTACIÓN NUEVA CARDONES

4.2.9.1 Ubicación Unidad de Punta

Punto referencia Subestación: a 20 kilómetros al sur de Copiapó por Ruta 5. El área seleccionada para la Unidad de Punta se encuentra a una distancia de 1,0 km. aproximadamente al noroeste de la ubicación de la Subestación Nueva Cardones 220 KV, Comuna de Cardones, Región de Atacama. Ver Figura 68 y Figura 70.

4.2.9.2 Aspectos Territoriales

Se detectan concesiones de explotación en el área propuesta para el emplazamiento de la Unidad de Punta. No se observan restricciones medio ambientales. No se observan restricciones de Planificación Territorial. La zona no presenta administración de propiedad fiscal.

4.2.9.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel: Considerando la ubicación geográfica de la Unidad de Punta, el centro de distribución más próximo está a 98 km. aproximadamente (Terminal Caldera Copec).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NOX con combustión diésel, además para reserva de sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde el centro poblado más cercano, este es Copiapó a una distancia aproximada de 20 km.

Gas natural: No está disponible un gasoducto cercano (mayor a 350 km), por lo cual se ha considerado el abastecimiento de GNL y la instalación de una Planta Satelital de Regasificación (PSR), considerando que la localización de la Unidad de Punta al centro de distribución más próximo es a la Planta GNL Mejillones a una distancia aproximada de 650 km.

Equipos: Para la descarga de los equipos, el puerto cercano es Coquimbo a aproximadamente 330 km.

4.2.9.4 Recurso Energético Primario

Radiación solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de insolación diaria de 6,2 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 71. Por su parte, el promedio mensual de la insolación diaria mínima y máxima, son del orden de 3,7 kWh/m²/día y 8,4 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 161,4 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

(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 72, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 3,3±0,2 m/s, con un mínimo medio de 0,5±0,0 m/s y un máximo medio de 6,8±0,4 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 Informe Eólico del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 68: Subestación Nueva Cardones 220 kV

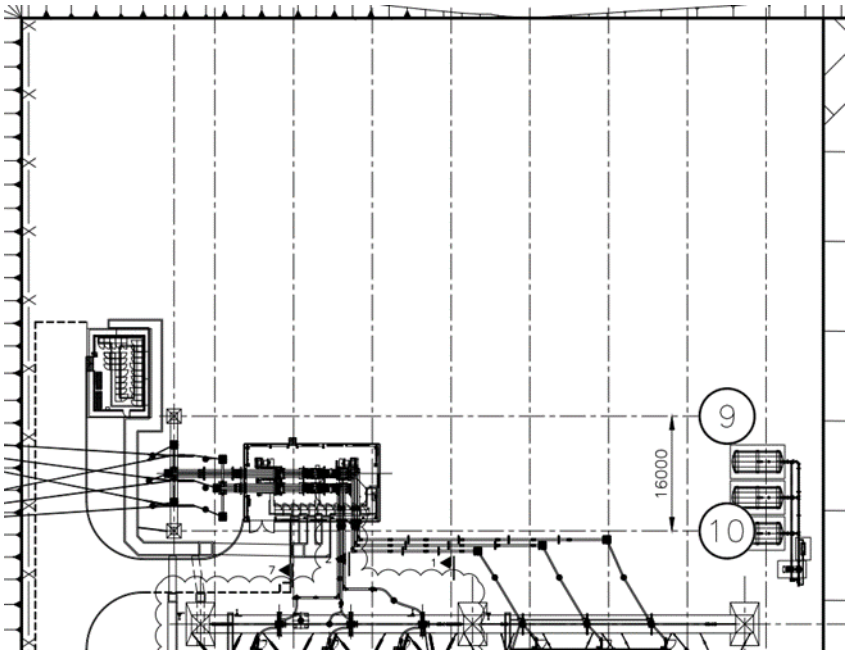


4.2.9.5 Aspectos Técnicos

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 69: Disposición en planta Subestación Nueva Cardones 220 kV



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 indicar lo siguiente:

- En esta Subestación no se aprecian paños disponibles.
- Se han presentado varias solicitudes de conexión a esta subestación, todas las cuales han sido rechazadas. Se estima que una SASC en esta subestación seria 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 lo antecedentes técnicos antes presentados se considera que dada la existencia de espacio en 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 70: Subestación Nueva Cardones 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta

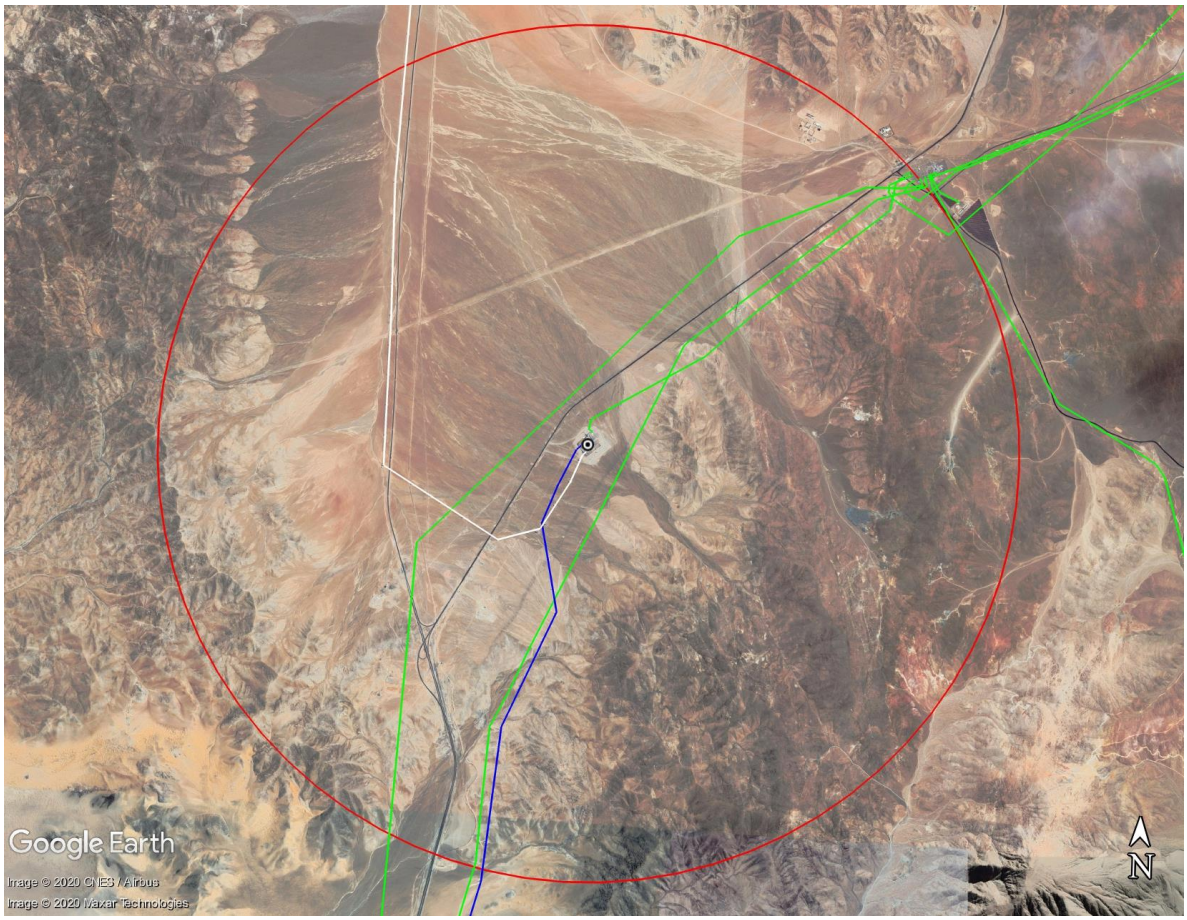


Figura 71: Radiación solar en la zona de la Subestación Nueva Cardones

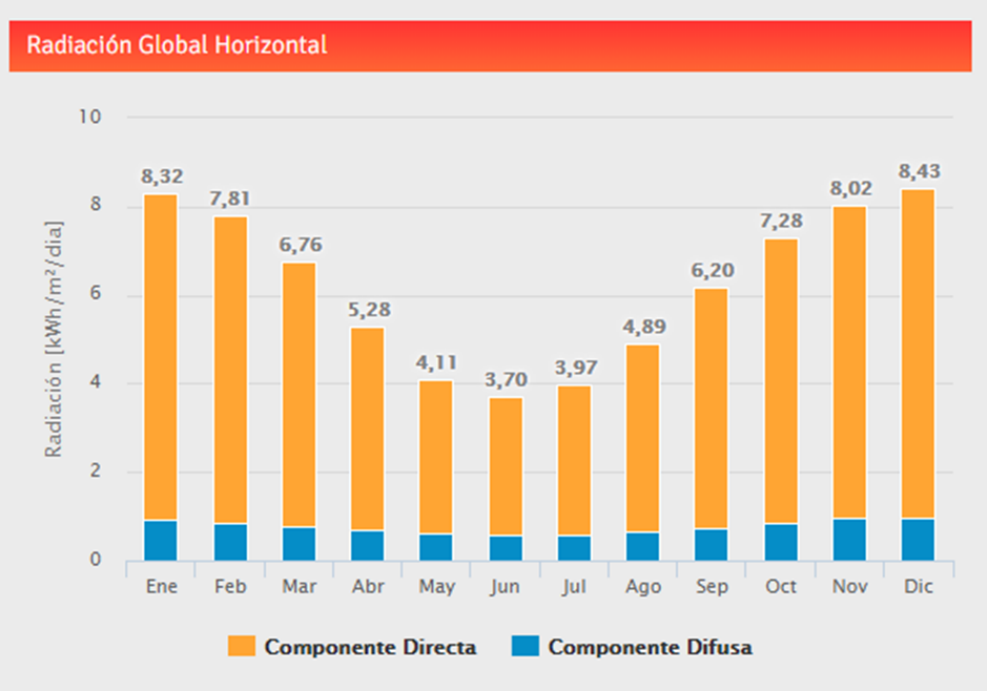
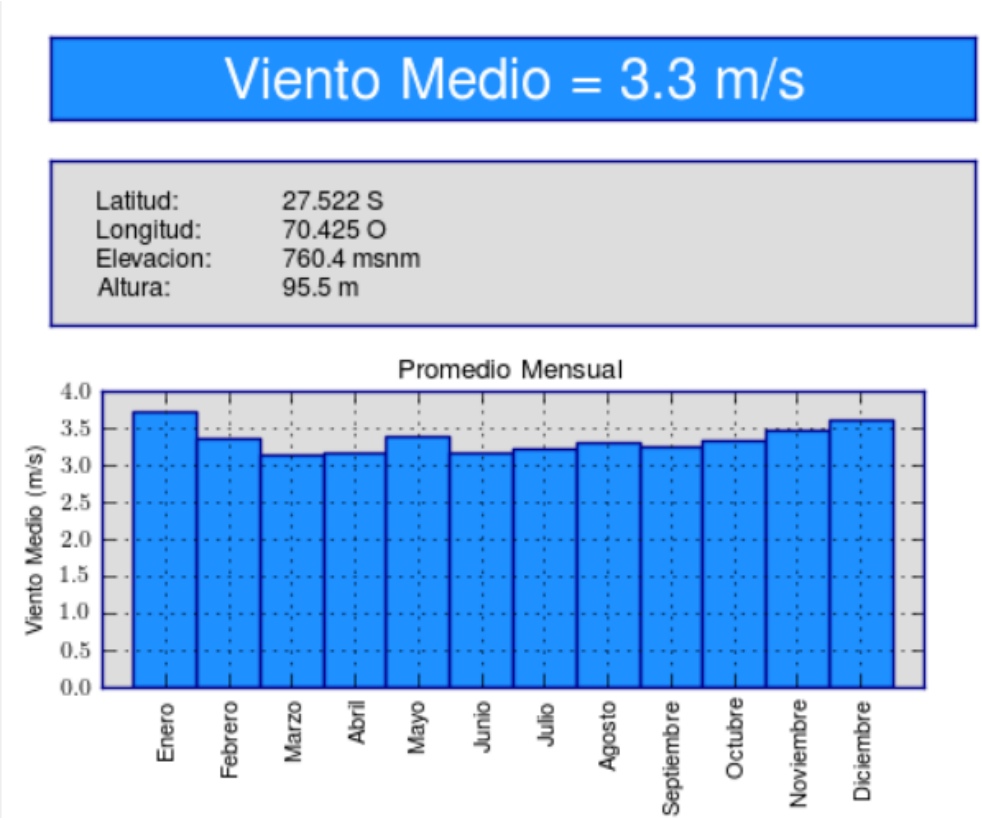


Figura 72: Viento en la zona de la Subestación Nueva Cardones



4.2.10 ZONA DE LA SUBESTACIÓN NUEVA PAN DE AZÚCAR

4.2.10.1 Ubicación Unidad de Punta

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 de 1,0 km. aproximadamente al oeste de la ubicación de la Subestación Nueva Pan de Azúcar 220 KV, Comuna de Coquimbo, Región de Coquimbo. Ver Figura 73 y Figura 75.

4.2.10.2 Aspectos Territoriales

Se detectan concesiones de exploración en el área de la Unidad de Punta. No se observan restricciones medio ambientales. No se observan restricciones de Planificación Territorial. La zona no presenta administración de propiedad fiscal.

4.2.10.3 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, además para reserva de sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde el centro poblado más cercano, este es Coquimbo a una distancia aproximada de 18 km. Se puede también considerar la alternativa de explorar extracción de pozos profundos.

Gas natural: No está disponible un gasoducto cercano (mayor a 350 km), por lo cual se ha considerado el abastecimiento de GNL y la instalación de una Planta Satelital de Regasificación (PSR), considerando que la localización de la Unidad de Punta el centro de distribución más próximo es Planta GNL Quintero a una distancia aproximada de 400 km.

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

4.2.10.4 Recurso Energético Primario

Radiación solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de insolación diaria de 5,2 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 77. Por su parte, el promedio mensual de la insolación diaria mínima y máxima, son del orden de 2,8 kWh/m²/día y 7,4 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 131,6 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 (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 78, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 1,9±0,1 m/s, con un mínimo medio de 0,3±0,0 m/s y un máximo medio de 4,7±0,2 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 Informe Eólico del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 73: Subestación Nueva Pan de Azúcar 220 kV

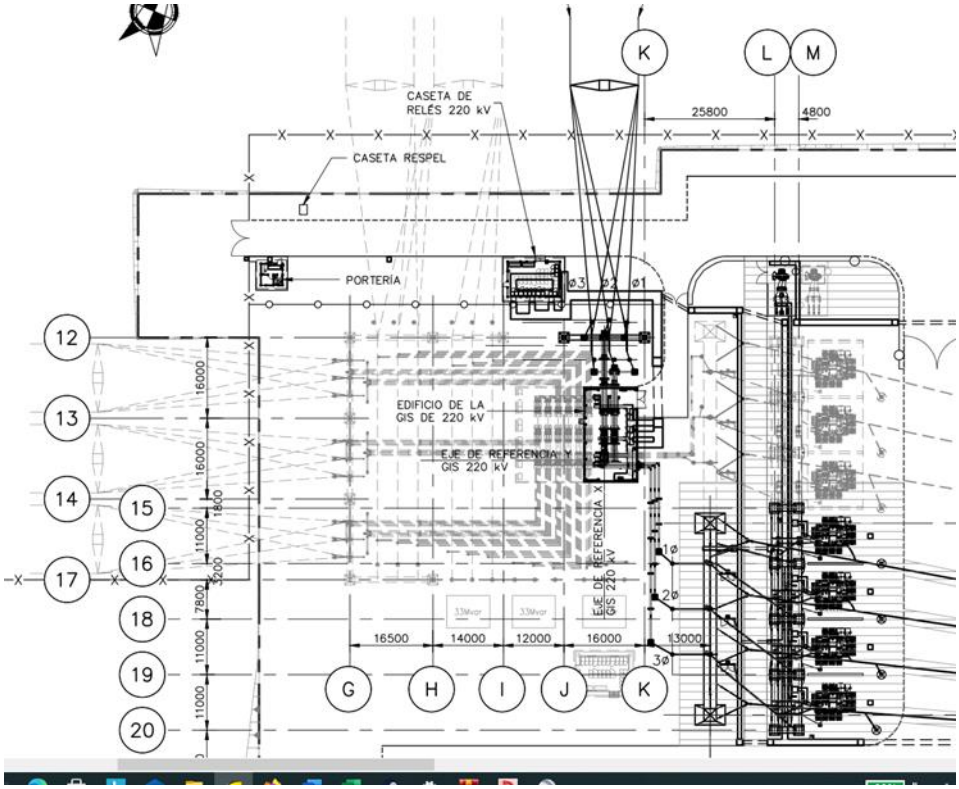


4.2.10.5 Aspectos Técnicos

La Subestación Nueva Pan de Azúcar 220 kV se encuentra ubicada en la Comuna de Coquimbo, Provincia de Elqui, Región de Coquimbo a unos 20 km. de distancia lineal de la ciudad de Coquimbo.

Esta subestación es del tipo GIS interior, con una configuración del patio del tipo interruptor y medio, con un total de 10 paños, en nivel de 220 kV, considerando las ampliaciones futuras 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 74: Disposición en planta Subestación Nueva Pan de Azúcar 220 kV

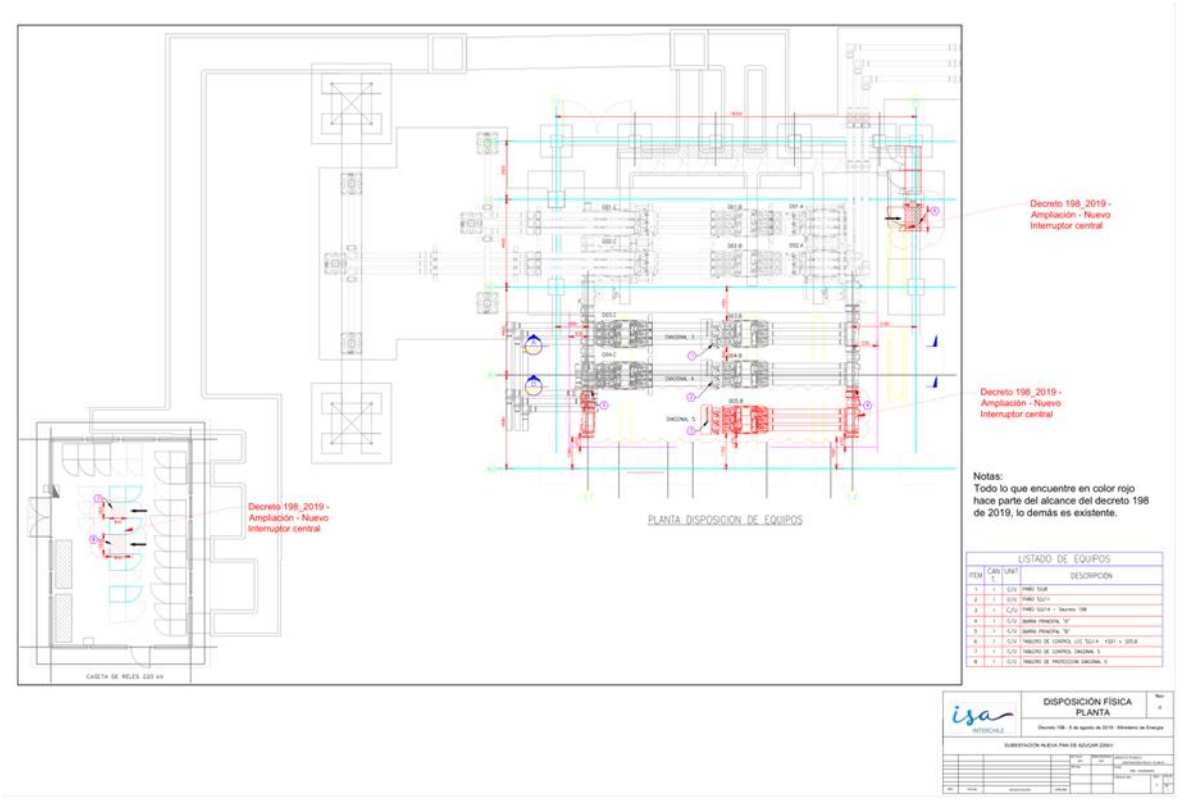


Se destaca que en esta subestación hay varias obras decretadas en curso las cuales se indican a continuación:

- Proyecto de compensación reactiva en línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico : Julio 2020.
- Ampliación S/E Nueva Pan de Azúcar 220 kV: Septiembre 2020.
- Nuevo Banco de Autotransformadores 1x750 MVA 500/220 kV en S/E Nueva Cardones, S/E Nueva Maitencillo y S/E Nueva Pan de Azúcar: Febrero 2021.
- Nueva Línea Nueva Maitencillo - Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, 2x500 MVA: Abril 2022.
- 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.

Adicionalmente, en la siguiente figura se muestra el plano de planta contiendo en las bases de licitación de la última obra decretada en esta subestación.

Figura 75: Disposición en Planta Subestación Nueva Pan de Azúcar 220 kV



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 indicar lo siguiente:

- Considerando todas las ampliaciones en curso, en esta subestación se visualiza un paño disponible.
- Se han presentado una solicitud de conexión la cual fue aprobada, por lo que se estima que no hay posiciones disponibles. Luego, de estima que una SASC en esta subestación seria rechazada.
- De la imagen satelital y de la disposición de planta se ve terreno disponible dentro del mismo patrio 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 lo antecedentes técnicos antes presentados se considera que dada la existencia de espacio en 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 76: Subestación Nueva Pan de Azúcar 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta

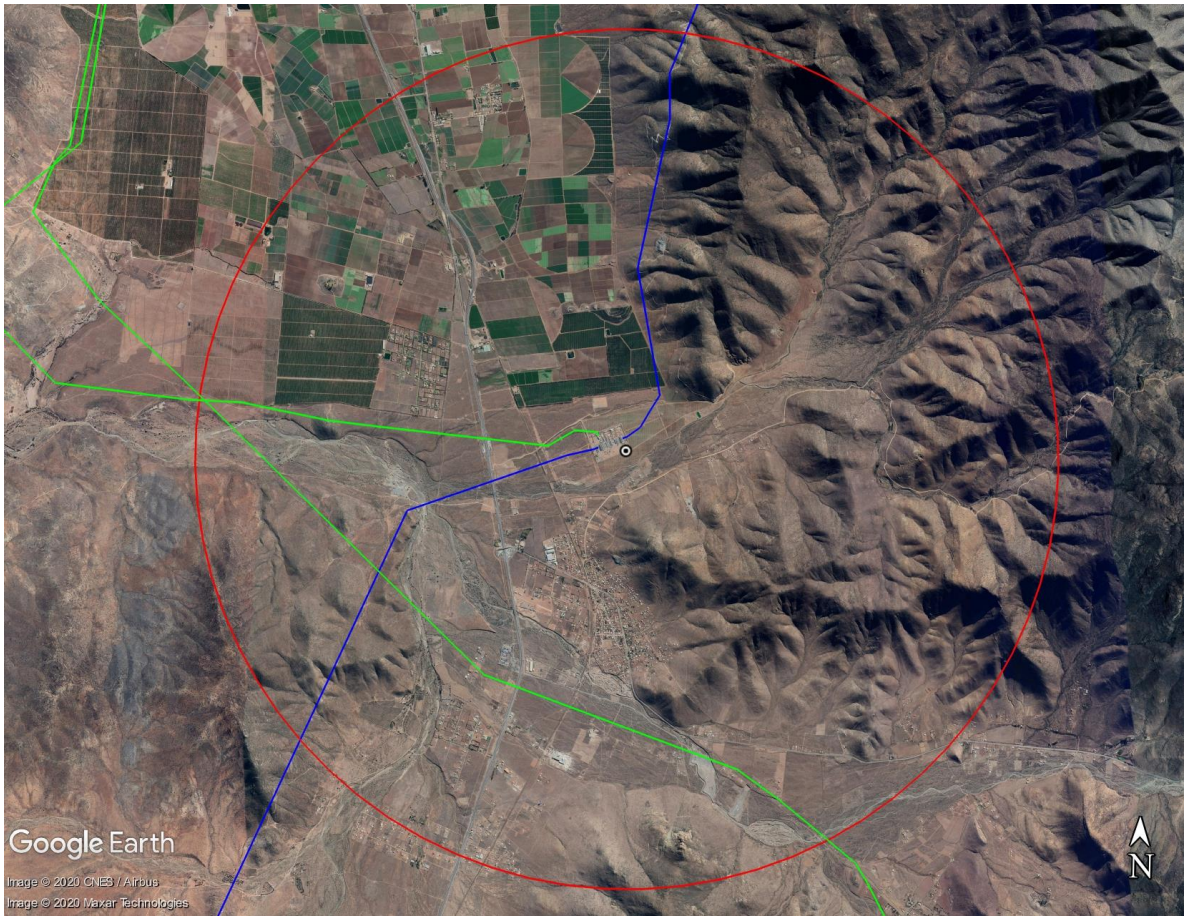


Figura 77: Radiación solar en la zona de la Subestación Nueva pan de Azúcar

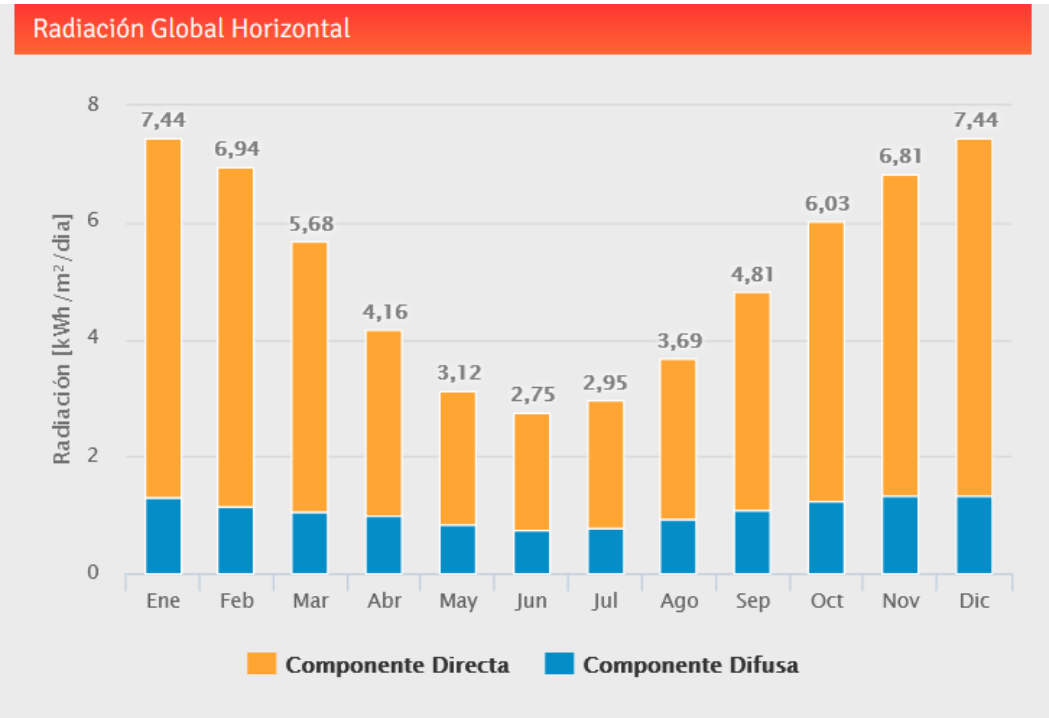
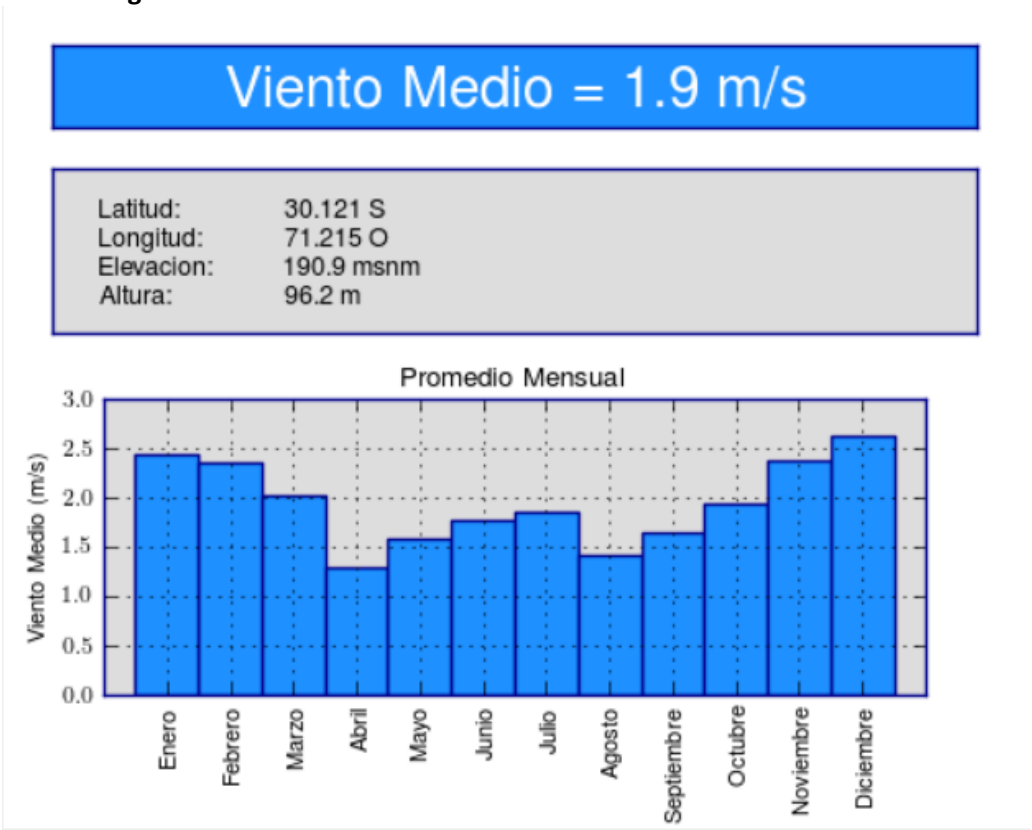


Figura 78: Viento en la zona de la Subestación Nueva Pan de Azúcar



4.2.11 ZONA DE LA SUBESTACIÓN NOGALES

4.2.11.1 Ubicación Unidad de Punta

Punto referencia Subestación: a 3,5 kilómetros al noroeste de Nogales por ruta 5 y ruta F-20. El área seleccionada para la Unidad de Punta se encuentra a una distancia de 2,5 km. aproximadamente al norte de la ubicación de la Subestación Nogales 220 KV, Comuna de Nogales, Región de Valparaiso. Ver Figura 79 y Figura 81.

4.2.11.2 Aspectos Territoriales

Se detectan concesiones de exploración y explotación en el área propuesta para el emplazamiento de la Unidad de Punta. El área se encuentra fuera del área destinada a Plan de Descontaminación: Zonas Saturadas o Latentes/Plan de descontaminación, SO2 y material particulado respirable MP10. No se detectan restricciones del tipo territorial. La zona no presenta administración de propiedad fiscal.

4.2.11.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel: Considerando la ubicación geográfica de la Unidad de Punta, el centro de distribución más próximo está a 35 km. aproximadamente (Terminal Quintero ENAP).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NOX con combustión diésel, además para reserva de 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 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 propuesta para la Unidad de Punta. La distancia aproximada es de 32 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.

4.2.11.4 Recurso Energético Primario

Radiación solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de insolación diaria de 5,3 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 82. Por su parte, el promedio mensual de la insolación diaria mínima y máxima, son del orden de 2,5 kWh/m²/día y 8,2 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 135,6 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 (11%), 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 83, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 1,5±0,1 m/s, con un mínimo medio de 0,2±0,0 m/s y un máximo medio de 4,5±0,2 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 Informe Eólico del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 79: Subestación Nogales 220 kV

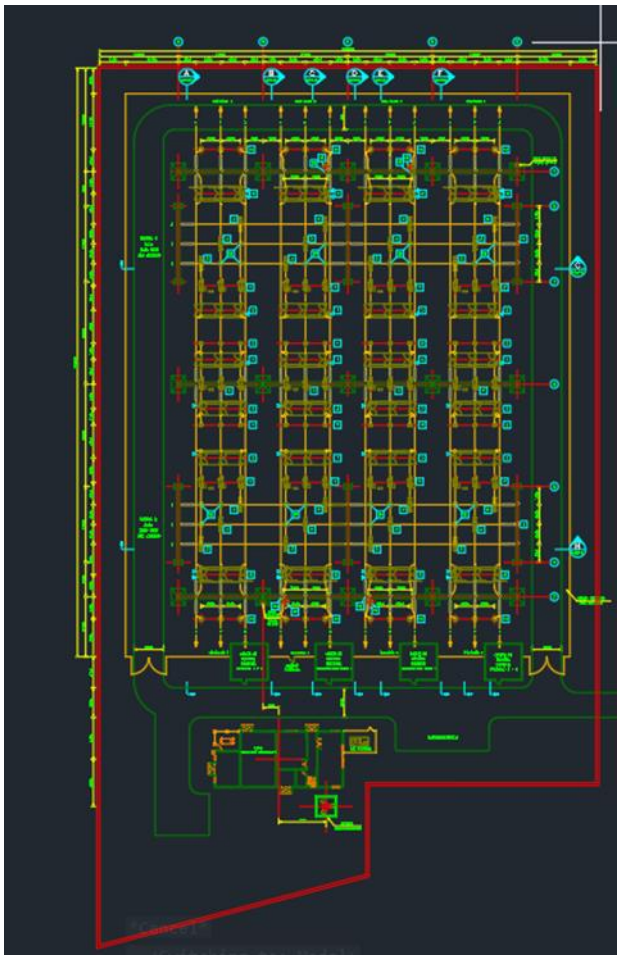


4.2.11.5 Aspectos Técnicos

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.

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 lados 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 80: Disposición de Planta Subestación Nogales 220 kV



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 indicar lo siguiente:

- No existen paños disponibles en el patio de 220 Kv.
- 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 requerida obras adicionales para su habilitación.

De lo 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 que un 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 es técnicamente factible a esta subestación y en plazos acotados concordantes con el horizonte de tiempo del presente estudio.

Figura 81: Subestación Nogales 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta

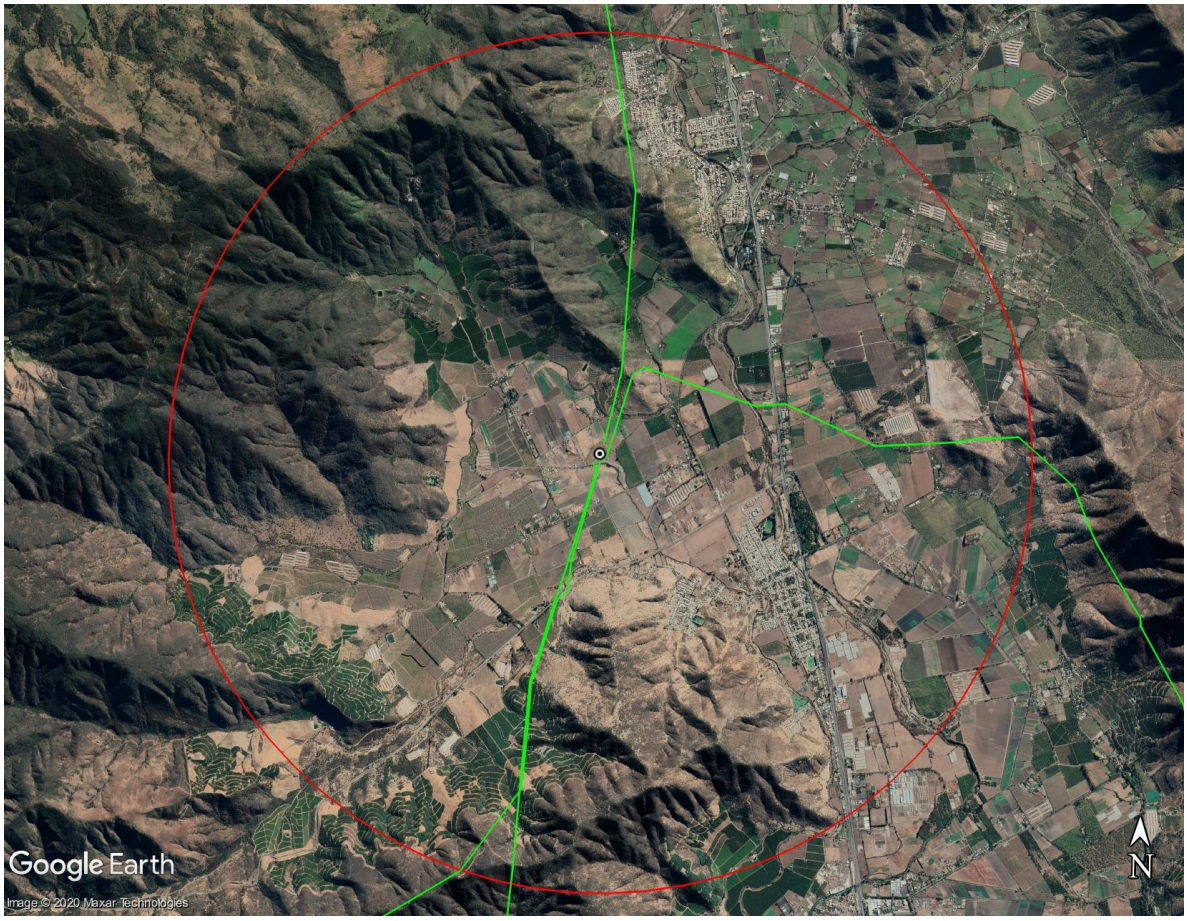


Figura 82: Radiación solar en la zona de la Subestación Nogales

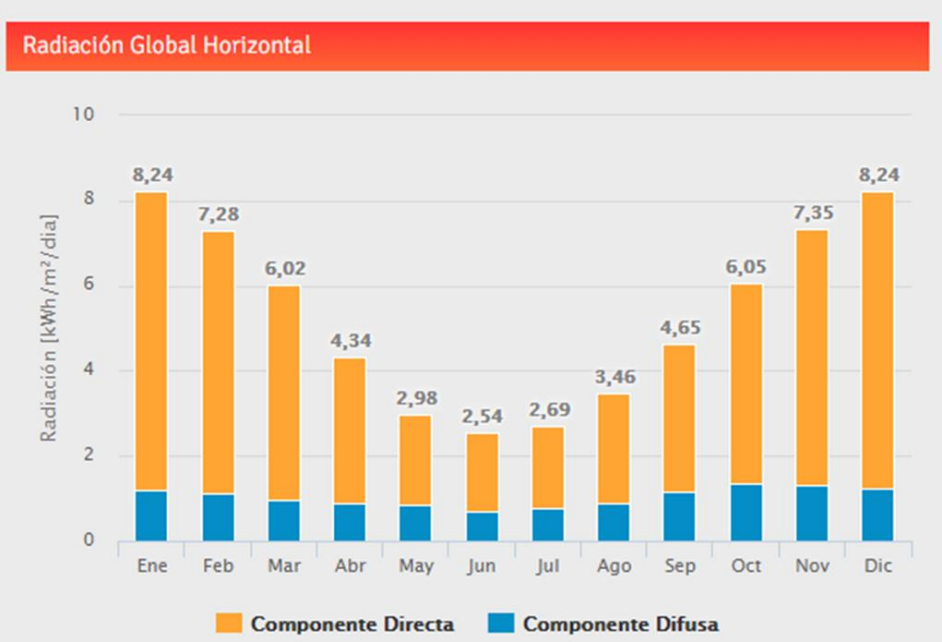
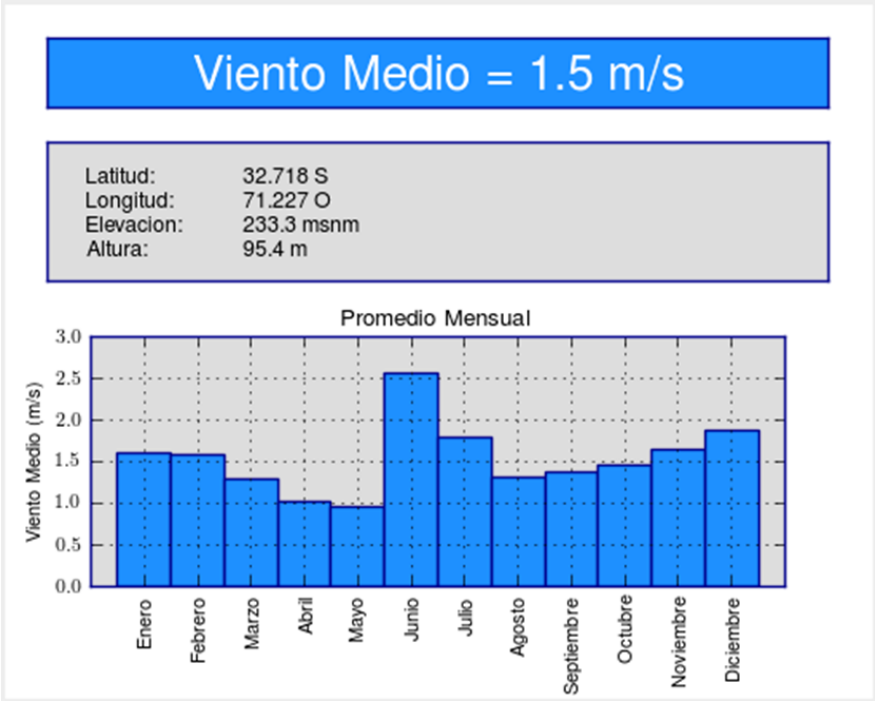


Figura 83: Viento en la zona de la Subestación Nogales



4.2.12 ZONA DE LA SUBESTACIÓN POLPAICO

4.2.12.1 Ubicación Unidad de Punta

Punto referencia Subestación: a 15 kilómetros al Sur de Til Til por ruta "Camino a Til-til". El área seleccionada para la Unidad de Punta se encuentra a una distancia de 16 km. aproximadamente al norte de la ubicación de la Subestación Polpaico 220 KV, Comuna de Til Til, Región Metropolitana. Ver Figura 84 y Figura 86.

4.2.12.2 Aspectos Territoriales

Se detectan concesiones de explotación en el área propuesta para el emplazamiento de la Unidad de Punta. Se detecta zona en 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. Se observan restricciones de Planificación Territorial Metropolitano. La zona no presenta administración de propiedad fiscal.

4.2.12.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel: Considerando la ubicación geográfica de la Unidad de Punta, el centro de distribución más próximo está en Santiago a 74 km. aproximadamente (Terminal Copec Maipú).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NOX con combustión diésel, además para reserva de sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde el centro poblado más cercano dentro de la Región Metropolitana a una distancia máxima de 35 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 46 km (Gasoducto San Bernardo Quillota 24 pulgadas. (Ratones-Quillota), Propiedad Electrogas).

Equipos: Para la descarga de los equipos, los puertos más próximos son: Valparaíso aproximadamente a 130 km. y San Antonio a 170 km.

4.2.12.4 Recurso Energético Primario

Radiación solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de insolación diaria de 5,7 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 87. Por su parte, el promedio mensual de la insolación diaria mínima y máxima, son del orden de 2,6 kWh/m²/día y 8,9 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 147,1 GWh/año y un factor de planta del 24% para un proyecto solar fotovoltaico de 70.000 kWp. Estas condiciones, sumado a la mediana frecuencia de ocurrencia de nubosidades (9%), 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 88, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 3,0±0,2 m/s, con un mínimo medio de 0,5±0,0 m/s y un máximo medio de 6,5±0,2 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 Informe Eólico del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 84: Subestación Polpaico 220 kV



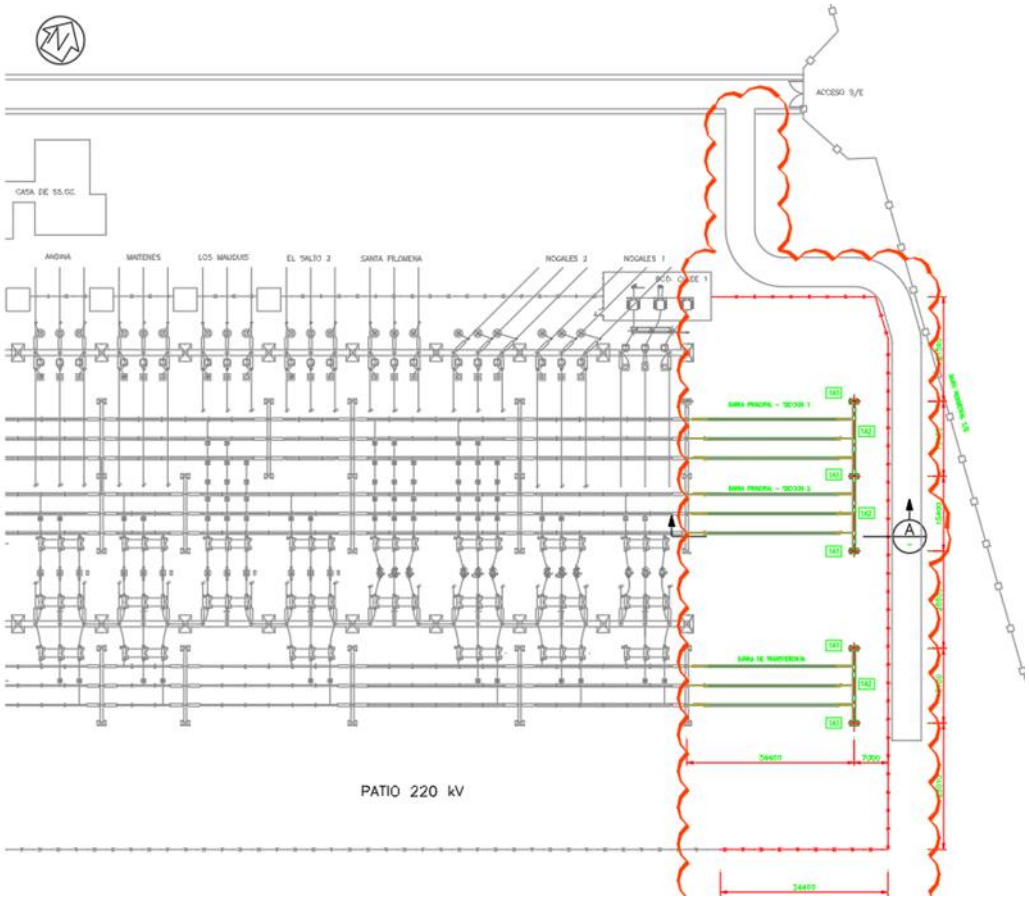
4.2.12.5 Aspectos Técnicos

La Subestación Polpaico 220 kV se encuentra ubicada en la Hijuela Las Casas s/n Polpaico, Comuna de Til Til, Región Metropolitana.

Esta subestación presenta una configuración de los patios del tipo convencional (Barra principal seccionada con barra de transferencia) con un total de diecinueve (19) paños en nivel de 220 kV, dos (2) de los cuales son de propiedad de Chilectra, 1 paño propiedad de Colbún, 1 paño propiedad de Minera Andina, 1 paño propiedad de Obras y Desarrollo y catorce (14) paños propiedad de Transelec.

Se destaca que en la subestación Polpaico hay una obra de ampliación del patio de 220 kV. De las bases de licitación de dicha obra se tiene el siguiente esquema conceptual:

Figura 85: Disposición en Planta Ampliación Subestación Polpaico 220 kV



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 indicar lo siguiente:

- No existen paños disponibles en el patio de 220 kV.

- Se han presentados dos (2) solicitudes de conexión, las cuales han sido rechazadas.
- Existe disponibilidad de espacio dentro de los terrenos de la subestación para la ampliación en el lado Este del patio de 220 kV. Asimismo, la ampliación del patio de 220 kV requerida obras adicionales para su habilitación. Se destaca que este espacio es utilizado por la ampliación del Decreto 198/2019 la cual tiene una fecha de puesta en servicio para 2023.
- Por su parte, en el lado Oeste del patio de 220 kV no es posible realizar una ampliación, dado que limita con un desnivel y las instalaciones del patio de 500 kV.
- Uno de los espacios de la obra de ampliación está reservado para la conexión de un nuevo autotransformador, por lo que queda solo un espacio disponible. No se visualizan otras opciones de ampliación.

De lo antecedentes técnicos antes presentados, se aprecia que hay un paño disponible por lo que se estima que la conexión en 220 kV de la Unidad de Punta es técnicamente factible a esta subestación desde el punto de vista de espacio utilizando una paño convencional y en plazos acotados concordantes con el horizonte de tiempo del presente estudio.

Figura 86: Subestación Polpaico 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta

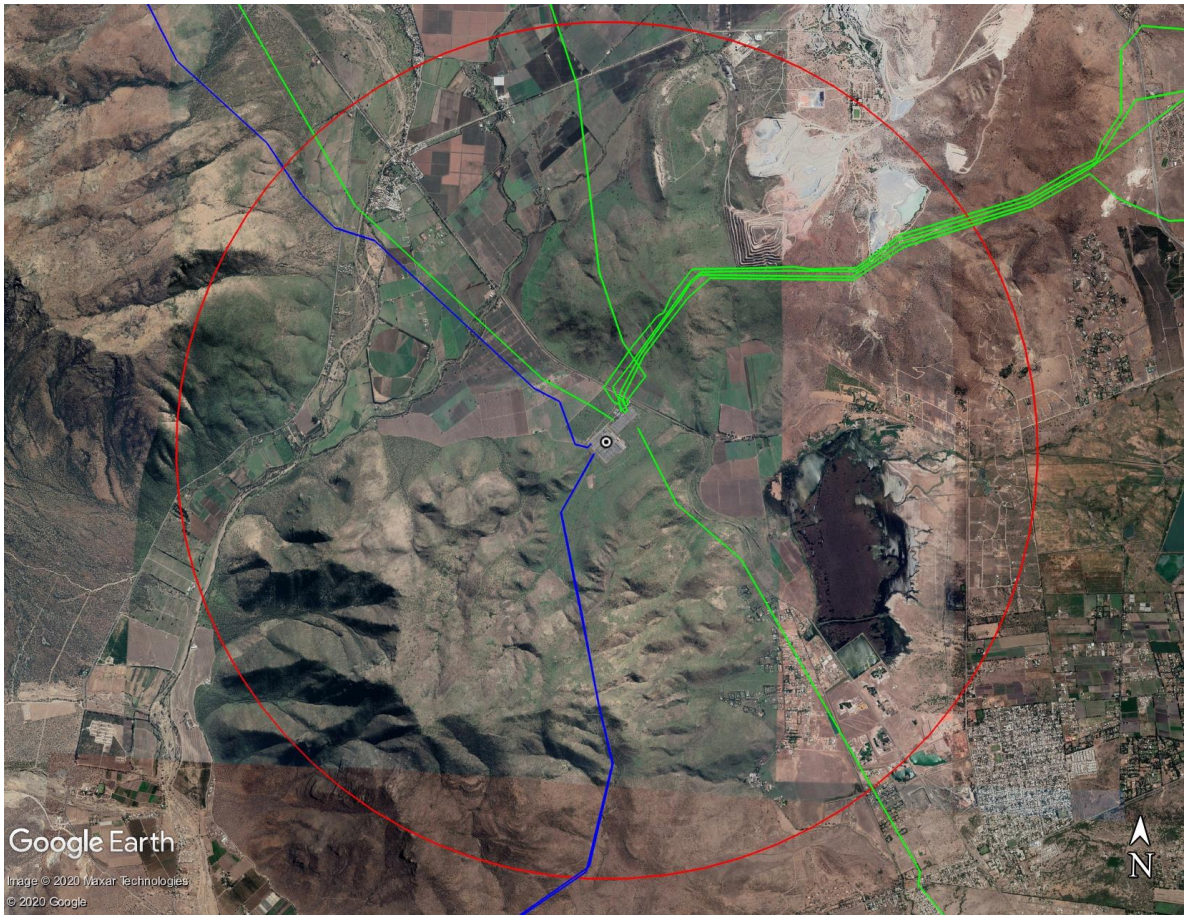


Figura 87: Radiación solar en la zona de la Subestación Polpaico

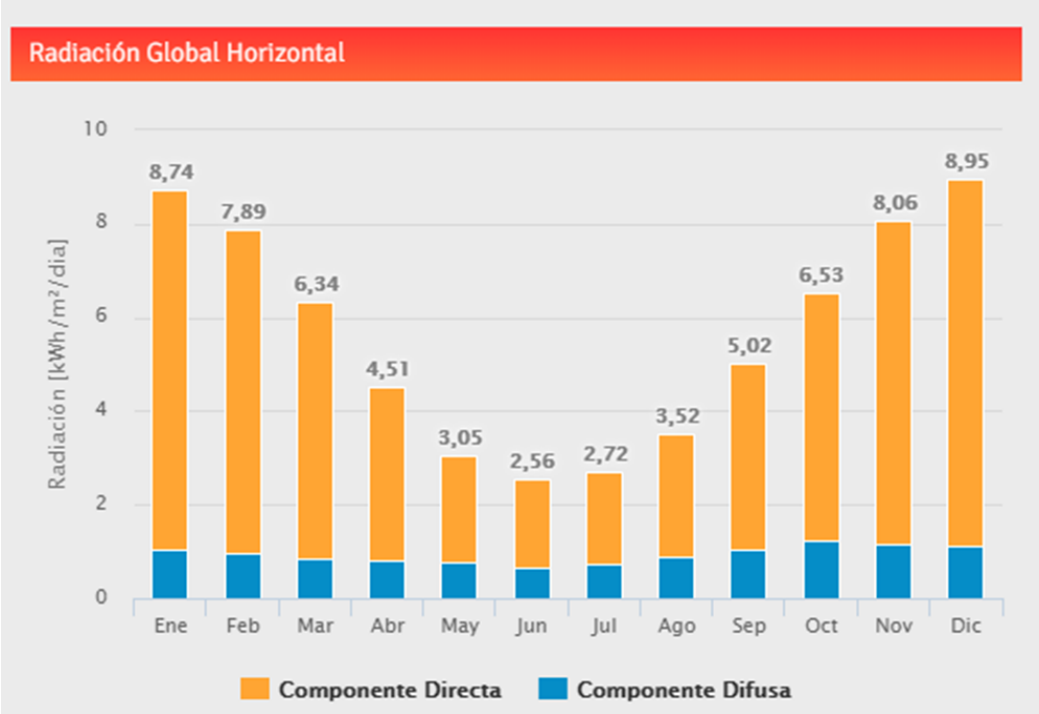
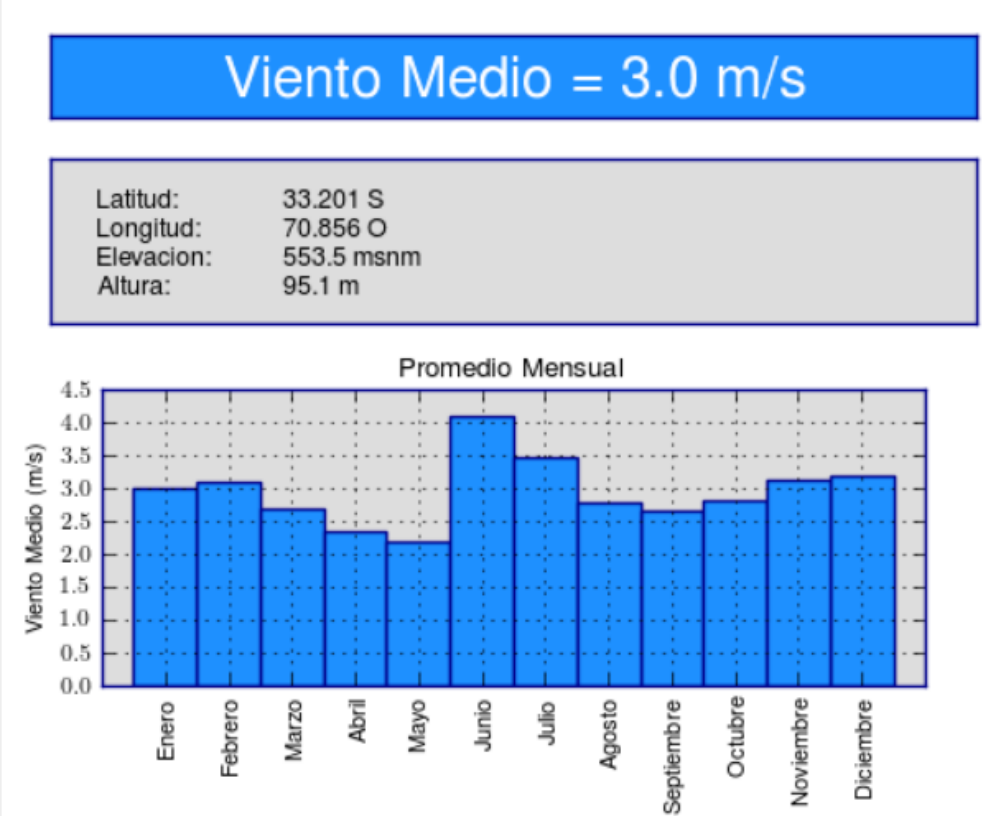


Figura 88: Viento en la zona de la Subestación Polpaico



4.2.13 ZONA DE LA SUBESTACIÓN LO AGUIRRE

4.2.13.1 Ubicación Unidad de Punta

Punto referencia Subestación: a 11 kilómetros al Oeste del comienzo de la ruta 68, por ruta 68. El área seleccionada para la Unidad de Punta se encuentra a una distancia de 2 kilómetros aproximadamente al sur de la ubicación de la Subestación Lo Aguirre 220 KV, Comuna de Pudahuel, Región Metropolitana. Ver Figura 89 y Figura 91.

4.2.13.2 Aspectos Territoriales

Se detectan concesiones de explotación en el área propuesta para el emplazamiento de la Unidad de Punta. 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. Se observan restricciones con el Plan Regulador Metropolitano de Santiago. La zona no presenta administración de propiedad fiscal.

4.2.13.3 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, además para reserva de 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 9 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.

4.2.13.4 Recurso Energético Primario

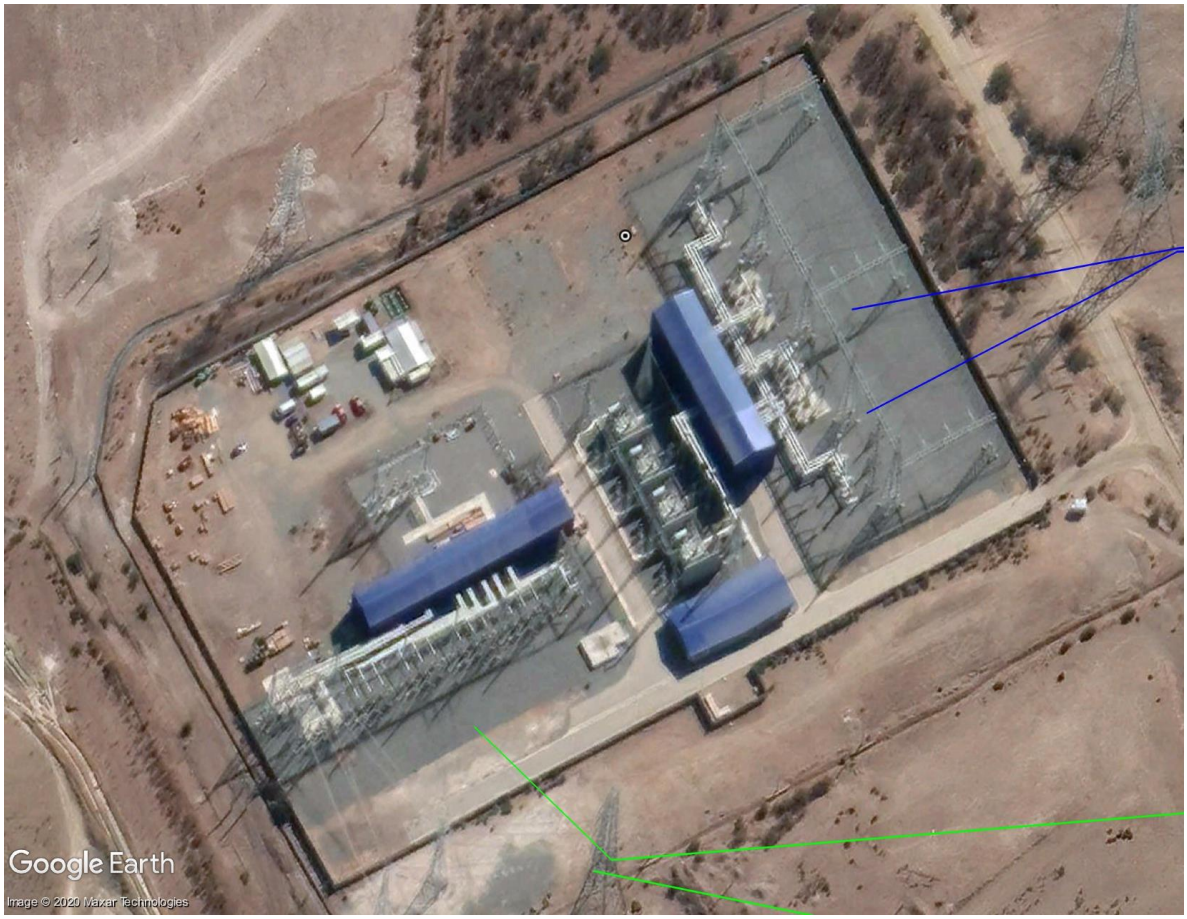
Radiación solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de insolación diaria de 5,5 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 92. Por su parte, el promedio mensual de la insolación diaria mínima y máxima, son del orden de 2,4 kWh/m²/día 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 143,4 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 (10%), 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 93, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 3,1±0,2 m/s, con un mínimo medio de 0,3±0,0 m/s y un máximo medio de 8,1±0,2 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 Informe Eólico del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 89: Subestación Lo Aguirre 220 kV

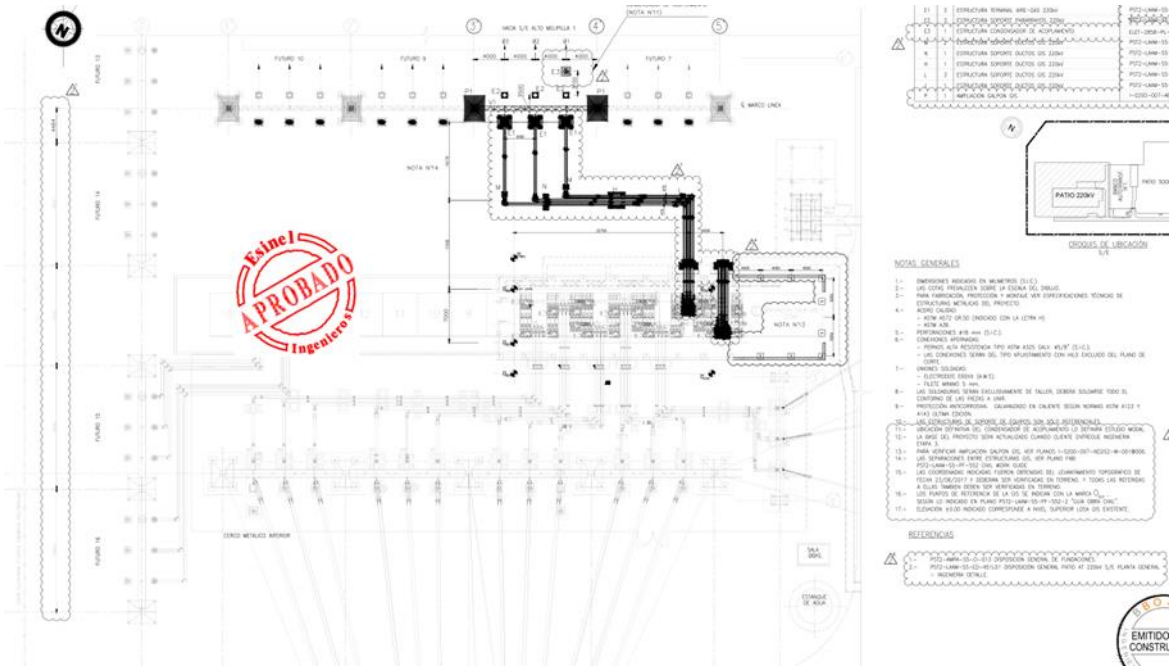


4.2.13.5 Aspectos Técnicos

La subestación Lo Aguirre 220 kV se encuentra ubicada a 5 km. de la entrada este del tunel Lo Aguirre de la ruta 68, Comuna de Pudahuel, Región Metropolitana.

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), donde cada una de las 3 diagonales tiene tres interruptores, uno central y dos lado barras, en nivel de 220 kV y todos son de propiedad de Transelec. La siguiente figura muestra la disposición en planta actual de la subestación Lo Aguirre 220 kV.

Figura 90: Disposición Planta Subestación Lo Aguirre 220 kV



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 indicar lo siguiente:

- En esta subestación se aprecian al menos 3 posición futuras para las cuales existe espacio para la GIS respectiva en el galpón construido.
- Esta subestación, por diseño considera espacios para futuras ampliaciones, los cuales a la fecha no han sido utilizados.

De lo antecedentes técnicos antes presentados, se aprecia que hay paños disponibles por lo que se estima que la conexión en 220 kV de la Unidad de Punta es técnicamente factible a esta subestación desde el punto de vista de espacio utilizando una posición del tipo GIS y en plazos acotados concordantes con el horizonte de tiempo del presente estudio.

Figura 91: Subestación Lo Aguirre 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta

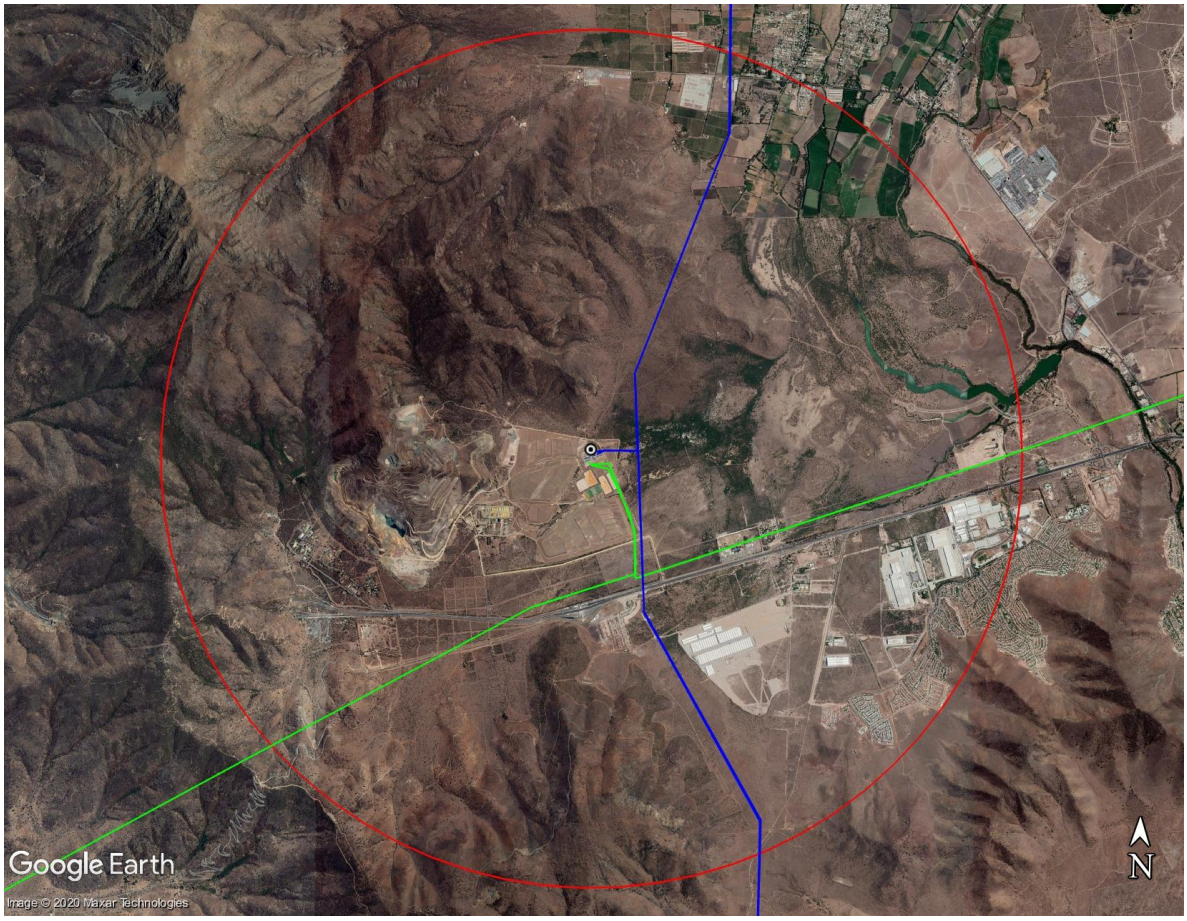


Figura 92: Radiación solar en la zona de la Subestación Lo Aguirre

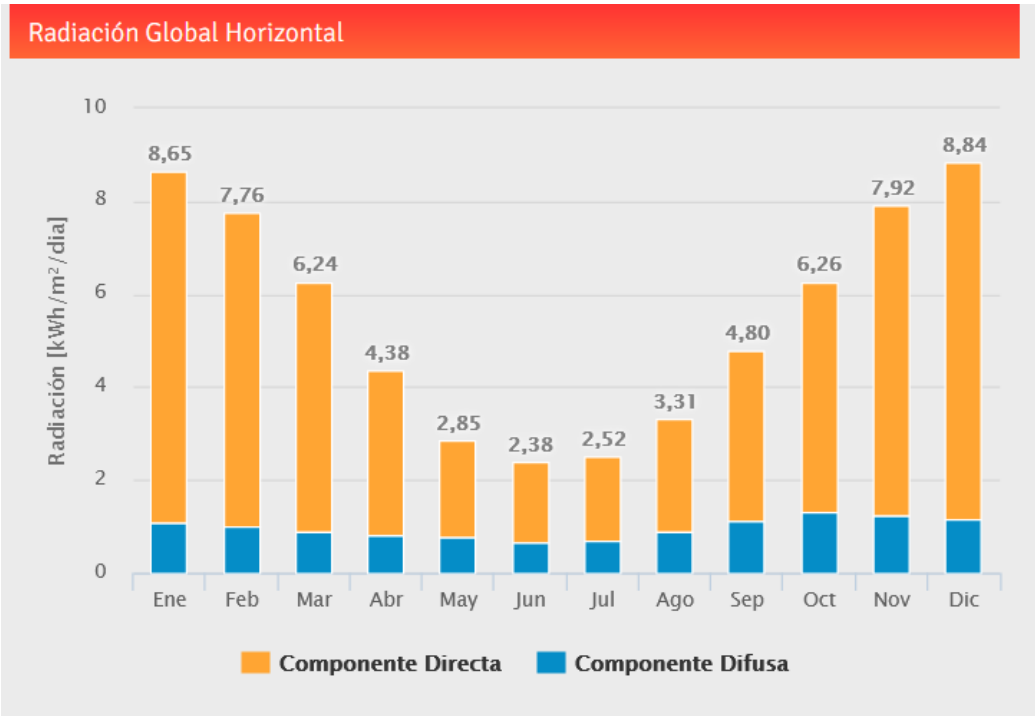
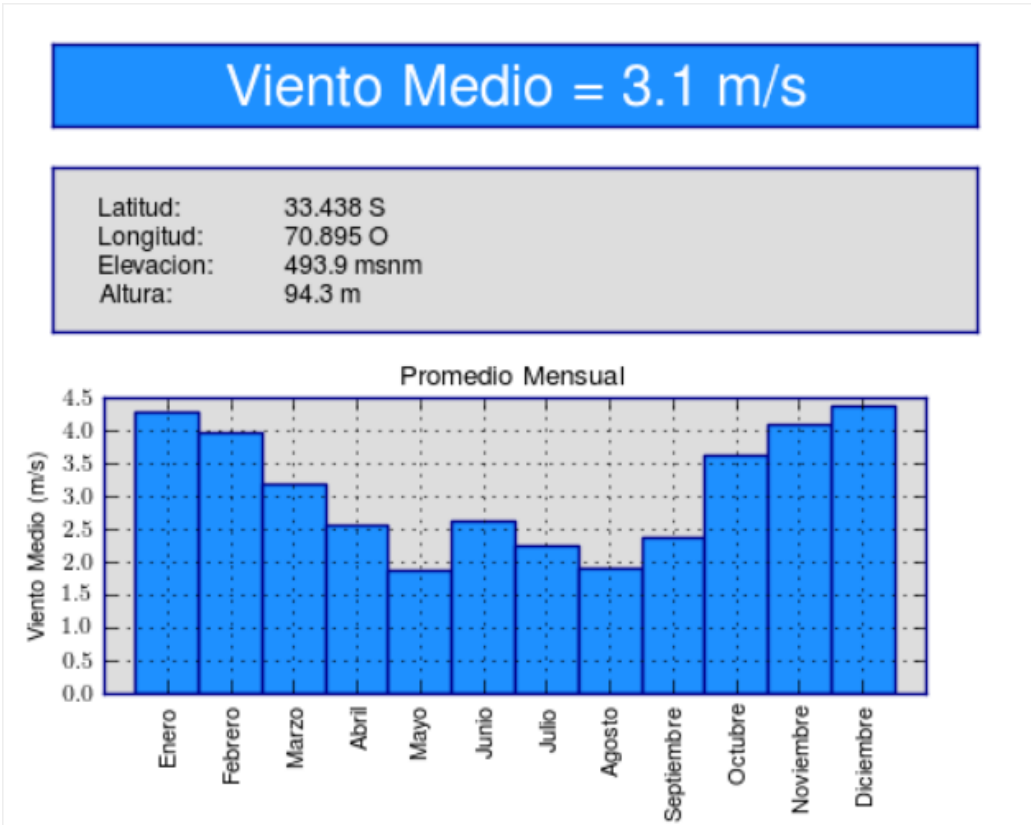


Figura 93: Viento en la zona de la Subestación Lo Aguirre



4.2.14 ZONA DE LA SUBESTACIÓN CANDELARIA

4.2.14.1 Ubicación Unidad de Punta

Punto referencia Subestación: a 7 kilómetros al Este del centro de Codegua por ruta H-171, H153. El área seleccionada para la Unidad de Punta se encuentra a una distancia de 0,5 km. aproximadamente al noroeste de la ubicación de la Subestación Candelaria 220, comuna de Codegua, Región del Libertador Bernardo O´Higgins. Ver Figura 94 y Figura 96.

4.2.14.2 Aspectos Territoriales

No se detectan concesiones de minería en el área propuesta para el emplazamiento de la Unidad de Punta. 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 fuera de la zona del Plan de Desarrollo Urbano de O´Higgins a 1 km. La zona no presenta administración de propiedad fiscal.

4.2.14.3 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, además para reserva de 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. aproximadamente (Extensión a la VI Región Tramo El Peral – Caletones, Lateral Candelaria 12 pulgadas, Propiedad GasAndes).

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

4.2.14.4 Recurso Energético Primario

Radiación solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de insolación diaria de 5,4 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 97. Por su parte, el promedio mensual de la insolación diaria mínima y máxima, son del orden de 2,4 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 141,4 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 (11%), 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 98, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 3,0±0,2 m/s, con un mínimo medio de 0,9±0,0 m/s y un máximo medio de 6,0±0,3 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 Informe Eólico del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 94: Subestación Candelaria 220 kV



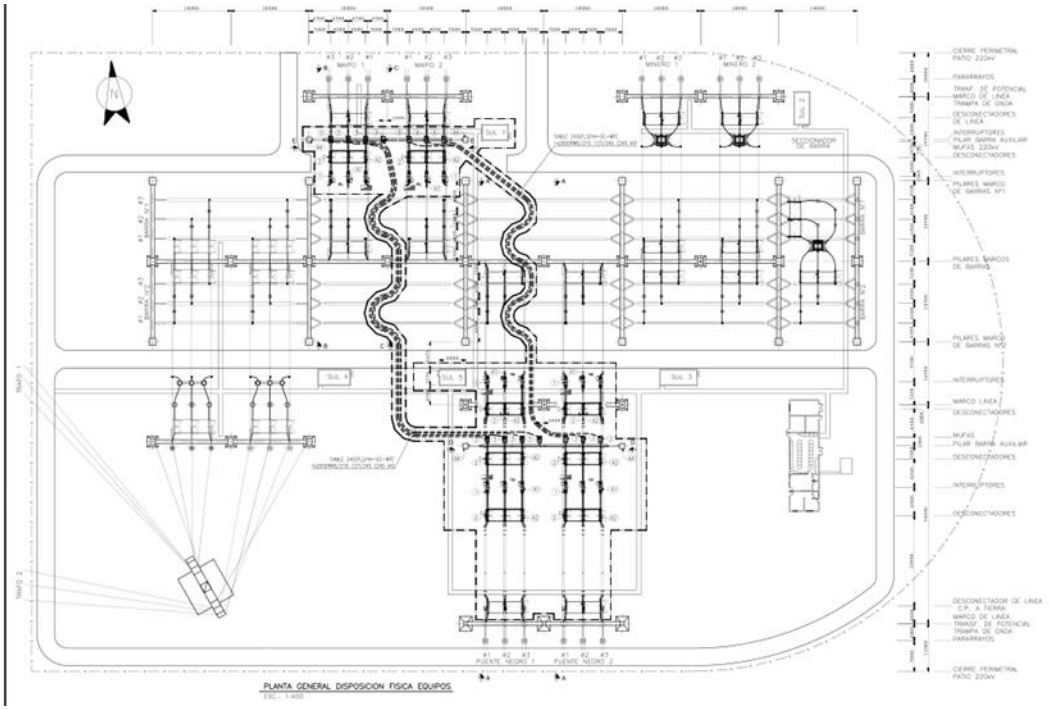
4.2.14.5 Aspectos Técnicos

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.

Esta subestación presenta una configuración de los patios del tipo convencional (Doble barra con acoplador) con un total de nueve (9) paños en nivel de 220 kV, todos de propiedad de Colbún. Se destaca que los paños de conexión para las líneas hacia S/E Maipo y S/E Puente Negro fueron

normalizado a configuración interruptor y medio La disposición de planta actual se muestra en la siguiente figura.

Figura 95: Disposición de Planta Subestación Candelaria 220 kV



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 indicar lo siguiente:

- No existen paños disponibles en el patio de 220 kV.
- Se ha presentado solo una solicitud de conexión a esta subestación la cual fue rechazada.
- El patio de 220 kV presenta espacio disponible y suficiente para la habilitación de un paño de conexión adicional. Este espacio se encuentra habilitado a nivel de terreno, al interior del cerco perimetral.
- 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 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.
- Se destaca que en esta subestación esta decretada una obra de ampliación con fecha de puesta en servicio para el 2023. Esta ampliación por bases establece dejar cuatro posiciones disponibles para conexión de nuevo proyectos.

De lo antecedentes técnicos antes presentados, se aprecia que habrán paños disponibles dentro del horizonte del estudio por lo que se estima que la conexión en 220 kV de la Unidad de Punta es técnicamente factible a esta subestación desde el punto de vista de espacio utilizando una paño convencional y en plazos acotados concordantes con el horizonte de tiempo del presente estudio.

Figura 96: Subestación Candelaria 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta

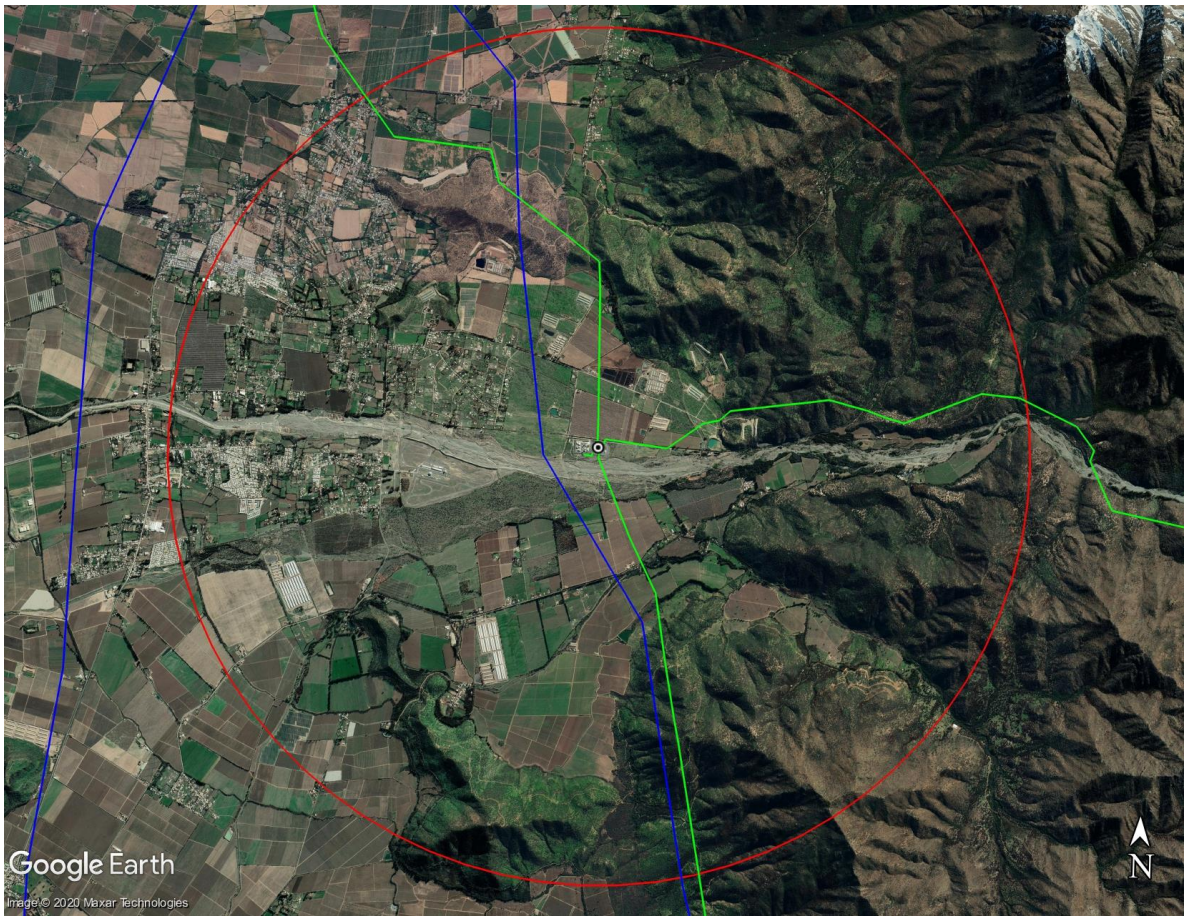


Figura 97: Radiación solar en la zona de la Subestación Candelaria

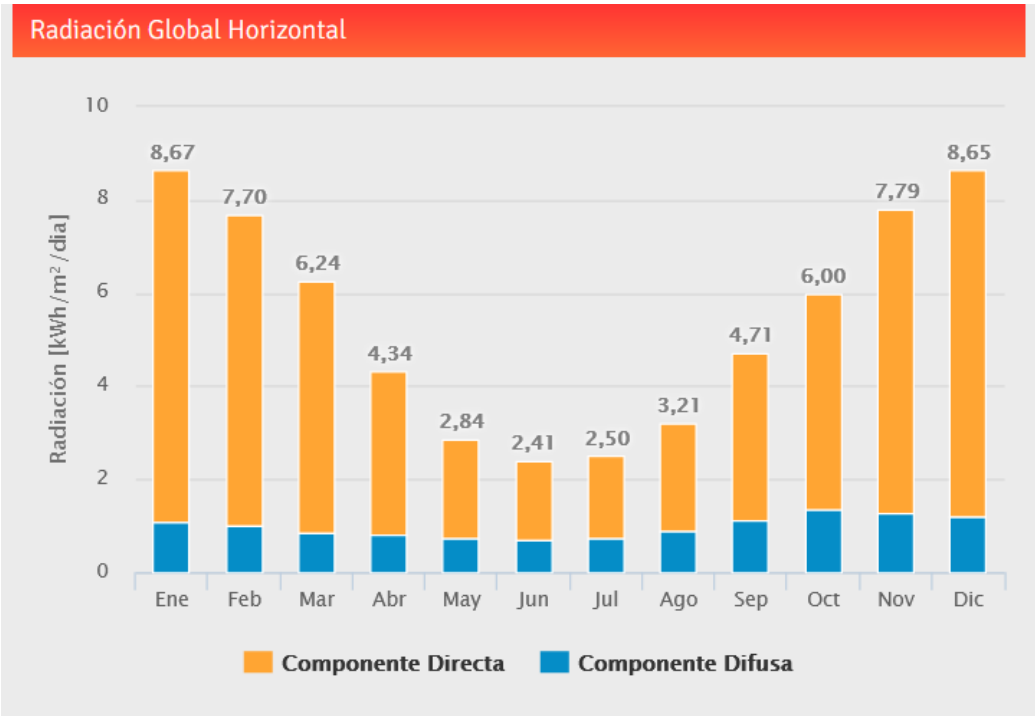
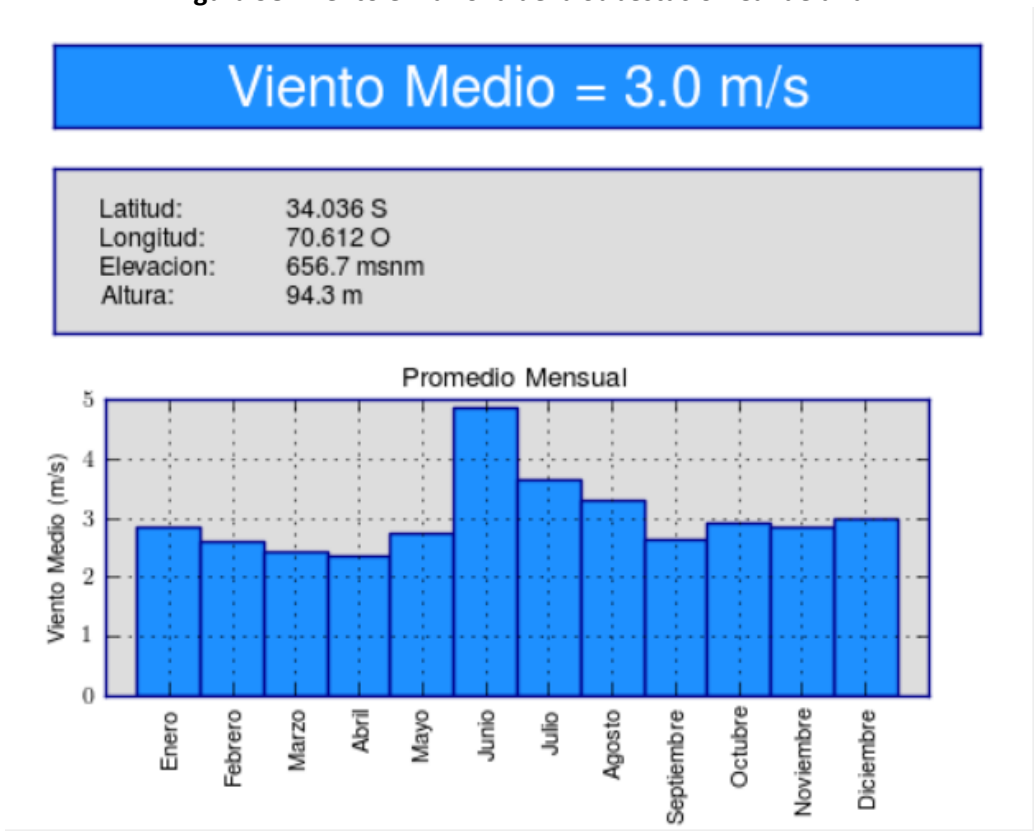


Figura 98: Viento en la zona de la Subestación Candelaria



4.2.15 ZONA DE LA SUBESTACIÓN ENTRE RÍOS

4.2.15.1 Ubicación Unidad de Punta

Punto referencia Subestación: a 10 kilómetros al Oeste de Pemuco por ruta N-85. El área seleccionada para la Unidad de Punta se encuentra a una distancia de 3,0 km. aproximadamente al este de la ubicación de la Subestación Entre Ríos 220 KV, Comuna de Pemuco, Región del Biobío. Ver Figura 99 y Figura 101.

4.2.15.2 Aspectos Territoriales

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

4.2.15.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel: Considerando la ubicación geográfica de la Unidad de Punta, el centro de distribución más próximo está a 55 km. aproximadamente (Chillan, Copec).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NOX con combustión diésel, además para reserva de 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, Chillan 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 15 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.

4.2.15.4 Recurso Energético Primario

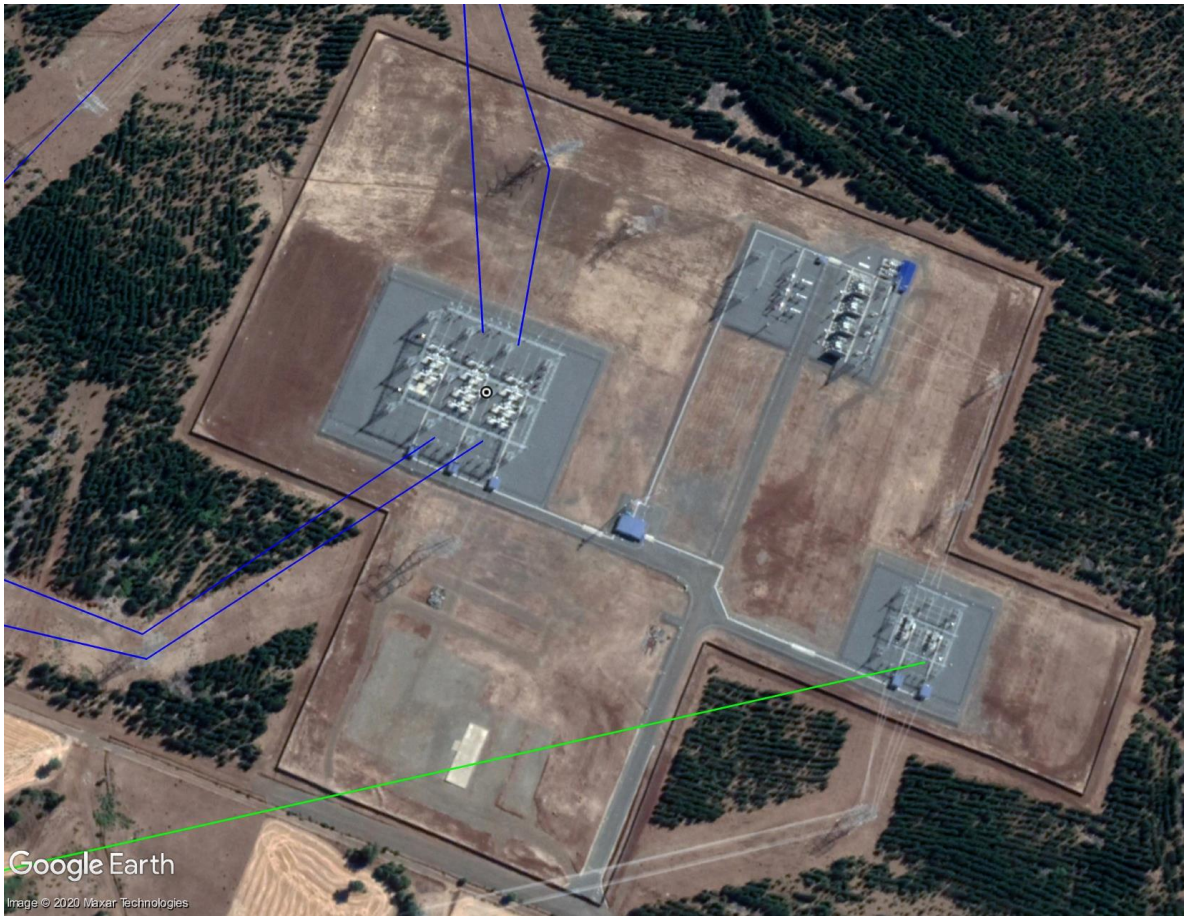
Radiación solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de insolación diaria de 5,0 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 102. Por su parte, el promedio mensual de la insolación diaria mínima y máxima, son del orden de 1,9 kWh/m²/día y 8,2 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 134,4 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 (13%), 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 103, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 6,1±0,3 m/s, con un mínimo medio de 2,9±0,2 m/s y un máximo medio de 9,6±0,5 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 máximo medio en la zona

En el Anexo 1 se adjunta el Informe Eólico del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 99: Subestación Entre Ríos 220 kV

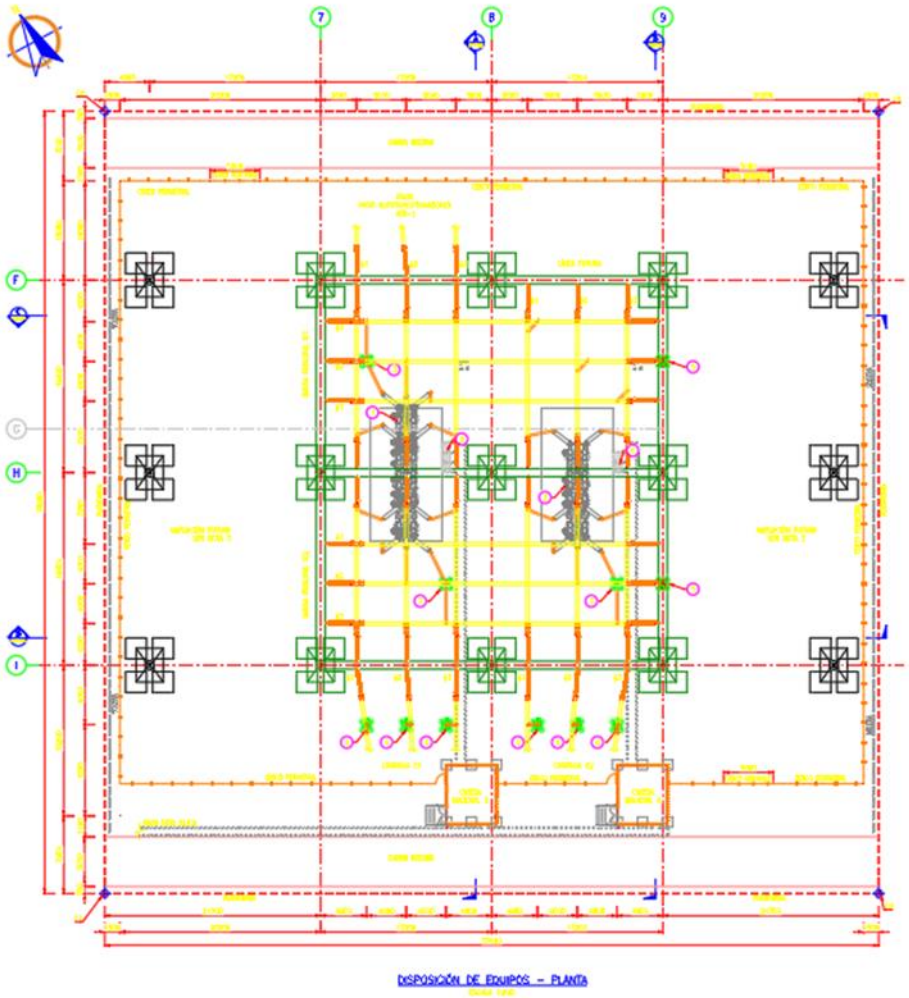


4.2.15.5 Aspectos Técnicos

La Subestación Entre Ríos 220 kV se encuentra ubicada a10 km. al este de la localidad de Pemuco, Comuna de Pemuco, Provincia de Diguillin, Región de Ñuble.

Esta subestación es del tipo híbrida, con una configuración del patio del tipo interruptor y medio, con un total de 3 paños (una diagonales 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 100: Disposición de Planta Subestación Entre Ríos 220 kV



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 indicar lo siguiente:

- De acuerdo con la información publicada por el CEN, solo se ha presenta una solicitud de conexión a esta subestación la cual fue desistida.
- No hay obras en curso ni decretadas en esta subestación.
- En esta subestación se aprecia una posición disponible
- 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 lo antecedentes técnicos antes presentados, se aprecia que hay paños disponibles por lo que se estima que la conexión en 220 kV de la Unidad de Punta es técnicamente factible a esta subestación desde el punto de vista de espacio utilizando una posición del tipo híbrida y en plazos acotados concordantes con el horizonte de tiempo del presente estudio.

Figura 101: Subestación Entre Ríos 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta

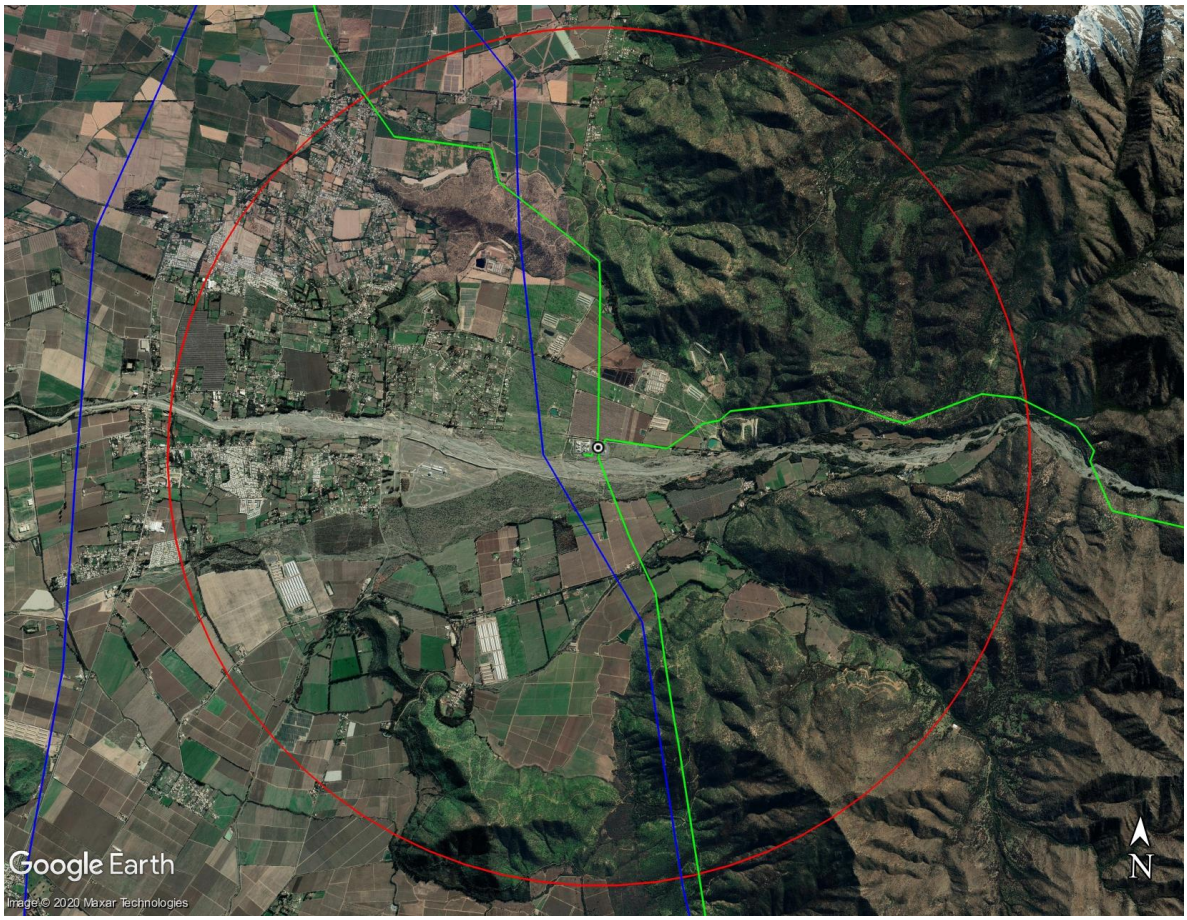


Figura 102: Radiación solar en la zona de la Subestación Entre Ríos

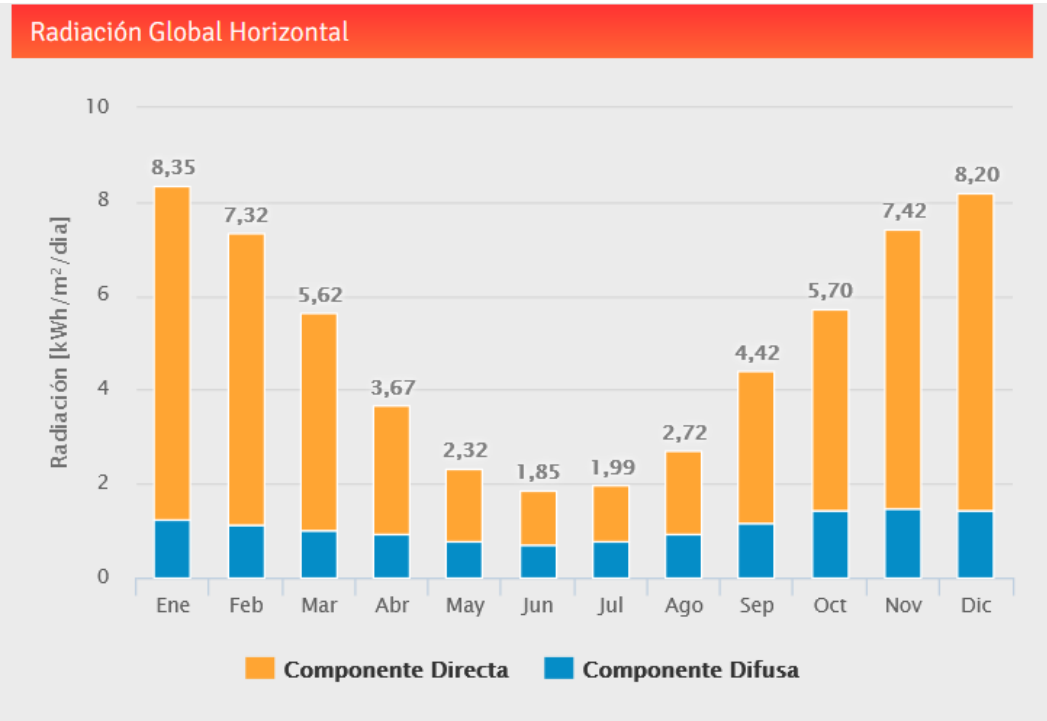
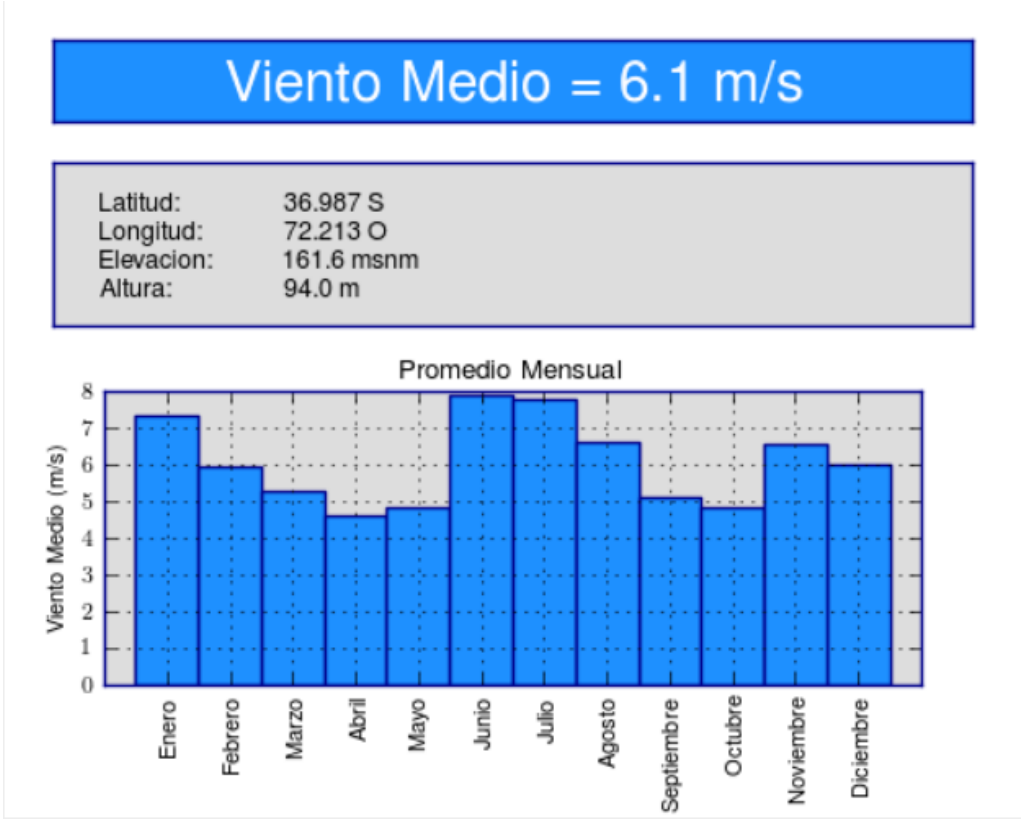


Figura 103: Viento en la zona de la Subestación Entre Ríos



4.2.16 ZONA DE LA SUBESTACIÓN CIRUELOS

4.2.16.1 Ubicación Unidad de Punta

Punto referencia Subestación: a 18 kilómetros al Sur de Lanco por ruta 5. El área seleccionada para la Unidad de Punta se encuentra a una distancia de 1 km. aproximadamente al norte de la ubicación de la Subestación Ciruelo 220 KV, Comuna de San Jose de la Mariquina, Región de los Ríos. Ver Figura 104 y Figura 106.

4.2.16.2 Aspectos Territoriales

Se detectan concesiones mineras de exploración en la vecindad del área propuesta para el emplazamiento de la Unidad de Punta, además, no se detectan restricciones medio ambientales, de planificación territorial ni de propiedad fiscal.

4.2.16.3 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, además para reserva de 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 (mayor a 275 km), por lo cual se ha considerado el abastecimiento de GNL y la instalación de una Planta Satelital de Regasificación (PSR), considerando que la localización de la Unidad de Punta el centro de distribución más próximo es Planta GNL Quintero a una distancia aproximada de 960 km.

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

4.2.16.4 Recurso Energético Primario

Radiación solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de insolación diaria de 4,1 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 107. Por su parte, el promedio mensual de la insolación diaria mínima y máxima, son del orden de 1,4 kWh/m²/día y 7,1 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 109,8 GWh/año y un factor de planta del 18% para un proyecto solar fotovoltaico de 70.000 kWp. Estas condiciones, sumado a la mediana frecuencia de ocurrencia de nubosidades (21%), 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 108, 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 1,4±0,1 m/s y un máximo medio de 8,3±0,4 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 entre la velocidad mínima medio y velocidad máxima medio en la zona.

En el Anexo 1 se adjunta el Informe Eólico del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 104: Subestación Ciruelos 220 kV

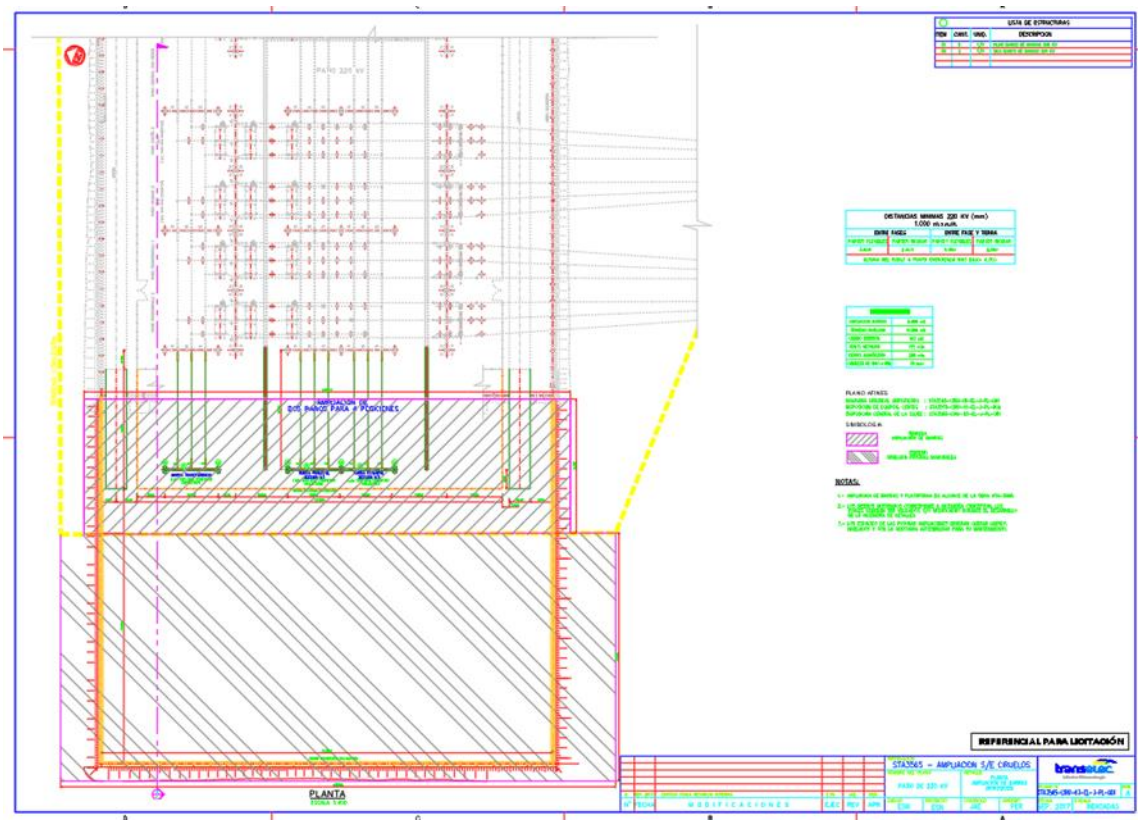


4.2.16.5 Aspectos Técnicos

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.

Esta subestación presenta una configuración de los patios del tipo convencional, con una configuración del tipo doble barra 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 105: Disposición de Planta y Elevación Subestación Ciruelos 220 kV



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 indicar lo siguiente:

- Se aprecian 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 el paño de la Central San Pedro (Colbún) esta aparentemente desocupado.
- No hay antecedentes de solicitudes de conexión a esta subestación ni obras en construcción.

De lo antecedentes técnicos antes presentados, se aprecia que hay un paños disponibles por 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 106: Subestación Ciruelos 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta

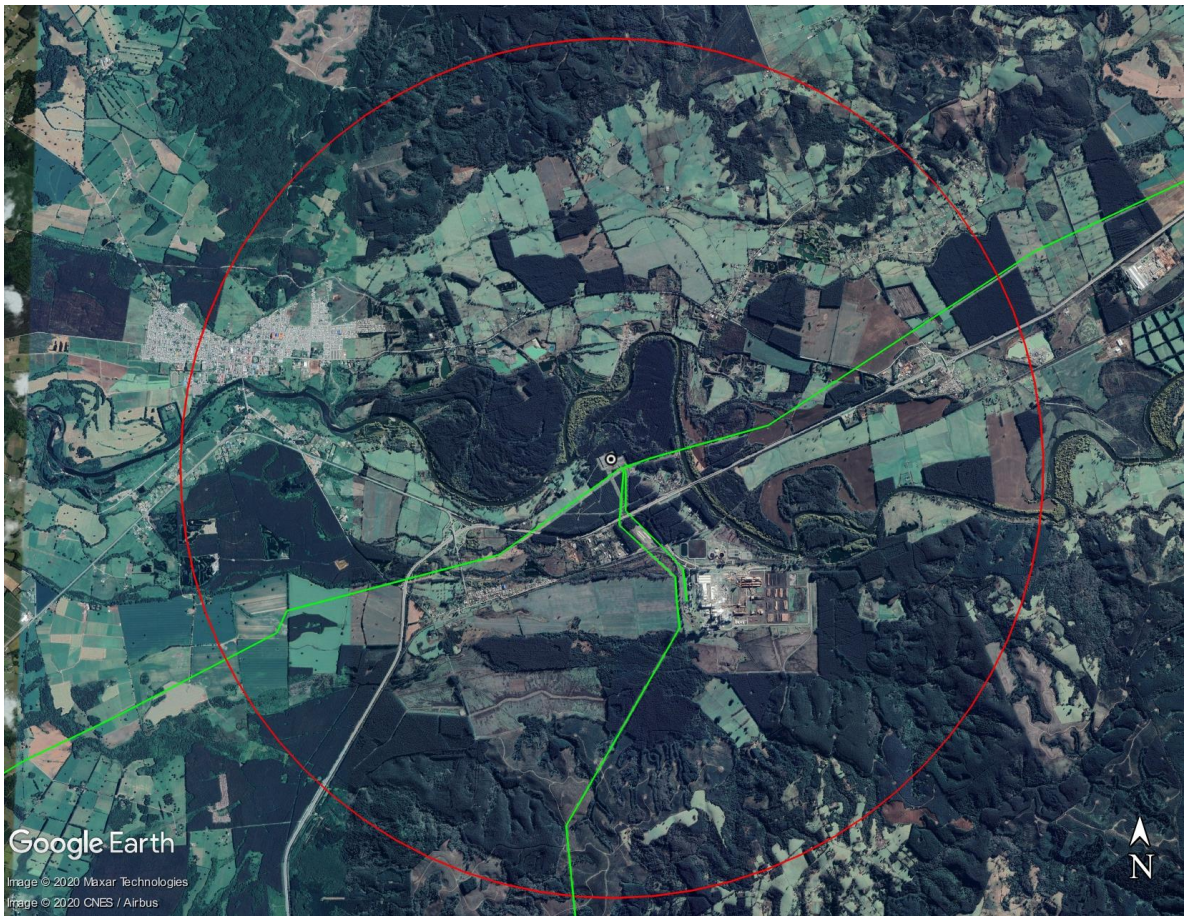


Figura 107: Radiación solar en la zona de la Subestación Ciruelos

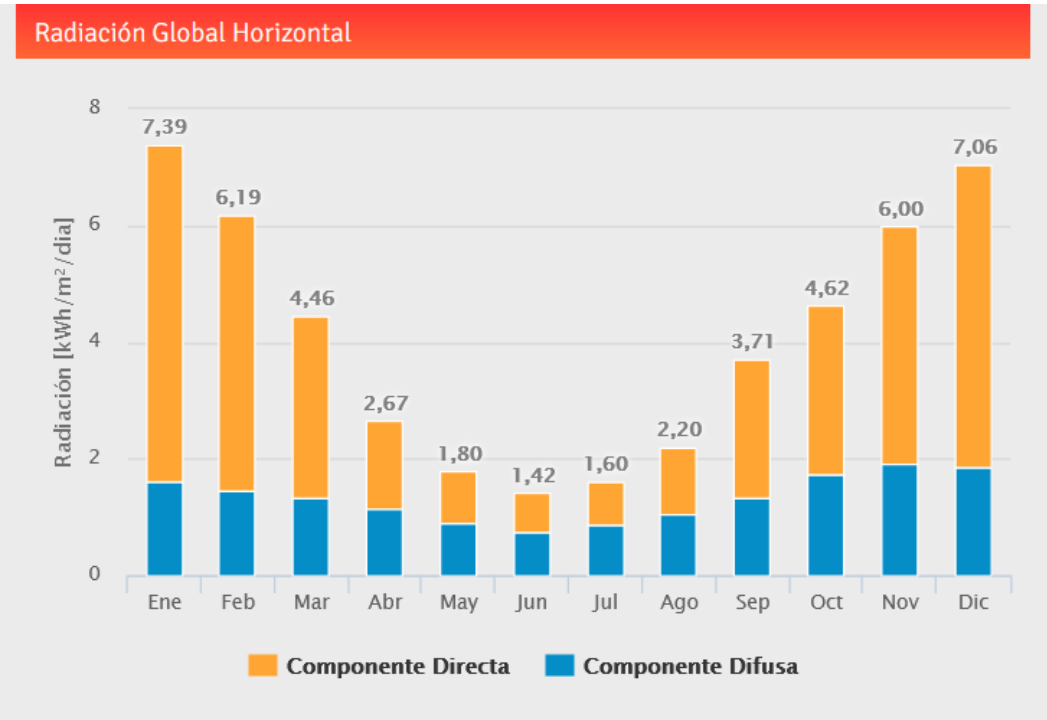
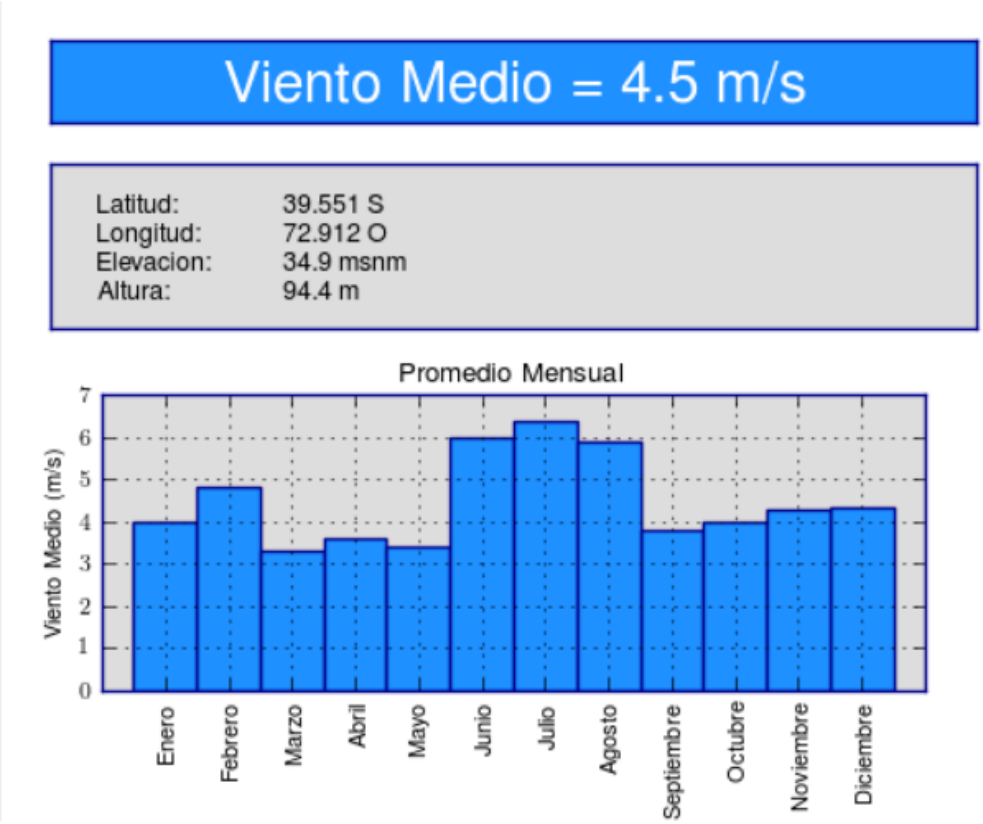


Figura 108: Viento en la zona de la Subestación Ciruelos



4.2.17 ZONA DE LA SUBESTACIÓN TINEO

4.2.17.1 Ubicación Unidad de Punta

Punto referencia Subestación: a 6 Km. al Oeste de Llanquihue por ruta V-40. El área seleccionada para la Unidad de Punta se encuentra a una distancia de 1 km. aproximadamente al noroeste de la ubicación proyectada de la futura Subestación Tineo 220 KV, Comuna de Llanquihue, Región de Los Lagos. Ver Figura 109 y Figura 111.

4.2.17.2 Aspectos Territoriales

Se detectan concesiones mineras de exploración en la vecindad del área propuesta para el emplazamiento de la Unidad de Punta, además, no se detectan restricciones medio ambientales, de planificación territorial ni de propiedad fiscal.

4.2.17.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel: Considerando la ubicación geográfica de la Unidad de Punta, el centro de distribución más próximo está en Puerto Montt a 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, además para reserva de sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde el centro poblado más cercano, este 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 (mayor a 600 km), por lo cual se ha considerado el abastecimiento de GNL y la instalación de una Planta Satelital de Regasificación (PSR), considerando que la localización de la Unidad de Punta el centro de distribución más próximo es Planta GNL Quintero a una distancia aproximada de 1.170 km.

Equipos: Para la descarga de los equipos, los puertos más próximos son: Puerto Montt 75 km. y Talcahuano 690 km.

4.2.17.4 Recurso Energético Primario

Radiación solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de insolación diaria de 3,6 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 112. Por su parte, el promedio mensual de la insolación diaria mínima y máxima, son del orden de 1,3 kWh/m²/día y 6,1 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 mediana frecuencia de ocurrencia de nubosidades

(23%), 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 113, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 6,4±0,3 m/s, con un mínimo medio de 3,0±0,2 m/s y un máximo medio de 9,8±0,5 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 máximo medio en la zona.

En el Anexo 1 se adjunta el Informe Eólico del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 109: Subestación Tineo 220 kV

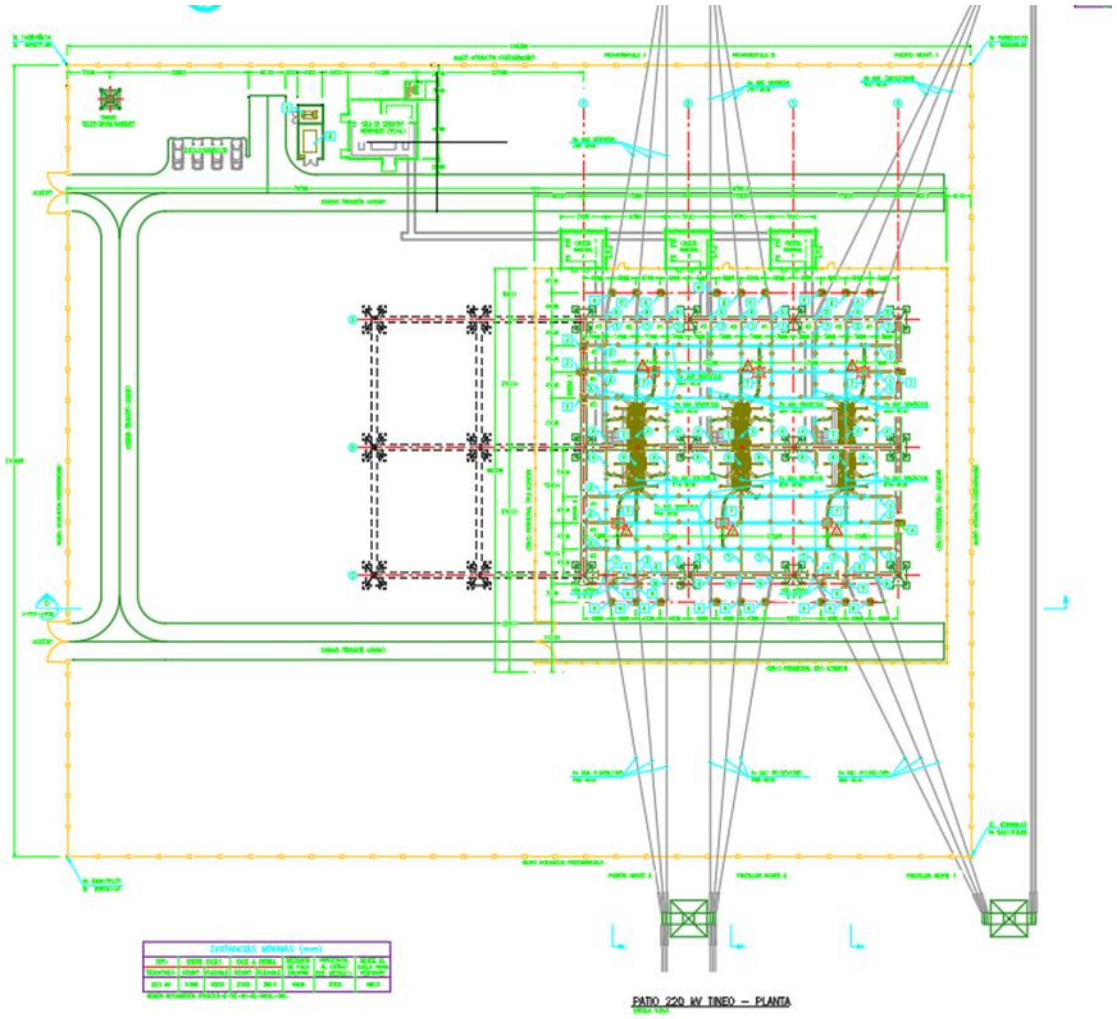


4.2.17.5 Aspectos Técnicos

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.

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 110: Disposición de Planta Subestación Tineo 220 kV



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 indicar 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 SASC para un proyecto en esta subestación seria rechazada. En cualquier caso no hay antecedentes de SASC presentadas en esta subestación.

De lo 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 111: Subestación Tineo 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta

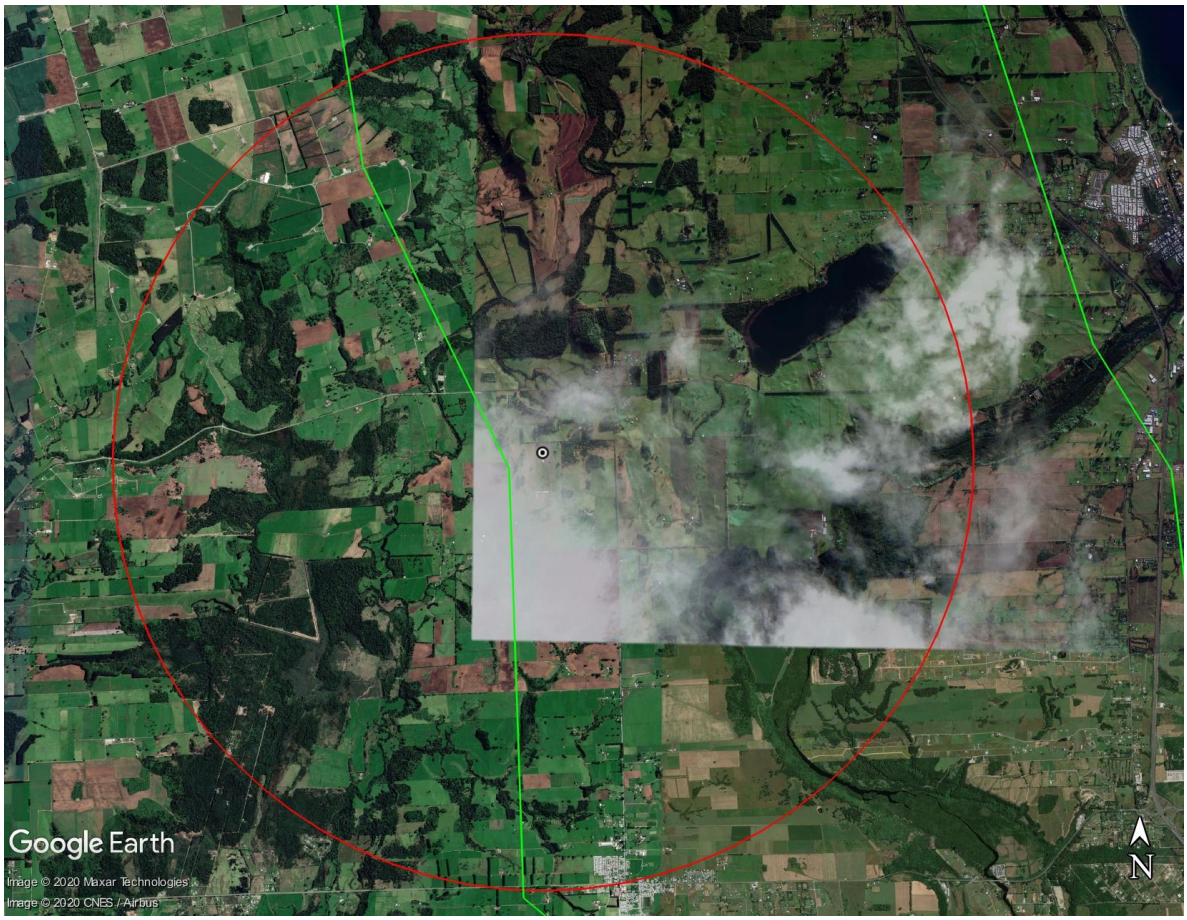


Figura 112: Radiación solar en la zona de la Subestación Tineo

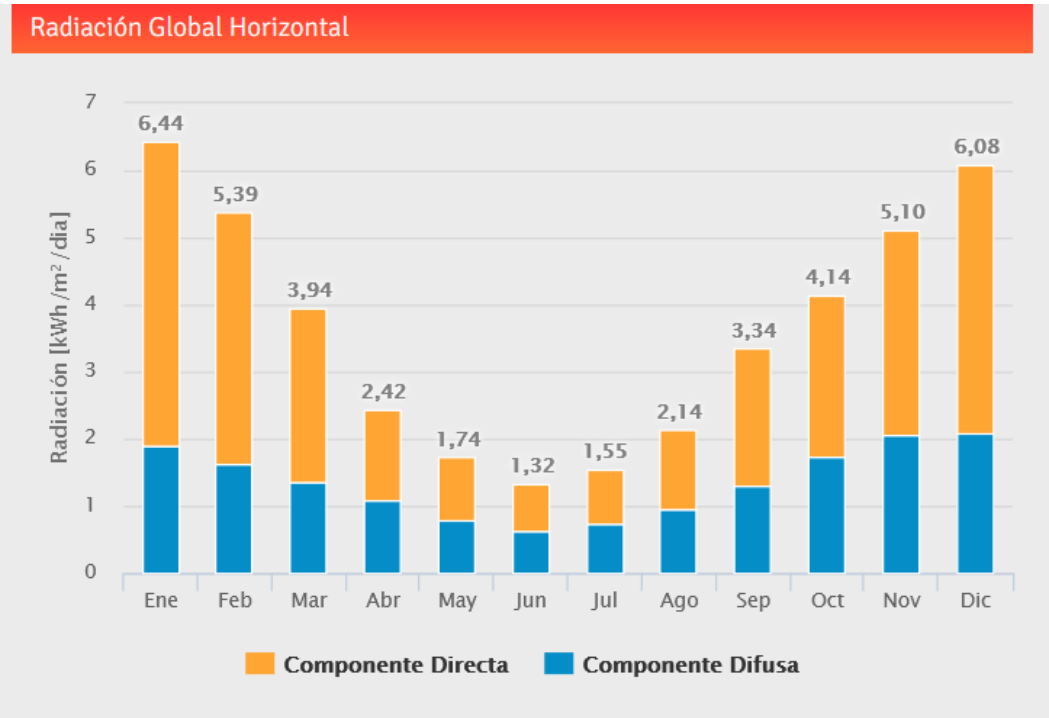
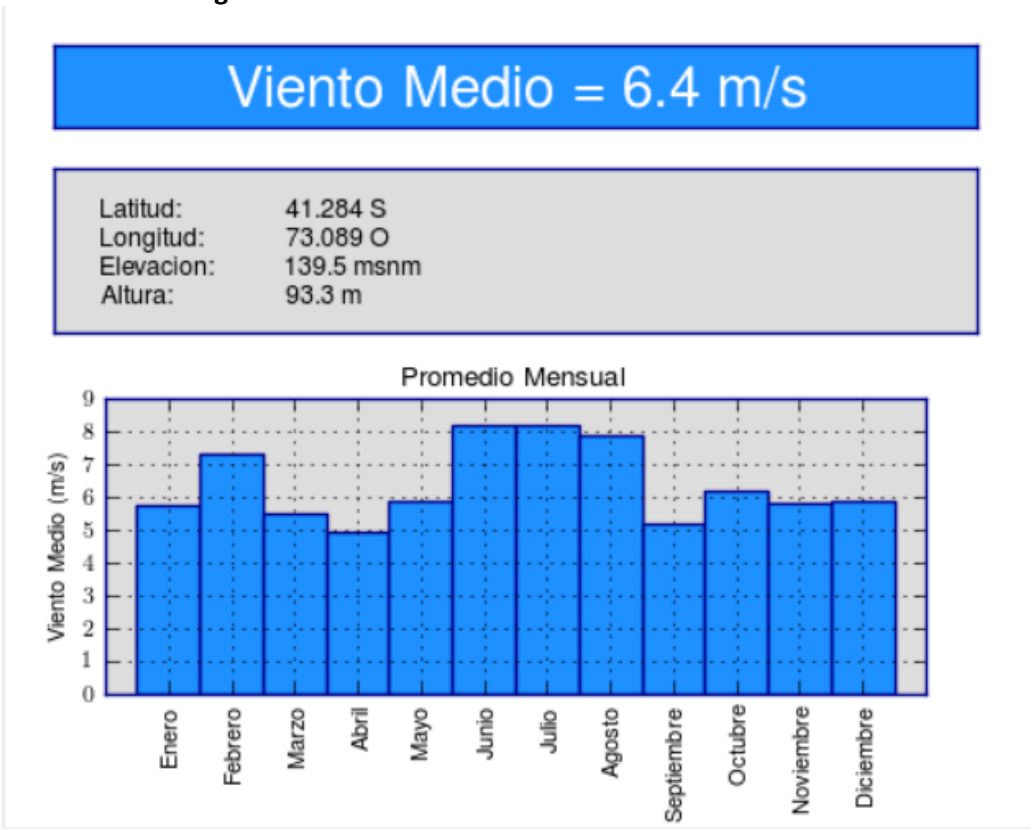


Figura 113: Viento en la zona de la Subestación Tineo



A continuación ser presenta un resumen del análisis realizado en las distintas subestaciones del SEN en el cuadro siguiente.

Tabla 10: Resumen del análisis realizado en las subestaciones del SEN

SUBESTACION BASICA	ASPECTOS TERRITORIALES	ASPECTOS LOGÍSTICOS						RECURSO RENOVABLE		ASPECTOS TECNICOS	
		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 2020-2024
PARINACOTA	No se observan restriccion relevantes	Arica	11	Ramal Crucero - Tocopilla	471	Arica	11	No Adecuado	No Adecuado	No	Si
NUEVA POZO ALMONTE	No se observan restriccion relevantes	Iquique	60	Ramal Crucero - Tocopilla	255	Iquique	60	Adecuado	No Adecuado	No	Si
CONDORES	No se observan restriccion relevantes	Iquique	16	Ramal Crucero - Tocopilla	164	Iquique	16	Adecuado	No Adecuado	No	Si
KIMAL	No se observan restriccion relevantes	Tocopilla	70	Troncal Paso De Jama - Crucero	1	Antofagasta	220	Adecuado	No Adecuado	No	Si
LABERINTO	No se observan restriccion relevantes	Antofagasta	120	Ramal Ordonez - Coloso	76	Antofagasta	120	Adecuado	No Adecuado	Si	-
CENTINELA	No se observan restriccion relevantes	Antofagasta	170	Ramal Ordonez - Coloso	130	Antofagasta	170	Adecuado	No Adecuado	Si	-
KAPATUR	No se observan restriccion relevantes	Mejillones	10	Gasoducto Atacama Chile	0,5	Antofagasta	65	Adecuado	No Adecuado	No	Si
ILLAPA	No se observan restriccion relevantes	Caldera	185	Gasoducto Taltal	245	Antofagasta	360	Adecuado	No Adecuado	No	Si
NUEVA CARDONES	No se observan restriccion relevantes	Caldera	98	Gasoducto Taltal	346	Coquimbo	330	Adecuado	No Adecuado	No	Si
NUEVA PAN DE AZUCAR	No se observan restriccion relevantes	Coquimbo	26	Gasoducto Quintero-Quillota 24 Pulgadas	341	Coquimbo	26	No Adecuado	No Adecuado	No	Si
NOGALES	No se observan restriccion relevantes	Quintero	35	Gasoducto Quintero-Quillota 24 Pulgadas	34	Valparaiso	80	No Adecuado	No Adecuado	No	Si
POLPAICO	Restricciones Ambientales en RM	Santiago	74	Gasoducto San Bernardo Quillota 30 Pulg	46	Valparaiso	130	Adecuado	No Adecuado	Si	-
LO AGUIRRE	No se observan restriccion relevantes	Santiago	26	Gasoducto San Bernardo Quillota 30 Pulg	9	San Antonio	94	No Adecuado	No Adecuado	Si	-
CANDELARIA	No se observan restriccion relevantes	Santiago	70	Tramo San Vicente-El Peral / Lateral Candelaria	1,6	San Antonio	135	No Adecuado	No Adecuado	Si	.
ENTRE RIOS	No se observan restriccion relevantes	Chillan	55	Lateral Charrua	14	Talcahuano	115	No Adecuado	Adecuado	Si	
CIRUELOS	No se observan restriccion relevantes	Puerto Montt	290	Lateral Nacimiento	275	Puerto Montt	290	No Adecuado	No Adecuado	Si	-
TINEO	No se observan restriccion relevantes	Puerto Montt	75	Lateral Nacimiento	500	Puerto Montt	75	No Adecuado	Adecuado	No	Si

4.3 UMBRALES DEL RECURSO VIENTO Y RADIACIÓN SOLAR PARA TECNOLOGÍA DEL TIPO RENOVABLE CON CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO

Respecto de la tecnología del tipo renovable con capacidad de almacenamiento, como es un Parque eólico o una Central solar Fotovoaltaica, ambas con sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías, que utilizan como recurso energético primario, el viento y la radiación solar respectivamente, se ha considerado determinar algunos parámetros (valores) mensuales que permiten determinar la factibilidad técnica para analizar este tipo de tecnología en cada una de las subestaciones analizadas. Los parámetros (valores) corresponden a los siguientes:

- Velocidad media diaria (m/s), Velocidad media mínima[29] (m/s), Velocidad media máxima[30] (m/s), Velocidad media del viento[31] (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.

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 tecnología del tipo central renovable con capacidad de almacenamiento, en las subestaciones nacionales del SEN que se indican. 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 y/o central solar fotovoltaica, ambas con capacidad de almacenamiento de energía mediante baterías son los siguientes:

Parque eólico (se deben cumplir los tres criterios señalados):

- Si [la velocidad Media Diaria (m/s) ≥ 5,0 m/s], y [la velocidad mínima media (m/s) ≥ 2,5 m/s], y que [la diferencia entre la velocidad medio máxima (m/s) y velocidad medio mímina (m/s) sea ≤ 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.
- Densidad de potencia media (W/m^2) @100m > 200 (W/m2).

[29] Corresponde al promedio de los valores mínimos de cada día

[30] Corresponde al promedio de los valores máximos de cada día

[31] Corresponde al valor medio de todos los valores simulados en el periodo de un mes.

Central solar fotovoltaica:

- Factor de planta ≥ 24%.

Adicionalmente, en el Anexo 1 estan disponibles los informes eólicos para cada una de las diecisiete (17) subestaciones del SEN analizadas y de la Subestación Tres Puentes del Sistema Mediano de Punta Arenas.

Producto de lo anterior, la tecnología y tamaño de la central (eólica y/o solar, ambas con almacenamiento de energía mediante baterías) que se analizarán en las distintas subestaciones del SEN se muestran en el cuadro siguiente:

Tabla 11: Resumen de las subestaciones en las que se analizará las tecnologías de centrales solares y eólicas con BESS en el SEN

Subestación	Central eólica + BESS[32]		Central solar fotovoltaica + BESS[33]	
	70 MW	150 MW	70 MW	150 MW
Parinacota 220 kV	-	-	-	-
Nueva Pozo Almonte 220 kV	-	-	✓	✓
Cóndores 220 kV	-	-	✓	✓
Kimal 220 kV	-	-	✓	✓
Laberinto 220 kV	-	-	✓	✓
Centinela 220 kV	-	-	✓	✓
Kapatur 220 kV	-	-	✓	✓
Illapa 220 kV	-	-	✓	✓
Nueva Cardones 220 kV	-	-	✓	✓
Nueva Pan de Azúcar 220 kV	-	-	-	-
Nogales 220 kV	-	-	-	-
Polpaico 220 kV	-	-	✓	✓
Lo Aguirre 220 kV	-	-	-	-
Candelaria 220 kV	-	-	-	-
Entre Ríos 220 kV	✓	✓	-	-
Ciruelos 220 kV	-	-	-	-
Tineo 220 kV	✓	✓	-	-

[32] Se analizará también para cinco horas, en el caso de una central solar fotovoltaica + BESS (4 hr).

[33] Se analizará también para cinco horas, en el caso de un parque eólico + BESS (4 hr).

Tabla 12: Resumen de criterios por subestación

Tecnología --->	Central Fotovoltaica + BESS (4 hr)		Parque Eólico + BESS (4 hr)		Recurso Eólico			Recurso Eólico		Recurso Solar		
Tamaño --->	70 MW	150 MW	70 MW	150 MW	Velocidad Media Diaria (m/s)	Velocidad Medio Mínimo (m/s)	Velocidad Medio Máximo (m/s)	Velocidad media del viento (m/s) @100m	Densidad de potencia media (W/m^2) @100m	Generación Fotovoltaica Esperada 70 MW (MWh/año)	Factor de Planta	Frecuencia de ocurrencia de nubosidad (%)
Propouesta de Subestaciones Básicas de Potencia de la CNE												
Parinacota 220 kV					2,4±0,1	0,4±0,0	5,0±0,3	4,3	128	140.354	23%	13%
Nueva Pozo Almonte 220 kV	✓	✓			3,7±0,2	0,4±0,0	10,7±0,6	4,0	149	176.337	29%	4%
Condores 220 kV	✓	✓			1,9±0,1	0,3±0,0	4,0±0,3	2,3	25	162.055	26%	7%
Kimal 220 kV	✓	✓			4,2±0,2	0,7±0,0	9,9±0,5	3,9	89	179.482	29%	4%
Laberinto 220 kV	✓	✓			4,2±0,2	0,6±0,0	8.7±0,5	4,3	97	186.482	30%	3%
Kapatur 220 kV	✓	✓			3,6±0,2	0,5±0,0	8.1±0,4	4,9	143	163.397	27%	6%
Centinela 220 kV	✓	✓			7,7±0,4	1,7±0,1	13,3±0,7	4,4	98	190.703	31%	3%
Illapa 220 kV	✓	✓			3,7±0,2	0,9±0,0	7,2±0,4	3,1	47	179.938	29%	3%
Nueva Cardones 220 kV	✓	✓			3,4±0,2	0,5±0,0	6,8±0,4	3,6	72	161.420	26%	6%
Nueva Pan de Azucar 220 kV					1,9±0,1	0,3±0,0	4,7±0,2	2,4	28	131.629	21%	14%
Nogales 220 kV					1,5±0,1	0,2±0,0	4,5±0,2	2,1	33	135.639	22%	11%
Polpaico 220 kV	✓	✓			2,9±0,2	0,5±0,0	6,5±0,3	3,1	61	147.107	24%	9%
Lo Aguirre 220 kkV					3,1±0,2	0,3±0,0	8.1±0,4	4,1	136	143.413	23%	10%
Candelaria 220 kV					3,0±0,2	0,9±0,0	6,0±0,3	3,5	50	141.439	23%	11%
Entre Rios 220 kV			✓	✓	6,1±0,3	3,0±0,2	9,5±0,5	6,0	257	134.432	22%	13%
Ciruelos 220 kV					4,5±0,2	1,4±0,1	8,3±0,4	5,0	168	109.823	18%	21%
Tineo 220 kV			✓	✓	6,4±0,3	3,2±0,2	9,7±0,5	7,2	405	99.832	16%	23%

El criterio del 24% de factor de planta para la central solar fotovoltaica, considera además 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 de Lo Aguirre y Candelaria, ambas con factor de planta de 23%, se ubican en zonas geográficas con baja o casi nulo desarrollo de energía renovable no convencional (ERNC) del tipo solar fotovoltaica de tamaño mayor o igual a 70 MW. El caso particular de Parinacota se ubica bastante próxima a la zona costera de la ciudad de Arica, lo que redunda en una mayor frecuencia de ocurrencia de nubosidades, esto es del orden de 13%. Por su parte, en el caso de las localizaciones de Lo Aguirre y Candelaria el Sistema de Evaluación Ambiental (www.sea.gob.cl) no registra en proceso de admisión, en calificación o aprobación proyectos del tipo y tamaño (solar fotovoltaico ≥ 70 MW) lo cual probablemente resulta, dada la baja factibilidad técnica para el desarrollo de esta tecnología en dichas zonas geográficas del país. Además, las zonas de Lo Aguirre y Candelaria presentan una frecuencia de ocurrencia de nubosidad del orden del 10% y 11% respectivamente. Para las otras localizaciones con factor de planta inferior a 22% aplican de igual forma los comentarios y observaciones de las tres localizaciones analizadas y por lo tanto tampoco fueron consideradas como candidatas para la determinación del costo de inversión y costo fijos de operación de la Unidad de Punta.

4.4 SUBESTACIONES DE LOS SISTEMAS MEDIANOS PUNTA ARENAS, PUERTO NATALES, PORVENIR Y PUERTO WILLIAMS

De igual forma que lo establecido en la sección 4.2, respecto del análisis realizado a las subestaciones del SEN, producto de la crisis sanitaria que se vive en el país, las visitas a lugares e inspecciones técnicas con el objeto de determinar la factibilidad de la instalación de la Unidad de Punta, se reemplazaron por información digital disponible. De este modo, se utilizaron como fuente de información para visualizar el estado de las subestaciones del SEN, la aplicación Google Earth Pro versión 7.3.3, también se utilizó la información técnica de centrales generadoras, subestaciones, líneas de transmisión, etc. disponibles en la Información Técnica[34] del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) y el archivo en formato kmz denominado SISTEMA ELECTRICO NACIONAL –V7 con la información de centrales de los SSMM entregado por el CEN, 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 Unidad de Punta, como también la conexión eléctrica de la Unidad de Punta al respectivo SSMM.

Considerando que no existen cambios topológicos relevantes en las subestaciones de los SSMM de EDELMAG, 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 2015.

A continuación, se realiza un análisis de los lugares propuestos y las condiciones necesarias para la instalación de la Unidad de Punta, teniendo en consideración aspectos territoriales, técnicos y logísticos, lo cual permitirá determinar la factibilidad técnica de la instalación y conexión eléctrica de la Unidad de Punta a los SSMM de EDELMAG. Estos Sistemas Medianos corresponden a Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams.

[34] (https://infotecnica.coordinador.cl/).

4.4.1 ZONA DE LA SUBESTACIÓN TRES PUENTES

4.4.1.1 Ubicación Unidad de Punta

En el Sistema Mediano de Punta Arenas, existen al menos 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. (EDELMAG), 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 la Figura 115, 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 ni de propiedad fiscal. Además, el área se encuentra dentro del límite urbano de Punta Arenas.

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 NOX con combustión diésel, además para reserva de 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 116, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos que promedian una velocidad media diaria de 9,7±0,5 m/s, con un mínimo medio de 4,0±0,2 m/s y un máximo medio de 15,7±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 el Informe Eólico del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 114: : Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta – Tres Puentes



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 116, 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 correspondiste 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 un celdas metálicas de 11,5 kV alojadas en un sala eléctrica.

Figura 115: Sector emplazamiento Central y Subestación - Tres Puentes

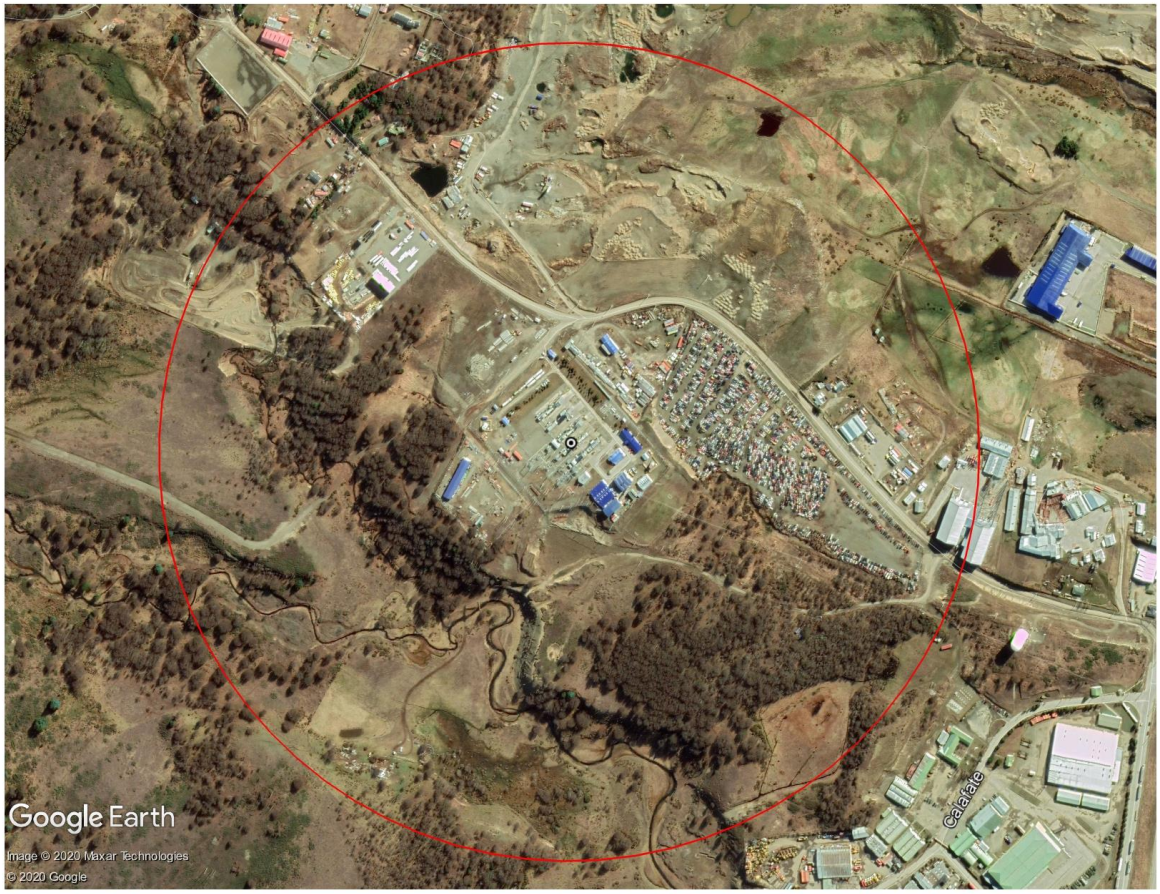


Figura 116: Viento en la zona de la Subestación Tres Puentes

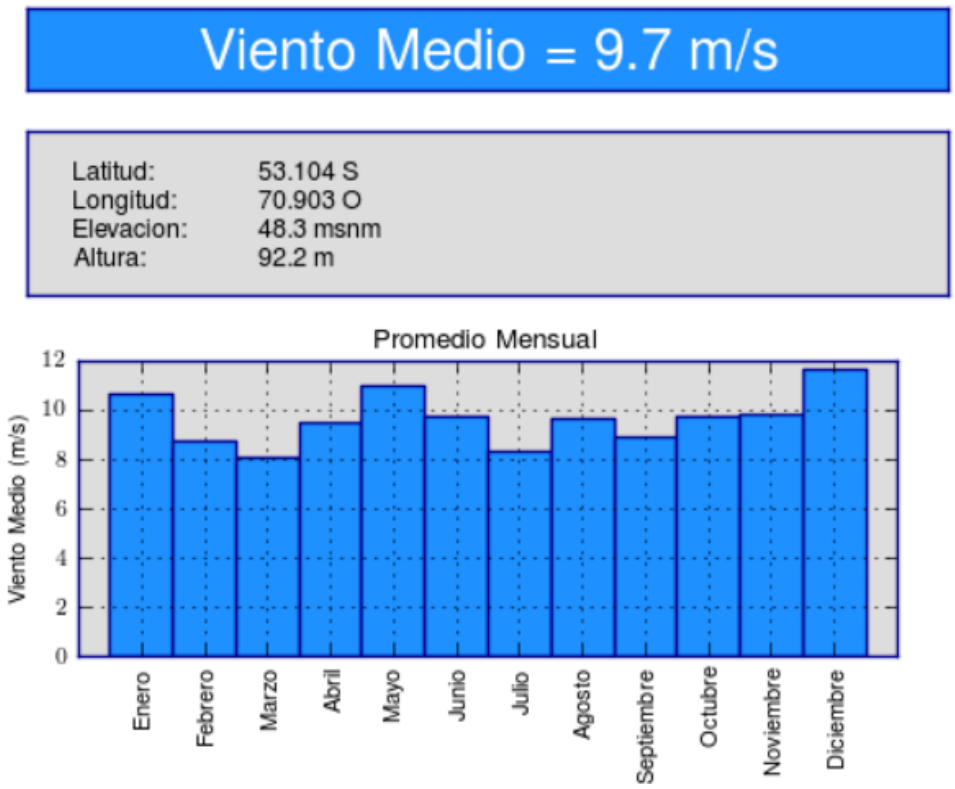


Figura 117: Subestación Tres Puentes



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, 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 Medio Mínimo (m/s), Velocidad Medio Máximo (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 tecnología del tipo central renovable con capacidad de almacenamiento, en la subestación Tres Puentes conmo 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 debe cumplir los tres criterios señalados):

- Si [la velocidad Media Diaria (m/s) ≥ 5,0 m/s], y [la velocidad mínima media (m/s) ≥ 2,5 m/s], y que [la diferencia entre la velocidad medio máxima (m/s) y velocidad medio mímina (m/s) sea ≤ 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/m^2) @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 13: Tamaño de la central eólica + BESS en Tres Puentes

Subestación	Central eólica + BESS[35]
Tres Puentes	6 MW

Tabla 14: Resumen del análisis del recurso eólico en Tres Puentes

Tecnología --->	**Parque Eólico + BESS (4 hr)**		**Recurso Eólico**			**Recurso Eólico**	
Tamaño ---->	**70 MW**	**150 MW**	**Velocidad Media Diaria (m/s)**	**Velocidad Medio Mínimo (m/s)**	**Velocidad Medio Máximo (m/s)**	**Velocidad media del viento (m/s) @100m**	**Densidad de potencia media (W/m^2) @100m**
Propouesta de Subestaciones Básicas de Potencia de la CNE							
Tres Puentes			9,7±0,5	4,0±0,2	15,7±0,8	10,5	1335

[35] Se analizará también para cinco horas, en el caso de una Central fotovoltaica + BESS (4 hr)

4.4.2 ZONA DE LA SUBESTACIÓN PUERTO NATALES

4.4.2.1 Ubicación Unidad de Punta

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. (EDELMAG), correspondiente la 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 119, 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 ni de propiedad fiscal. El área se encuentra dentro del límite urbano de Puerto Natales.

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 producción de agua desmineralizada para abatimiento de NOX con combustión diésel, además para reserva de 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 del Gasoducto que pasa cercano a la localización de la Unidad de Punta. La distancia aproximada es de 57 km. app.

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 118: Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta - Puerto Natales



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 un 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 119, se puede indicar 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 lo que 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 Natales, desde un punto de vista de disponibilidad de espacio, mediante el uso de un paño en 13,2 kV del tipo convencional.

Figura 119: Sector emplazamiento Central y Subestación - Puerto Natales



Figura 120: Subestación Puerto Natales



4.4.3 ZONA DE LA SUBESTACIÓN PORVENIR

4.4.3.1 Ubicación Unidad de Punta

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 la 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 122 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 ni de propiedad fiscal. El área se encuentra dentro del límite urbano de Porvenir.

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 producción de agua desmineralizada para abatimiento de NOX con combustión diésel, además para reserva de 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.

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 121: Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta - Porvenir



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 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 122, se puede indicar 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 Porvenir, desde un punto de vista de disponibilidad de espacio, mediante el uso de un paño en 13,2 kV del tipo convencional.

Figura 122: Sector emplazamiento Central y Subestación - Porvenir



Figura 123: Subestación Porvenir



4.4.4 ZONA DE LA SUBESTACIÓN PUERTO WILLIAMS

4.4.4.1 Ubicación Unidad de Punta

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 125, 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 no presenta problemas dada la cercanía a centros de distribución. El más próximo está a 36 horas de navegación aproximadamente, desde Punta Arenas (Terminal Cabo Negro ENAP).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NOX con combustión diésel, además para reserva de 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.

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 124: Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta - Puerto Williams



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 (8) 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 125, se puede indicar 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 125: Sector emplazamiento Central y Subestación - Puerto Williams



Figura 126: Subestación Puerto Williams



4.5 SUBESTACIONES DE LOS SISTEMAS MEDIANOS DE AYSÉN, PALENA, GENERAL CARRERA, COCHAMÓ Y HORNOPIRÉN

De igual forma que lo establecido en la sección 4.2, respecto del análisis realizado a las subestaciones del SEN, producto de la crisis sanitaria que se vive en el país, las visitas a lugares e inspecciones técnicas con el objeto de determinar la factibilidad de la instalación de la Unidad de Punta, se reemplazaron por información digital disponible. De este modo, se utilizaron como fuente de información para visualizar el estado de las subestaciones del SEN, la aplicación Google Earth Pro versión 7.3.3, también se utilizó la información técnica de centrales generadoras, subestaciones, líneas de transmisión, etc. disponibles en la Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) y el archivo en formato kmz denominado SISTEMA ELECTRICO NACIONAL –V7 con la información de centrales de los SSMM entregado por el CEN, 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 Unidad de Punta, como también la conexión eléctrica de la Unidad de Punta al respectivo SSMM.

Considerando que no existen cambios topológicos relevantes en las subestaciones de los SSMM de de la Empresa Eléctrica de Aisén S.A. (EDELAYSÉN) 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 2015.

A continuación, se realiza un análisis de los lugares propuestos y las condiciones necesarias para la instalación de la Unidad de Punta, teniendo en consideración aspectos territoriales, técnicos y logísticos, lo cual permitirá determinar la factibilidad técnica de la instalación y conexión eléctrica de la Unidad de Punta a los SSMM de EDELAYSÉN, COCHAMÓ Y HORNOPIRÉN.

4.5.1 ZONA DE LA SUBESTACIÓN TEHUELCHE

4.5.1.1 Ubicación Unidad de Punta

En el Sistema Mediano de Aysén, en la actualidad existe solo una empresa propietaria de las instalaciones de generación eléctrica[36]. Por lo anterior, para efectos del emplazamiento de la Unidad de Punta se ha considerado utilizar las instalaciones de la Empresa Eléctrica de Aisén S.A. (EDELAYSÉN), 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 128, el cual está ubicado al interior de la Central Diésel Tehuelche dado que existe espacio suficiente para la instalación de la Unidad de Punta.

4.5.1.2 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.

4.5.1.3 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 84 km. aproximadamente (Terminal Puerto Chacabuco Copec).

Equipos: Para la descarga de los equipos y suministros, el puerto cercano es Puerto Chacabuco, aproximadamente a 84 km. El centro poblado más cercano es Coihaique, distante a 7 km.

[36] El ingreso de la operación comercial de la Central Hidroeléctrica San Víctor de MW, propiedad de EPA S.A. modificará lo indicado.

Figura 127: Sector emplazamiento Central. Subestación y Unidad de Punta - Tehuelche



4.5.1.4 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.

4.5.1.5 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 EDELAYSÉN.

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 128, se puede indicar 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 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 128: Sector emplazamiento Central y Subestación - Tehuelche



Figura 129: Subestación Tehuelche



4.5.2 ZONA DE LA SUBESTACIÓN CHACABUCO

4.5.2.1 Ubicación Unidad de Punta

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 Aisén S.A. (EDELAYSÉN), correspondiente la 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 131, el cual está ubicado al interior de la Central Diésel Chacabuco dado que existe espacio suficiente para la instalación de la Unidad de Punta.

4.5.2.2 Aspectos territoriales

Se detectan una concesión minera a 1 km. de distancia. No se observan restricciones medio ambientales ni de propiedad fiscal. No se detectan restricciones de Planificación Territorial.

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 6 km. aproximadamente (Terminal Puerto Chacabuco Copec).

Equipos: Para la descarga de los equipos y suministros, el puerto cercano es Puerto Chacabuco, aproximadamente a 6 km.

Figura 130: Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta - Chacabuco



4.5.2.4 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.

4.5.2.5 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 (7) paños en nivel de 33 kV todos de propiedad de EDELAYSÉN.

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 131, se puede indicar 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 131: Sector emplazamiento Central y Subestación – Chacabuco



Figura 132: Subestación Chacabuco



4.5.3 ZONA DE LA SUBESTACIÓN PALENA

4.5.3.1 Ubicación Unidad de Punta

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. (EDELAYSÉN), 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 Figura 134, el cual está ubicado 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).

Equipos: Para la descarga de los equipos y suministros, los puertos cercanos son Puerto Chacabuco, aproximadamente a 217 km. y Puerto Montt a 260 km. aproximadamente.

Figura 133: Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta - Palena



4.5.3.4 Ubicación Subestación Palena

La Subestación La Junta, que es parte de la Central Diésel La Junta, está ubicada al Noroeste de la localidad de La Junta en la comuna de Cisnes de la provincia de Aysén de la XI Región de Aysén.

4.5.3.5 Aspectos técnicos

La subestación La Junta 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 (3) paños en nivel de 23 kV todos de propiedad de EDELAYSÉN.

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 134, se puede indicar 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.

De lo anterior es posible concluir que la conexión es factible a la Subestación La Junta, desde un punto de vista de disponibilidad de espacio, mediante el uso de un paño en 23 kV del tipo convencional.

Figura 134: Sector emplazamiento Central y Subestación - Palena



4.5.4 ZONA DE LA SUBESTACIÓN CHILE CHICO (GENERAL CARRERA)

4.5.4.1 Ubicación Unidad de Punta

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. (EDELAYSÉN), 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 136, 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 ni de propiedad fiscal. No se detectan restricciones de Planificación Territorial.

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).

Equipos: Para la descarga de los equipos y suministros, el puerto cercano Puerto Chacabuco, aproximadamente a 135 km.

Figura 135: Sector emplazamiento Central, Subestación Chile Chico y Unidad de Punta - Chico (General Carrera)



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 EDELAYSÉN.

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, se puede indicar 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 136.

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 136: Sector emplazamiento Central y Subestación - Chile Chico (General Carrera)



Figura 137: Subestación Chile Chico



4.5.5 ZONA DE LA SUBESTACIÓN COCHAMÓ

4.5.5.1 Ubicación Unidad de Punta

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 139, el cual está ubicado al interior de la Central Diésel Cochamó dado que existe espacio suficiente para la instalación de la Unidad de Punta.

4.5.5.2 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 desde el centro de distribución más próximo está a 110 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 138: Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta - 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.

4.5.5.4 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 (6) 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 139, se puede indicar 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 139: Sector emplazamiento Central y Subestación – Cochamó



Figura 140: Subestación Cochamó



4.5.6 ZONA DE LA SUBESTACIÓN HORNOPIRÉN

4.5.6.1 Ubicación Unidad de Punta

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 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 142, 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 150 km. aproximadamente (Terminal Pureo Copec Pto. Montt).

Equipos: Para la descarga de los equipos y suministros, el puerto cercano es Puerto Montt, aproximadamente a 150 km.

Figura 141: Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta - Hornopirén



4.5.6.4 Ubicación Subestación Hornopirén

La Subestación Hornopirén, que es parte de la Central Diésel Hornopirén está ubicada al Noroeste 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 7.4.16, se puede indicar 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 142: Sector emplazamiento Central y Subestación – Hornopirén



Figura 143: Subestación Hornopirén



A continuación, ser presenta un resumen del análisis realizado en las distintas subestaciones de los SSMM en el cuadro siguiente.

Tabla 15: Resumen del análisis en los SSMM

SUBESTACION BASICA	ASPECTOS TERRITORIALES	ASPECTOS LOGISTICOS						RENOVABLE		ASPECTOS TECNICOS	
		Localidad Suministro	Distancia Centro Suministro Petróleo Diesel	Gasoducto	Distancia Gasoducto (km)	Puerto Descarga Equipos	Distancia a Puerto	Radiación Solar	Viento	Disponibilidad Paño	Posibilidad de Ampliación con puesta en servicio en periodo 2020-2024
Puerto Natales	No se observan restricciones relevantes	Cabo Negro	250 km	City Gate Central Puerto Natales	0,1	Puerto Natales	1 km	No Adecuado	Adecuado	No	Si
Punta Arenas	No se observan restricciones relevantes	Cabo Negro	19 km	City Gate Central Tres Puentes	0,1	Punta Arenas	1 km	No Adecuado	No Adecuado	No	Si
Porvenir	No se observan restricciones relevantes	Cabo Negro	38,9	City Gate Central Porvenir	0,1	Punta Arenas	38,9 km	No Adecuado	No Adecuado	No	Si
Puerto Williams	No se observan restricciones relevantes	Cabo Negro	36 horas de navegación	N/A	N/A	Punta Arenas	36 horas de navegación	No Adecuado	No Adecuado	No	Si
Hornopirén	No se observan restricciones relevantes	Puerto Montt	150 km	N/A	N/A	Puerto Montt	150 km	No Adecuado	No Adecuado	No	Si
Cochamó	No se observan restricciones relevantes	Puerto Montt	110 km	N/A	N/A	Puerto Montt	110 km	No Adecuado	No Adecuado	No	Si
Palena	No se observan restricciones relevantes	Puerto Chacabuco	217 km	N/A	N/A	Puerto Chacabuco	217 km	No Adecuado	No Adecuado	No	Si
Chacabuco	No se observan restricciones relevantes	Puerto Chacabuco	6 km	N/A	N/A	Puerto Chacabuco	6 km	No Adecuado	No Adecuado	No	Si
Tehuelche	Restricciones Ambientales en Coyhaique	Puerto Chacabuco	84 km	N/A	N/A	Puerto Chacabuco	84 km	No Adecuado	No Adecuado	No	Si
General Carrera	No se observan restricciones relevantes	Puerto Chacabuco	135 km	N/A	N/A	Puerto Chacabuco	135 km	No Adecuado	No Adecuado	No	Si

5 DISEÑO DETALLADO DE LOS PROYECTOS A ANALIZAR, IDENTIFICANDO LOS REQUERIMIENTOS Y EQUIPOS PRINCIPALES

5.1 CENTRAL GENERADORA CON TURBINA A DIÉSEL/GAS NATURAL DE 70 MW, 150 MW Y 300 MW

5.1.1 REQUERIMIENTOS DE ESPACIO Y EQUIPAMIENTO PRINCIPAL

Los requerimientos de espacio físico (terrenos) necesarios 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 70 MW, 150 MW y 300 MW se obtienen a partir del Plano de Disposición General (Layout incorporado en el Anexo 2 de este informe) para cada uno de los tamaños antes indicados. Este plano de disposición general considera entre otros, el equipamiento principal (Turbinas a Gas que incluye generador eléctrico), los sistemas (mecánicos y eléctricos) del Balance de Planta (BOP) y las Obras Civiles relacionadas con edificio de operación y caminos interiores. Adicionalmente, esta disposición general considera también la conexión a la 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 una TGCA de los tamaños antes indicados, son las siguientes:

Tabla 16: Tamaño, Nivel de Tensión, Área requerida y Referencia de Plano - Unidad de Punta del tipo Turbina a Gas en Ciclo Simple o Abierto en el SEN

Tamaño (MW)	Nivel Tensión (kV)	Terreno m^2 (hectareas)	Referencia Disposición General (Layout)
70MW	220	13.120 (1,312)	Ver plano CNE-20-001-500
150 MW	220	13.940 (1,394)	Ver plano CNE-20-001-501
300 MW	220	14.350 (1,435)	Ver plano CNE-20-001-502

La Disposición General (Layout) de la Unidad de Punta (TGCA) 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 de la turbina a

gas. El sistema de combustión será del tipo dual, de modo que permita la operación con gas natural y petróleo diésel.

- Generador Eléctrico 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 aeroenfriador, 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 Logísticos 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[37] para gases de combustión con su correspondiente silenciador. La altura de la chimenea dependerá del modelo, del fabricante y de las especificaciones particulares de cada proyecto. Las alturas estimadas para las turbinas de las potencias seleccionadas serán de 20 mt para 70 MW, 35 mt para 150 MW y 40 a 45 mt para 300 MW.
- Interruptor de generador para un nivel de tensión de 13,8 kV[38] (clase 15 kV) o estándar del fabricante con una capacidad nominal de corriente de aproximadamente 4 kA, 6 kA y 15kA para los tamaños de 70 MW, 150 MW y 300 MW respectivamente.
- Transformador de servicios auxiliares para la transformación desde nivel de generación (15 kV típicamente) a la media tensión de distribución de la Unidad de Punta (6,6 kV típicamente). El Transformador auxiliar será trifásico sumergido en aceite mineral con refrigeración ONAN

[37] Las alturas estimadas de las chimeneas de gases de combustión para los grupo motor - generador se han determinado en base a la información disponible en las especificaciones técnicas que entregan los fabricantes.

[38] Los antecedentes que utiliza el Consultor del Estudio "Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta del SEN y de los SSMM" (en adelante, "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.

de una capacidad máxima aproximada de 2 MVA, 2,5 MVA y 3 MVA para los tamaños de 70 MW, 150 MW y 300 MW respectivamente.

- Ductos de barras de fases segregadas, para un nivel de tensión de 15 kV (clase 15 kV) con una capacidad nominal de corriente de aproximadamente 4 KA, 6 kA y 15kA para los tamaños de 70 MW, 150 MW y 300 MW respectivamente.

El BOP[39] 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 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 contra incendio. La capacidad estimada será de 760 m^3, 1.680 m^3 y 2.920 m^3 para los tamaños de 70 MW, 150 MW y 300 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 NOx[40], en función del consumo de petróleo diésel.
- Planta de agua desmineralizada. Se contempla la instalación de una planta con una capacidad[2] estimada de 120 m^3/día, 260 m^3/día y 450 m^3/día para los tamaños de 70 MW, 150 MW y 300 MW respectivamente. Esta capacidad ha sido calculada para cubrir el requerimiento de abatimiento de NOx 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 electro deionización (EDI).
- Estanque de agua desmineralizada, para los requerimientos de agua para el abatimiento de NOx, cuando se use petróleo diésel como combustible. La capacidad[2] de este estanque será de 540 m^3, 1.200 m^3 y 2.080 m^3 para los tamaños de 70 MW, 150 MW y 300 MW respectivamente, estimada para cubrir el abatimiento de NOx 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.

---

[39] Para los distintos ítems del BOP mecánico se estimaron volúmenes y capacidades indicados en la sección 5.1.1. Los precios unitarios asociados fueron estimados en base a referencias del Consultor para proyectos similares. Para efectos de la sensibilidad solicitada, pasar de 4 horas a 5 horas para el periodo de control, el impacto solo es relevante a nivel de los estanques de agua cruda, agua desmineralizada y combustible. El volumen de almacenamiento adicional de los estanques es proporcional a la variación del tiempo de almacenamiento.

[40] Para la operación con petróleo diésel.

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 (National Fire Protection Association) para este tipo de instalaciones. Como se menciona precedentemente, el estanque soporte de la red es el estanque de agua cruda.

- Tratamiento de RILes (Residuos líquidos industriales). Corresponderá a una planta o proceso que permita que la disposición de las aguas residuales cumpla con el D.S. 90/2000[41].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 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 17.927 Nm^3/h, 37.742 Nm^3/h y 65.920 Nm^3/h para los tamaños de 70 MW, 150 MW y 300 MW respectivamente. Para determinar el consumo estimado de gas natural se consideró el Heat Rate bruto promedio de unidades de 70 MW[42], 150 MW[43] y 300 MW[44] de diferentes fabricantes[45.] 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[3] estimada será de 540 m^3, 1.200 m^3 y 2.080 m^3, calculada para una operación semanal de 4 horas diarias durante 5 días, para un consumo estimado de 17 t/h, 36,6 t/h y 63,9 t/h para tamaños de 70 MW, 150 MW y 300 MW respectivamente. Para este cálculo se consideró el Heat Rate bruto promedio de unidades de 70 MW, 150 MW y 300 MW de diferentes fabricantes[1]. 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

---

[41] Establece Norma de Emisión para la regulación de contaminantes asociados a las descargas de residuos líquidos a aguas marinas y continentales superficiales, de fecha 30 de mayo de 2000 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia.

[42] 8.098 BTU/kWh.

[43] 9.296 BTU/kWh.

[44] 8.744 BTU/kWh.

[45] Referencia: Gas Turbine World 2020 Handbook.

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 estimaron volúmenes y capacidades indicados en la presente sección. Los precios unitarios asociados fueron estimados en base a referencias del Consultor para proyectos similares.

Para efectos de la sensibilidad solicitada, pasar de 4 horas a 5 horas para el periodo de control, el impacto solo es relevante a nivel de los estanques de agua cruda, agua desmineralizada, combustible y de la PSR. El volumen de almacenamiento adicional de los estanques es proporcional a la variación del tiempo de almacenamiento.

En el Anexo 2 se muestra la Disposición General (Layout) de la Unidad de Punta (Turbina a Gas en Ciclo Simple o Abierto – TGCA) para los tamaños de 70 MW, 150 MW y 300 MW, considerando que el paño de conexión al sistema eléctrico correspondiente será en nivel de 220 kV.

Tamaño 70 MW: CNE-20-001-500

Tamaño 150 MW: CNE-20-001-501

Tamaño 300 MW: CNE-20-001-502

5.2 CENTRAL GENERADORA PARQUE EÓLICO CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA MEDIANTE BATERÍAS DE TAMAÑO 70 MW Y 150 MW

5.2.1 REQUERIMIENTOS DE ESPACIO Y EQUIPAMIENTO PRINCIPAL

Los requerimientos de espacio físico (terreno) necesario para la instalación de la Central Generadora (Unidad de Punta) del tipo parque eólico con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías de tamaños de 70 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 solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías, de tamaños de 70 MW y 150 MW, son las siguientes:

Tabla 17: Tamaño, Nivel de Tensión, Área requerida y Referencia de Plano - Unidad de Punta del tipo parque eólico con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías en el SEN

Tamaño (MW)	Nivel Tensión (kV)	Terreno m^2 (hectareas)	Referencia Disposición General (Layout)
70MW	220	201.800 (201,8)	Ver plano CNE-20-001-514
150 MW	220	491.400 (491,4)	Ver plano CNE-20-001-515

El plano de Disposición General (Layout) de la Central Generadora del tipo parque eólico con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías se muestra en el Anexo 2, 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 5.500 kW con altura de buje de 140 m.

Las principales componentes de la central con almacenamiento 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 140 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.
- Buje: 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 32 m de diámetro y una profundidad de 4 m. y para su construcción se requiere una excavación de 54.689 m^3. La fundación está construida con una armadura de fierro y rellena con hormigón. En Anexo 5 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 (ESS[46]), corresponde a un conjunto de baterías de litio, la infraestructura del sistema BESS corresponderá a contenedores 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

[46] Energy Storage System.

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. Asimismo, se realiza una sensibilidad considerando 5 horas promedio de almacenamiento.

Las dimensiones, pesos, y otros parámetros 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 almacenamiento mediante baterías Li-Ion, 304 kW Capacidad Nominal DC, 952 – 1224 Vdc.
- Módulos PCS – Sistema de conversión de potencia, bidireccional.
- Sistema de Control, Protección, Monitoreo y SCADA.
- Transformadores de poder 10 MVA, 33/0,69 kV.
- Container para Baterías y módulos PCS.

Por otra parte, se considera lo siguiente:

- 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 8.200 m^3 y 8.200 m^3 para el tamaño 70 MW y 150 MW respectivamente.
- Por su parte, los caminos nuevos requieren un volumen de excavaciones/rellenos de aproximadamente 23.800 m^3/27.700 m^3 y 49.000 m^3/57.000 m^3 para el tamaño 70 MW y 150 MW respectivamente. El mejoramiento de caminos existentes requiere un volumen similar de excavaciones/rellenos de aproximadamente 36.000 m^3/42.000 m^3 para el tamaño 70 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 40.000 m^3/30.000 m^3/10.000 m^3 y 22.000 m^3/21.000 m^3 para el tamaño 70 MW. Por su parte, el tamaño 150 MW requiere un volumen de excavaciones/rellenos/hormigón de aproximadamente 82.000 m^3/61.000 m^3/21.600 m^3 para las fundaciones y 45.600 m^3/43.500 m^3 para plataformas.
- Adicionalmente, las canalizaciones y cámaras para el trazado de cables eléctricos requiere un volumen de excavaciones/rellenos/hormigón de aproximadamente 1.800 m^3/1.500 m^3/112 m^3 para las cámaras y 10.800 m^3/10.200 m^3 para canalizaciones del tamaño 70 MW. Por su parte, el tamaño 150 MW requiere un volumen de excavaciones/rellenos/hormigón de aproximadamente 3.700 m^3/3.000 m^3/230 m^3 para las cámaras y 22.200 m^3/21.900 m^3 para canalizaciones.

En Anexo 6 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 parque eólico con sistema de almacenamiento mediante baterías) para los tamaños de 70 MW y 150 MW, considerando que el paño de conexión al sistema eléctrico correspondiente será en nivel de 220 kV.

Tamaño 70 MW: CNE-20-001-514

Tamaño 150 MW: CNE-20-001-515

5.3 CENTRAL GENERADORA SOLAR FOTOVOLTAICA CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGIA MEDIANTE BATERÍAS DE TAMAÑO 70 MW Y 150 MW

5.3.1 REQUERIMIENTOS DE ESPACIO Y EQUIPAMIENTO PRINCIPAL

Los requerimientos de espacio físico (terreno) necesario para la instalación de la Central Generadora (Unidad de Punta) del tipo solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías de tamaños de 70 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 solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías, de tamaños de 70 MW y 150 MW, son las siguientes:

Tabla 18: Tamaño, Nivel de Tensión, Área requerida y Referencia de Plano - Unidad de Punta del tipo Central solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías en el SEN

Tamaño (MW)	Nivel Tensión (kV)	Terreno m^2 (hectareas)	Referencia Disposición General (Layout)
70MW	220	185.000 (185)	Ver plano CNE-20-001-516
150 MW	220	400.000 (400)	Ver plano CNE-20-001-517

El plano de Disposición General (Layout) de la Unidad de Punta para una central generadora del tipo solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías 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 bifacial[47] de alta eficiencia y durabilidad con una potencia del

[47] 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

orden de 0,5 kW cada uno. Los paneles son montados sobre estructuras de soporte con un eje móvil o seguidor, 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 funciónes 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.
- Sistemas de telecomunicaciones, SCADA y sistema de control.
- Transformadores de potencia. Los transformadores de baja tensión/media tensión se instalan en el exterior, junto a los inversores en las Estaciones Inversoras Transformadoras (EIT). Cada transformador recoge un inversor.

---

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.

- Sistemas de Almacenamiento de Energía, (ESS[48]), corresponde a un conjunto de baterías de iones de Litio (batería Li-Ion), la infraestructura del sistema ESS corresponderá a contenedores normalmente de 40 pies[49], 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. Asimismo, se realiza una sensibilidad considerando 5 horas promedio de almacenamiento.

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 almacenamiento mediante baterías Li-Ion, 304 kW Capacidad Nominal DC, 952 – 1224 Vdc.
- Módulos PCS – Sistema de conversión de potencia, bidireccional.
- Sistema de Control, Protección, Monitoreo y SCADA.
- Transformadores de poder 10 MVA, 33/0,69 kV.
- Container para Baterías y Módulos PCS.

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 m^3 y 10.000 m^3 para el tamaño 70 MW y 150 MW respectivamente.
- Por su parte, los caminos nuevos requieren un volumen de excavaciones/rellenos de aproximadamente 14.000 m^3/6.000 m^3 y 29.000 m^3/12.000 m^3 para el tamaño 70 MW y 150 MW respectivamente.

[48] Energy Storage System.

[49] 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.

- Asimismo, las fundaciones para la instalación de los paneles fotovoltaicos requieren un volumen de excavaciones/rellenos/hormigón de aproximadamente 80 m^3/60 m^3/22 m^3 y 180 m^3/130 m^3/50 m^3 para el tamaño 70 MW y 150 MW respectivamente.
- Adicionalmente, las canalizaciones y cámaras para el trazado de cables eléctricos requiere un volumen de excavaciones/rellenos/hormigón de aproximadamente 1.800 m^3/1.500 m^3/112 m^3 para las cámaras y 10.800 m^3/10.200 m^3 para canalizaciones del tamaño 70 MW. Por su parte, el tamaño 150 MW requiere un volumen de excavaciones/rellenos/hormigón de aproximadamente 3.700 m^3/3.000 m^3/230 m^3 para las cámaras y 22.200 m^3/21.200 m^3 para canalizaciones.

En Anexo 6 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 solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías) para los tamaños de 70 MW y 150 MW, considerando que el paño de conexión al sistema eléctrico correspondiente será en nivel de 220 kV.

Tamaño 70 MW: CNE-20-001-516

Tamaño 150 MW: CNE-20-001-517

5.4 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA, LÍNEA DE TRANSMISIÓN 220 KV Y PAÑO DE CONEXIÓN

La subestación eléctrica, línea de transmisión 220 kV y Paño de conexión serán diseñadas de igual forma para la conexión eléctrica de la Unidad de Punta de las distintas tecnologías en estudio.

Una descripción de cada una de estas instalaciones que permitirán la evacuación de la energía y potencia eléctrica generada por la Unidad de Punta y su conexión al SEN se describen a continuación.

5.4.1 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

La Unidad de Punta para todas las tecnologías en estudio contempla una Subestación Eléctrica de Salida[50], 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 50/65/80 MVA, 100/140/170 MVA y 200/265/340 MVA para los tamaños de 70 MW, 150 MW y 300 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.

[50] Ver Anexo 2.

Todo el equipamiento de maniobra es similar en capacidad de corriente para los tres rangos de potencia estudiados (70 MW, 150 MW y 300 MW), ya que corresponden a tamaños mínimos de fabricación estándar.

5.4.2 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 trasmisión 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 trasmitir 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. Par 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.
- 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.
- 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.

5.4.3 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[51]) 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 10.

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.
- Desconectadores Trifásico para 220 kV de 2.000 A, del tipo corte central, con puesta a tierra.
- Desconectadores 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, 150 MW y 300 MW), ya que corresponden a tamaños mínimos de fabricación estándar.

[51] Air Insulated Switchgear.

5.5 CENTRAL GENERADORA CON TURBINA A DIÉSEL/GAS NATURAL DE 2 MW Y 5 MW

5.5.1 REQUERIMIENTOS DE ESPACIO Y EQUIPAMIENTO PRINCIPAL

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 (TGCA) de tamaños de 2 MW y 5 MW se obtiene a partir de la Disposición General (Layout incorporado en el Anexo 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 (TGCA) de los tamaños antes indicados, son las siguientes:

Tabla 19: Tamaño, Nivel de Tensión, Área requerida y Referencia de Plano Unidad de Punta del tipo Turbinas gas en Ciclo Simple o Abierto en los SSMM

Tamaño (MW)	Terreno m^2 (hectareas)	Referencia Disposición General (Layout)
2	2,160 (0,216)	Ver Plano CNE-20-001-503
5	2.160 (0,216)	Ver Plano CNE-20-001-504

La Disposición General (Layout) de la Unidad de Punta (Turbina a Gas en Ciclo Abierto o Simple TGCA) 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 aeroenfriador, 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 Logísticos 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[52] para Gases de combustión con su correspondiente silenciador. La altura estimada de la chimenea para tamaño de 2 MW será de 5 m, para 5 MW de 10 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 considera el tamaño mínimo de fabricación estándar correspondiente a 630 A para los tamaños de 2 y 5 MW.
- 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 50 kVA y 100 k VA para los tamaños de 2 MW y 5 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 140 A y 350 A A para los tamaños de 2 MW y 5 MW respectivamente.

El BOP[53] se compone principalmente de las siguientes instalaciones:

---

[52] Las alturas estimadas de las chimeneas de gases de combustión para las turbinas a gas en ciclo simple o abierto se han estimado en base a la información disponible en las especificaciones técnicas que entregan los fabricantes.

[53] Para los distintos ítems del BOP mecánico se estimaron volúmenes y capacidades indicados en la sección 5.5.1. Los precios unitarios asociados fueron estimados en base a referencias del equipo Consultor para proyectos similares. Para efectos de la sensibilidad solicitada, pasar de 4 horas a 5 horas para el periodo de control, el impacto solo es relevante a nivel de los estanques de agua cruda, agua desmineralizada y combustible. El volumen de almacenamiento adicional de los estanques es proporcional a la variación del tiempo de almacenamiento.

Considerando que en los SSMM se hace uso de los estanques de agua cruda, agua desmineralizada y combustible de la infraestructura existente, en este caso no hay efectos por considerar esta sensibilidad.

- 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 45 m^3 para 5 MW y 10 m^3 para un tamaño de 2 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[54].
- 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.
- 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 615 Nm^3/h y 1.436 Nm^3/h para los tamaños de 2 MW y 5 MW respectivamente. Para determinar valor se consideró el heat rate bruto promedio de unidades de 2 MW[55] y 5 MW[56] de diferentes fabricantes[57.] 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 23 m^3 y 53 m^3 para los tamaños de 2 MW y 5 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 2 y 5 MW de diferentes fabricantes[2.] Contará con un rack de filtrado y bombeo de petróleo

---

[54] Establece Norma de Emisión para la regulación de contaminantes asociados a las descargas de residuos líquidos a aguas marinas y continentales superficiales, de fecha 30 de mayo de 2000 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia

[55] 14.272 BTU/kWh

[56] 10.797 BTU/kWh

[57] Referencia: GTW 2014-15 Handbook

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.

- 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 incluyeequipamiento 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 (TGCA) para los tamaños de 2 MW y 5 MW, considerando que el paño de conexión al sistema eléctrico correspondiente es en nivel de Media Tensión.

Tamaño 2 MW: CNE-11-002-503

Tamaño 5 MW: CNE-11-002-504

5.5.2 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.

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 (11,5 kV o 13,2 kV) y dependerá del punto de conexión. Para las maniobras que se requiera serán usados los interruptores y desconectadores 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 2,5 MVA y 6 MVA para los tamaños de 2 MW, y 5 MW respectivamente.
- Cables aislados de media tensión, con aislación solida tipo XLPE, clase 15 kV con una capacidad total de 300 A y 120 A para los tamaños de 5 MW y 2 MW respectivamente.

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.

Cabe destacar que en el caso de la subestación Tres Puentes perteneciente al SS.MM. 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 de los tamaños de 2 y 5 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 desconectador fusible, clase 15 kV, 200 A o 400 A para los tamaños de 2 MW y 5 MW respectivamente.

5.6 CENTRAL GENERADORA CON MOTOR – GENERADOR DIÉSEL DE 0,3 MW, 0,5 MW, 0,8 MW, 1,2 MW, 1,5 MW, 2 MW Y 5 MW

5.6.1 REQUERIMIENTOS DE ESPACIO Y EQUIPAMIENTO PRINCIPAL

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, 0,5 MW, 0,8 MW, 1,2 MW, 1,5 MW, 2 MW y 5 MW se obtiene a partir de la 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 20: Tamaño, Nivel de Tensión, Área requerida y Referencia de Plano Unidad de Punta del tipo Grupo Motor - Generador en los SSMM

Tamaño (MW)	Terreno m^2 (hectareas)	Referencia Disposición General (Layout)
0,3	506 (0,050)	Ver Plano CNE-20-001-505
0,5	579 (0,058)	Ver Plano CNE-20-001-505
0,8	580 (0,058)	Ver Plano CNE-20-001-506
1,2	580 (0,058)	Ver Plano CNE-20-001-507
1,5	580 (0,058)	Ver Plano CNE-20-001-508
2	600 (0,060)	Ver Plano CNE-20-001-509
5	600 (0,060)	Ver Plano CNE-20-001-510

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 aeroenfriador, 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 Logísticos 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[58] para gases de combustión con su correspondiente silenciador. La altura estimada de la chimenea para tamaño de 0,3 MW será de 2.5 m, para 1,2 MW de 4 m, para 1,5 MW de 4 m y para 2 MW de entre 5 y 6 m. 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, 3.000 A y 1.000 A para los tamaños de 1, 5 MW; 1,2 MW/1 MW; 0, 3 MW respectivamente. En el caso del tamaño de 2 MW y 5 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 2 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.

[58] Las alturas estimadas de las chimeneas de gases de combustión para las turbinas a gas en ciclo simple o abierto se han estimado en base a la información disponible en las especificaciones técnicas que entregan los fabricantes.

- 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, 5 MW; 1,2 MW/1 MW; 0, 3 MW respectivamente. En el caso del tamaño 2 MW se considera cable poder aislado clase 15 kV tipo XLPE, para la conexión del generador a la celda de media tensión.

El BOP[59] se compone principalmente de las siguientes instalaciones:

- 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 10 m^3 para los tamaños de 0.3 MW, 1,2MW, 1,5 MW y 2 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[60].
- 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 m^3 para un tamaño de 0,3 MW ;10 m^3 los tamaños de 0,8 MW, 1 MW y 1,2 MW; 23 m^3, para un tamaño de 2 MW y 53 m^3, para un tamaño de 5 MW calculada para

[59] Para los distintos ítems del BOP mecánico se estimaron volúmenes y capacidades indicados en la sección 5.6.1. Los precios unitarios asociados fueron estimados en base a referencias del Consultor para proyectos similares. Para efectos de la sensibilidad solicitada, pasar de 4 horas a 5 horas para el periodo de control, el impacto solo es relevante a nivel de los estanques de agua cruda, agua desmineralizada y combustible. El volumen de almacenamiento adicional de los estanques es proporcional a la variación del tiempo de almacenamiento.

Considerando que en los SSMM se hace uso de los estanques de agua cruda, agua desmineralizada y combustible de la infraestructura existente, en este caso no hay efectos por considerar esta sensibilidad.

[60] Establece Norma de Emisión para la regulación de contaminantes asociados a las descargas de residuos líquidos a aguas marinas y continentales superficiales, de fecha 30 de mayo de 2000 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia.

una operación semanal de 4 horas diarias durante 5 días, con un consumo estimado de 141 l/h, 288 l/h, 304 l/h y 592 l/h para los tamaños de 0,3 MW[61], 1 MW[62], 1,2 MW[63] y 2 MW[64] respectivamente. Para este cálculo se consideró el Heat Rate bruto promedio de unidades en estudio de diferentes fabricantes[65]. 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.

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 (GMG) para los tamaños de 0,3 MW, 0,5 MW, 0,8 MW, 1,2 MW, 1,5 MW, 2 MW y 5 MW, considerando que el paño de conexión al sistema eléctrico correspondiente es en nivel de Media Tensión.

Tamaño 0,3 MW: CNE-20-001-505

Tamaño 0,5 MW: CNE-20-001-505

Tamaño 0,8 MW: CNE-20-001-506

[61] 10.245 kJ/kWh.

[62] 8.928 kJ/kWh.

[63] 8.712 kJ/kWh.

[64] 7.884 kJ/kWh.

[65] Referencia: base de datos del Consultor.

Tamaño 1,2 MW: CNE-20-001-507

Tamaño 1,5 MW: CNE-20-001-508

Tamaño 2 MW: CNE-20-001-509

Tamaño 5 MW: CNE-20-001-510

5.6.2 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.

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 desconectadores 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, 0,63 MVA, 1 MVA, 1,5 MVA, 1,75 MVA, 2,5 MVA 6 MVA para los tamaños de 0,3 MW, 0,5 MW, 0,8 MW, 1,2 MW, 1,5 MW, 2 MW y 5 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.

5.6.3 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 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 desconectador fusible, clase 15 kV, 25kV 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 LOS DISTINTOS PROYECTOS ANALIZADOS

6.1 DETERMINACIÓN DE ÍTEMS INCLUIDOS EN LAS PARTIDAS DE COSTOS DE INVERSIÓN DE LOS DISTINTOS PROYECTOS ANALIZADOS

6.1.1 ANTECEDENTES

Con el propósito de poder determinar los costos de inversión de la Unidad de Punta[66], en los distintos emplazamientos[67] considerados se procedió a determinan las partidas de costos que forman parte del presupuesto, en base al diseño expuesto en el desarrollo del Capítulo 5 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 (TGCA), Grupo Motor-Generador (GMG), Central fotovoltaica con Sistema de Almacenamiento de Energía mediante baterías y Parque eólico con Sistema de Almacenamiento de Energía mediante baterías.

6.1.2 CENTRAL GENERADORA

6.1.2.1 Suministro de equipos principales. TGCA – GMG – Central eólica + BESS - Central solar fotovoltaica + BESS

Esta partida de costos engloba el suministro del equipamiento principal de la Unidad de Punta. A continuación, se detalla cado uno de los ítems contenidos en ella.

6.1.2.1.1 Equipamiento de Generación. TGCA - GMG - Parque eólico - Central fotovoltaica - sistema de almacenamiento de energia

- **Turbina a Gas y Generador Eléctrico.** Corresponde al valor del equipamiento principal de la unidad de generación eléctrica.
- **Aerogeneradores.** Corresponde al valor del equipamiento principal de la unidad generadora.
- **Paneles solares.** Corresponde al valor del equipamiento principal de la unidad generadora.
- **Baterías.** Corresponde al valor del equipamiento principal del sistema de almacenamiento de energía.

[66] En el Capítulo **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se ha determinado que la tecnología a utilizar para la Unidad de Punta c orresponde a Turbinas a Gas en Ciclo Simple o Abierto (TGCA), Central solar fotovoltaica o Parque eólico, ambas con sistemas de almacenamiento mediante baterías y Grupo Motor – Generador (GMG), dependiendo el sistema eléctrico al cual se conecte.

[67] Corresponde a las subestaciones del SEN y SSMM.

- **Equipos de monitoreo de emisiones de contaminantes SO2, NOx, MP** (CEMS: Continuous Emission Monitoring System). Corresponde al valor global del equipamiento del sistema de monitoreo continuo de emisiones (Solo TGCA).

6.1.2.1.2 Red de suministro de Petróleo. TGCA - GMG

Esta partida comprende:

- Estanque. Corresponde el valor del suministro del estanque puesto en obra (acero).
- 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.
- Bombas de Impulsión. Corresponde al valor de las bombas que impulsan el combustible a la turbina.
- Bombas de recepción. Corresponde al valor de las bombas que descargan los camiones de combustible al estanque.

6.1.2.1.3 Suministro de gas (Gasoducto). TGCA

Esta partida corresponde a los siguientes ítems:

- **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.

6.1.2.1.4 Red de suministro de agua. TGCA - GMG

- **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 Contra incendio**. Corresponde al valor global del sistema presurizado contra incendio 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.

6.1.2.1.5 Sistema de aire comprimido. TGCA - GMG

- **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.

6.1.2.1.6 Plataforma y fundaciones para aerogeneradores

Corresponde a las Obras Civiles principales para la instalación de los Aerogeneradores.

6.1.2.1.7 Sistemas Eléctricos Auxiliares. TGCA – GMG – Parque eólico + BESS – Central solar fotovoltaica + BESS

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.

6.1.2.2 Obras Civiles y Montaje. TGCA - GMG

Esta partida de costos engloba los costos asociados a las Obras Civiles requeridas por la central, y el montaje del equipamiento. A continuación, se detalla cado uno de los ítems contenidos en ella.

6.1.2.2.1 Infraestructura de la Central

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.

6.1.2.2.2 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 turbina.
- 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, monorrieles y elevador.
- Servicios de ingeniería asociados a la construcción.
- Servicios de carga, transporte y descarga.
- Tuberías, válvulas, fittings, soportes y colgadores.
- Montaje de gasoducto.

6.1.2.3 Obras Civiles y Montajes (Parque Eólico - Central solar fotovoltaica)

Esta partida de costos engloba los costos asociados a las Obras Civiles requeridas por la central, y el montaje del equipamiento. A continuación, se detalla cado uno de los ítems contenidos en ella.

6.1.2.3.1 Infraestructura de la Central

- Instalaciones de faenas.
- Caminos nuevos.
- Mejoramiento de caminos existentes.
- Plataformas y fundaciones Aerogeneradores.

6.1.2.3.2 Construcción y Montaje

Este ítem corresponde a las obras de construcción y montaje propiamente tal de cada central. Incluye entre otros aspectos:

- Plataformas y fundaciones.
- Canalizaciones y cámaras.

6.1.2.4 Ingeniería - TGCA - GMG

Se incluyen en este ítem toda la ingeniería de detalle necesaria para ejecutar la construcción de la central. Estos valores se aproximan considerando las HH de ingeniería necesarias para esta actividad.

6.1.2.5 Resumen de partidas de costos de central generadora

La Tabla 21 contiene la estructura de las respectivas partidas de costos incorporadas en el Anexo 3.

Tabla 21: Itemizado de partidas de costos – central generadora

		UNIDAD	CANTIDAD	SUMINISTRO IMPORTADO				NACIONAL		
				COSTO UNITARIO FOB	FLETES Y SEGUROS (3%)	ADUANA	TOTAL US$	UNITARIO	TOTAL US$	COSTO TOTAL US$
1.0	**CENTRAL GENERADORA**									
1.1.	**SUMINISTRO DE EQUIPOS**									
1.1.1	**EQUIPAMIENTO GENERACION**									
	Turbina a gas y Generador	gl								
	Equipos de monitoreo de emisiones de contaminantes SO2, Nox, MP (CEMS: Continuous emission monitoring system)	gl								
	SUBTOTAL SUMINISTRO EQUIPAMIENTO GENERACION									
1.1.2	**RED SUMINISTRO PETROLEO**									
	Estanque (680 m^3)	cu								
	Instrumentación	gl								
	Válvulas	gl								
	Bombas de Impulsión	cu								
	Bombas de recepción	cu								
	SUBTOTAL SUMINISTRO EQUIPOS PETROLEO									
1.1.3	**SUMINISTRO DE GAS**									
1.1.3.1	**Gasoducto**									
	Tuberias	km								
	Estaciones de Válvulas y Compresor	cu								
	Instrumentación	gl								
1.1.3.2	**Planta Satelital de Regasificación (PSR)**									
	Equipos principales									
	SUBTOTAL SUMINISTRO EQUIPOS GAS									
1.1.4	**RED SUMINISTRO AGUA**									
	Planta de Agua desmineralizada	cu								
	Estanque Agua Cruda	cu								
	Bombas impulsión agua cruda	cu								
	Estanque Agua Desmineralizada	cu								
	Bombas impulsión agua desmineralizada	cu								
	Sistema Contraincendio	cu								
	Instrumentación	gl								
	Válvulas	gl								
	SUBTOTAL SUMINISTRO EQUIPOS AGUA									
1.1.5	**SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO**									
	Compresores	cu								
	Acumulador	cu								
	Instrumentación	gl								
	Válvulas	gl								
	SUBTOTAL SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO									
1.1.6	**SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES**									
	Ducto de Barras	m								
	Transformadores SS/AA	gl								
	Interruptor de Generador	cu								
	Celdas Distribucion MT	gl								
	Celdas Distribucion BT y CCM	gl								
	Sistema Corriente Continua	gl								
	Generador de Emergencia	gl								
	Cables de Fuerza, Control e Intrumentacion	gl								
	Sistema de Control	gl								
	SUBTOTAL SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES									
1.2	**OBRAS CIVILES Y MONTAJE**									
1.2.1	**INFRAESTRUCTURA CENTRAL**									
	Terreno (82*160 m2)	m2								
	Servidumbre Gasoducto	m2								
	Instalaciones de faena	gl								
	Caminos, urbanización y cierros	gl								
	Movimientos de Tierra masivos	gl								
	Alumbrado Exterior	gl								
	SUBTOTAL INFRAESTRUCTURA									
1.2.2	**CONSTRUCCION Y MONTAJE**									
	Infraestructura y fundaciones turbina	gl								
	Planta Desmineralizadora	gl								
	Sistema de combustible liquido	gl								
	Edificios de administración, eléctrico, sala de control y edificios varios	gl								
	Sala de compresores	gl								
	Sistema contraincendio	gl								
	Sistema de suministro de gas	gl								
	Sistema abatimiento emisiones	gl								
	Instrumentación e instalaciones electricas	gl								
	Protección Catódica	gl								
	Pinturas	gl								
	Montaje grua portal, tecles, monorieles y elevador	gl								
	Servicios de ingeniería asociados a la construcción	gl								
	Servicios de carga, transporte y descarga	gl								
	Tuberías; válvulas; fittings, soportes y colgadores	gl								
	Montaje Gasoducto	km								
	SUBTOTAL CONSTRUCCION Y MONTAJE									
1.3	**INGENIERÍA**									
	Diseños de Ingeniería Central	gl								
	SUBTOTAL INGENIERÍA CENTRAL									
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL **SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL** **SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL**									

Del contenido de la tabla, para el caso de la central generadora, los ítemes principales de las partidas de costos son los siguientes:

- Suministro de equipos.
    - Equipamiento de generación.
    - Red de suminstro de petróleo (caso diésel y dual).
    - Suministro de gas (gas natural).
    - Red de suministro de agua.
    - Sistema de aire comprimido.
    - Sistema eléctrico auxiliar.
- Obras civiles y montaje.
    - Infraestructura central.
    - Construcción y montaje.
- Ingeniería.

Asimismo, en la tabla se destacan las distintas variables incorporadsa en cada una de las respectivas columnas que permiten determinar el valor de la partida de costos respectiva. Estas variables corresponden a las siguientes:

- Unidad (m2, km, gl, etc.).
- Cantidad.
- Suminstro importado (costo unitario FOB, fletes y seguros, aduana y total en US$).
- Suministro nacional (unitarios y total en US$).
- Costo total (US$).

6.1.3 SUBESTACIONES. TGCA – GMG - PARQUE EÓLICO + BESS - CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA + BESS

6.1.3.1 Equipamiento de Subestación de Salida

Partida que incluye el suministro del equipamiento principal de la subestación de salida de la Unidad de Punta. Incluye el equipamiento principal de maniobra de alta tensión, transformador elevador, sistema de comunicaciones y accesorios menores correspondientes a cable aéreo desnudo, cadenas de aisladores, ferretería, materiales para conexión a malla de tierra, panales de SS/AA entre otros.

6.1.3.2 Equipamiento de Subestación de Enlace

Partida que incluye el suministro del equipamiento principal del paño de ampliación a instalar en la subestación de conexión al sistema eléctrico correspondiente. Incluye el equipamiento principal de maniobra de alta tensión, sistema de comunicaciones y accesorios menores correspondientes a cable aéreo desnudo, cadenas de aisladores, ferretería, materiales para conexión a malla de tierra, panales de SS/AA.

6.1.3.3 Obras Civiles y Montaje

Esta partida de costos engloba los costos asociados a las obras civiles requeridas por la subestación y el montaje del equipamiento. A continuación, se detalla cada uno de los ítems contenidos en ella.

6.1.3.3.1 Infraestructura de la Subestaciones

Este ítem corresponde a las obras generales e iniciales necesarias para efectos de la construcción y montaje de la subestación de salida y del paño en la subestación de conexión Incluye entre otros aspectos:

- Instalaciones de faena.
- Caminos, urbanización y cierres.
- Movimientos de tierra.
- Alumbrado exterior.

6.1.3.3.2 Construcción y Montaje de la Subestación

En esta partida se incluyen todos los costos de obras civiles y montaje de las subestaciones, junto con suministro asociado. Incluye las estructuras metálicas y su montaje, malla de tierra y su montaje, cables de fuerza y control y su montaje, canalizaciones, montaje del equipamiento principal y sus accesorios, fundaciones, conexionado de alta tensión y servicios de ingeniería asociados a la construcción.

6.1.3.4 Ingeniería de la Subestación

Se incluye en este ítem toda la ingeniería[68] de detalle necesaria para ejecutar la Subestación. Estos valores se aproximan considerando las HH de ingeniería necesarias para el diseño detallado de la subestación.

6.1.3.5 Resumen de partidas de costos de la subestación

A continuación, para el caso de la subestación eléctrica, en la

Tabla 22 se detallan los ítemes principales de las partidas de costos.

[68] La Ingeniería de la subestación no es distinta según el tipo tecnología, ni según el tamaño de la Unidad de Punta.

Tabla 22: Itemizado de partidas de costos – subestación

		UNIDAD	CANTIDAD	SUMINISTRO IMPORTADO				NACIONAL		
				COSTO UNITARIO FOB	FLETES Y SEGUROS (3%)	ADUANA	TOTAL US$	UNITARIO	TOTAL US$	COSTO TOTAL US$
2	SUB-ESTACIONES									
2.1	EQUIPAMIEMTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV									
	Equipamiento Principal	gl								
	Conductores, Aisladores, Ferreteria y accesorios	gl								
	Malla de Tierra	gl								
	Paneles	gl								
	Otros	gl								
	Alumbrado de patio	gl								
	Conductores de Fuerza y Alumbrado	gl								
	Sistema de Comunicaciones	gl								
	Estructuras	gl								
	Transformador de poder 13,8/220 kV	c/u								
	SUBTOTAL SUBESTACION DE SALIDA									
2.2	EQUIPAMIENTOSUBESTACION ENLACE									
	Equipamiento Principal	gl								
	Conductores, Aisladores, Ferreteria y accesorios	gl								
	Malla de Tierra	gl								
	Paneles	gl								
	Otros	gl								
	Alumbrado de patio	gl								
	Conductores de Fuerza y Alumbrado	gl								
	Sistema de Comunicaciones	gl								
	Estructuras	gl								
	SUBTOTAL SUBESTACION									
2.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE									
2.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE									
	Terreno SSEE (23*25 m2)	m2								
	Instalaciones de faena	gl								
	Caminos, urbanización y cierros	gl								
	Movimientos de Tierra masivos	gl								
	Alumbrado Exterior	gl								
	SUBTOTAL INFRAESTRUCTURA SSEE									
2.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE									
	Montaje Equipos Principales	gl								
	Montaje Estructuras	gl								
	Montaje Conductor, Aisaldores y Conexionado Primario	gl								
	Fundaciones	gl								
	Canalizaciones	gl								
	Montaje Cables de Fuerza y Control	gl								
	Montaje Paneles	gl								
	Montaje	gl								
	Montaje malla de puesta a Tierra	gl								
	Servicios de ingeniería asociados a la construcción	gl								
	Servicios de carga, transporte y descarga	gl								
	SUBTOTAL CONSTRUCCION Y MONTAJE									
2.4	INGENIERIA									
	Diseños de Ingeniería Subestaciones	GL								
	SUBTOTAL INGENIERÍA SUBESTACIONES									
	SUBTOTAL SUBESTACIONES									

6.1.4 LÍNEA DE TRANSMISIÓN. TGCA - GMG - PARQUE EÓLICO - CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA

6.1.4.1 Suministro

Partida que incluye el suministro del equipamiento principal de la línea de transmisión de alta tensión. Incluye el conductor de energía, cable de guardia, cadenas de aisladores de suspensión y anclaje, ferretería, amortiguadores para los cables de guardia y anclaje y accesorios menores tales como planchas de numeración, planchas de peligro de muerte, protección anti trepado, balizas y peinetas de protección contra pájaros.

6.1.4.2 Obras Civiles y Montaje

6.1.4.2.1 Infraestructura de Línea de Transmisión

Este ítem corresponde a las obras generales e iniciales necesarias para efectos de la construcción y montaje de la línea de transmisión. Incluye entre otros aspectos:

- Instalaciones de faena.
- Caminos de acceso.
- Servidumbre.
- Despeje de franja de servidumbre.
- Movimientos de tierra.

6.1.4.2.2 Construcción y Montaje de la línea de transmisión

En este ítem se incluyen todos los costos de obras civiles y montaje de la línea de transmisión, junto con suministro asociado. Incluye las estructuras metálicas reticuladas de suspensión y anclaje y su montaje, puesta a tierra de las torres y su montaje, excavaciones y fundaciones de las torres de suspensión y anclaje, tendido del conductor y del cable de guardia, replanteo y servicios de ingeniería asociados a la construcción.

6.1.4.3 Ingeniería de la línea de transmisión

Se incluyen en este ítem toda la ingeniería[69] de detalle necesaria para ejecutar la línea de transmisión. Estos valores se aproximan considerando las HH de ingeniería necesarias para el diseño detallado de la línea de transmisión.

6.1.4.4 Resumen de partidas de costos de la línea de transmisión

Para el caso de la línea de transmisión, en la Tabla 23, se presentan los ítemes de las partidas de costos.

[69] La Ingeniería de la subestación no es distinta según el tipo tecnología, ni según el tamaño de la Unidad de Punta.

Tabla 23: Itemizado de partidas de costos – línea de transmisión

		UNIDAD	CANTIDAD	SUMINISTRO IMPORTADO				NACIONAL		
				COSTO UNITARIO FOB	FLETES Y SEGUROS (3%)	ADUANA	TOTAL US$	UNITARIO	TOTAL US$	COSTO TOTAL US$
3	**LINEA AEREA 220 kV**									
3.1	**SUMINISTRO**									
	Estructuras de Suspension	Tons								
	Estructuras de Anclaje	Tons								
	Conductores de Fase	km								
	Cable de Guardia OPGW	km								
	Cadenas de Suspension	c/u								
	Cadenas de Anclaje	c/u								
	Aisladores	c/u								
	Cadenas Suspension y Anclaje Cable OPGW	gl								
	Acccesorios Conductor de Fase	gl								
	Acccesorios Cable de Guardia	gl								
	Puesta a Tierra	m								
	Accesorios Torre	Torre								
	SUBTOTAL SUMINISTRO									
3.2	**OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION**									
3.2.1	**INFRAESTRUCTURA LINEA**									
	Instalaciones de faena	gl								
	Caminos de Acceso	m								
	Servidumbre	m2								
	Roce y Despeje Franja	m2								
	Replanteo	km								
	Estudio Suelo	Torre								
	SUBTOTAL INFRAESTRUCTURA LINEA DE TRANSMISION									
3.2.2	**CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION**									
	Montaje Estructuras	Ton								
	Montaje Conductor de fase	km-linea								
	Montaje Cable de Guardia	km								
	Montaje Aislacion y Ferreteria Torre Suspension	Torre								
	Montaje Aislacion y Ferreteria Torre Anclaje	Torre								
	Montaje Cadenas y Ferreteria OPGW	Torre								
	Excavación	m3								
	Hormigon H25	m3								
	Hormigon H10	m3								
	Relleno Compactado	m3								
	Moldaje	m2								
	Armadura	kg								
	Puesta tierra	gl								
	Terminaciones	Torre								
	Servicios de ingeniería asociados a la construcción	gl								
	Servicios de carga, transporte y descarga	gl								
	SUBTOTAL CONSTRUCCION Y MONTAJE									
3.3	**INGENIERIA**									
	Diseños de Ingeniería Línea de Transmision	gl								
	SUBTOTAL INGENIERIA LINEA DE TRANSMISION									
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION									

6.1.5 GASTOS GENERALES DE LA CENTRAL GENERADORA

Se consideran los costos correspondientes a gastos generales habituales en este tipo de obras y que son los siguientes:

- **Servicios de ingeniería, estudios y administración del proyecto:** Corresponde a los gastos de los servicios de ingeniería y administración del proyecto que requiere el propietario desde los estudios básicos hasta el término del proyecto. Se incluyen los estudios de terreno específicos de cada localización. Se ha estimado esta componente como 3,5% del costo total de la unidad generadora, subestación y línea de transmisión
- **Gestión DIA[70]/EIA[71]:** Corresponde a los gastos de servicios de consultoría y gastos de gestión de la Declaración de Impacto Ambiental o Estudio de Impacto Ambiental, desde los inicios del proyecto hasta su término. Se han considerado valores de mercado para cada tipo de central.
- **Costos de terrenos, permisos y concesiones:** Contempla el costo por adquisición de terrenos, permisos y concesiones de todo tipo. Se ha estimado esta componente como 0,5% del costo total de la unidad generadora, subestación y línea de transmisión
- **Compensaciones a la comunidad y relacionamiento comunitario:** Se consideran en este presupuesto eventuales costos por concepto de compensaciones a la comunidad y relacionamiento comunitario, en la forma de pagos a organizaciones civiles, municipalidades, pavimentación de caminos y otros. Dichas compensaciones se estimaron como un porcentaje de total del costo de inversión (sin gastos generales) de la unidad de punta, subestación y línea de transmisión. Se ha estimado esta componente como un 2% del costo total de la unidad generadora, subestación y línea de transmisión.
- **Gastos de puesta en marcha:** Corresponde a los gastos iniciales de puesta en marcha de cargo del propietario, en especial el combustible utilizado en las pruebas sin generación eléctrica y gastos de personal especializado externo.
- **Varios:** Gastos varios adicionales de cargo del propietario, que inevitablemente se producirán y que se estiman en un 0,5% del costo total de suministro y construcción.
- **Contingencias:** Se ha considerado un costo para los imprevistos que puedan surgir durante el desarrollo de la obra y que no están cubiertos por los costos del itemizado principal. Se ha estimado en un 1% del costo total de la unidad generadora, subestación y línea de transmisión.

Por último, para el caso de los gastos generales del propietario, en la Tabla 24 se presentan los ítemes principales de las partidas de costos.

[70] Declaración de Impacto Ambiental.

[71] Estudio de Impacto Ambiental.

Tabla 24: Itemizado de partidas de costos – gastos generales del propietario

		UNIDAD	CANTIDAD	SUMINISTRO IMPORTADO				NACIONAL		
				COSTO UNITARIO FOB	FLETES Y SEGUROS (3%)	ADUANA	TOTAL US$	UNITARIO	TOTAL US$	COSTO TOTAL US$
4.0	**GASTOS GENERALES PROPIETARIO**									
	Servicios de ingenieria, estudios y administración del proyecto	gl								
	Gestión EIA	gl								
	Costos de terrenos, permisos y concesiones	gl								
	Compensaciones a la comunidad	gl								
	Gastos de puesta en marcha	gl								
	Varios	gl								
	Contingencias	gl								
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES - DIESEL **SUBTOTAL GASTOS GENERALES - GAS NATURAL** **SUBTOTAL GASTOS GENERALES - DUAL**									

6.2 DETERMINACIÓN DE ÍTEMS INCLUIDOS EN LAS PARTIDAS DE COSTOS FIJOS DE OPERACION LOS DISTINTOS PROYECTOS ANALIZADOS

6.2.1 ANTECEDENTES

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 centrales. En el presente capítulo se indican dichas partidas de costo y se detallan los componentes de cada una de ellas.

6.2.2 COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN

6.2.2.1 Costos fijos Operacionales

Se consideran los costos de personal y gastos generales correspondientes a la operación de la Unidad de Punta.

6.2.2.2 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, por sus siglas en inglés).

Esta estimación se realizó para cada tecnología según el personal requerido. Se debe considerar que esta estimación es independiente del tamaño.

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.

6.2.2.3 Costo de capital del petróleo almacenado

Es el costo del almacenamiento de petróleo en el estanque de la Central, 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 para este tipo de centrales. Este costo de capital aplica las tecnologías del tipo turbina a gas en ciclo simple o abierto y grupo motor – generador utilizando combustible diésel (casos diésel y 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 horas

anuales. Además, se estima que el stock de seguridad de petróleo diésel almacenado debería ser del orden de un 60%, permitiendo en caso de operación imprevista disponer de un periodo adecuado de autonomía mientras se da la orden para realizar el abastecimiento del combustible mediante camiones.

6.2.2.4 Costo 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.

Adicionalmente, los repuestos considerados se utilizan durante el periodo de control para el periodo 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 central.

6.2.2.5 Costo fijo de operación y mantención de 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 3 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.

6.2.2.6 Costo fijo inspección y mantenimiento de la línea de transmisión

Corresponde al costo del servicio de inspección y mantenimiento menores de línea de trasmisión 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. De esta manera, se estima que se requiere un día mensual para estas labores.

6.2.2.7 Costo de las pérdidas de 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 la sección 5.4.1. 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, 92,1 kW para el caso de 150 MW y 157,5 kW para el caso de 300 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.

6.2.2.8 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).

Asimismo, los costos de seguros para la operación de la central generadora (Unidad de Punta) están considerados en el costo fijo de la central generadora.

6.2.2.9 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.

6.2.2.10 Costo 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 operando con petróleo Diésel y Gas Natural.

El presente documento 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 SO_2, 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 de Aire

La normativa ambiental de calidad de aire aplicable a las unidades de punta en estudio son las siguientes:

- D.S. Nº 59, de 1998, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia de la República. Establece norma de calidad primaria para material particulado respirable MP10, en especial de los valores que definen situaciones de emergencia.
- 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 113, de 2002, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia de la República. Establece norma primaria de calidad de aire para dióxido de azufre (SO2)
- D.S. Nº 114, de 2002, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia de la República. 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 12, de 2011, del Ministerio del Medio Ambiente. Establece norma primaria de calidad ambiental para material particulado fino respirable MP2.5.
- 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).

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 requieren realizar mediciones en terreno y realizar 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 son las siguientes:

- D.S. Nº 4, de 1992, del Ministerio de Salud. Establece norma de emisión de material particulado a fuentes estacionarias puntuales y grupales. Establece normas de emisión de material particulado para fuentes estacionarias existentes, grupales y puntuales de la Región Metropolitana. Establece un límite de emisión de 112 mg/Nm3 y la obligación de comprensión de emisiones. Dicha obligación es la misma que se indica en el PPDA[72] de la Región Metropolitana.
- D.S. Nº 13, de 2011, del Ministerio del Medio Ambiente. Establece norma de emisión para centrales termoeléctricas. Las emisiones máximas que estable esta normativa para unidades de generación eléctrica nuevas, sobre los 50 MWt, se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 25: 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

[72] Plan de Prevención y Descontaminación Ambiental.

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 (N_2), dióxido de carbono (CO_2), 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 NOx, 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 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 (SO_2) 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[73] con contenido de azufre de 50 ppm, que es el de uso generalizado y diésel grado

[73] Ver https://www.enap.cl/pag/511/1574/Diésel_gradob2

A1[74] 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, 150 MW y 300 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 15/167 MWe por lo tanto esta restricción en el D.S. 13 no aplica.

7.2.3 SISTEMA DE MONITOREO CONTINUO DE EMISIONES

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.

[74] Ver https://www.enap.cl/pag/121/1006/petróleo_Diésel_grado_a1

Tabla 26: Emisiones estimadas Turbinas a Gas – Limite Emisión PPDA RM – Limite Emisión D.S. 13

EMISIONES ESTIMADAS					Limte de Emision según PPDA RM (kg/año)	Limite de Emision por chimenea D.S.13
Contaminante	Rango de Potencia (MW)	Emision Estimada (kg/h)	Emision Anual SEN (kg/año)	Emision Anual (mg/Nm^3)	Articulo Nº 64	mg/Nm^3
Diesel 50 ppm, con inyeccion de agua						
NOX	70	42,1	22.239	86,1	8.000	120
	150	90,9	48.006	86,1		
	300	160,7	84.844	86,1		
CO	70	14,7	7.772	30,1	N.A	N.A
	150	31,8	16.775	30,1		
	300	56,2	29.647	30,1		
TOC	70	3,1	1.626	6,3	N.A	N.A
	150	6,7	3.511	6,3		
	300	11,8	6.204	6,3		
MP	70	7,4	3.886	15,0	2.500	30
	150	15,9	8.385	15,0		
	300	28,1	14.821	15,0		
SO2	70	16,7	8.818	34,1	10.000	10
	150	36,1	19.040	34,1		
	300	63,7	33.649	34,1		
Diesel 15 ppm, con inyeccion de agua						
NOX	70	42,1	22.245	86,1	8.000	120
	150	90,9	48.016	86,1		
	300	160,7	84.865	86,1		
CO	70	14,7	7.772	30,1	N.A	N.A
	150	31,8	16.780	30,1		
	300	56,2	29.652	30,1		
TOC	70	3,1	1.626	6,3	N.A	N.A
	150	6,7	3.511	6,3		
	300	11,8	6.209	6,3		
MP	70	7,4	3.886	15,0	2.500	30
	150	15,9	8.390	15,0		
	300	28,1	14.826	15,0		
SO2	70	5,0	2.645	10,2	10.000	10
	150	10,8	5.713	10,2		
	300	19,1	10.095	10,2		
Gas Natural, con quemadores Low Nox						
NOX	70	14,2	7.503	28,5	8.000	120
	150	32,8	17.340	28,5		
	300	58,0	30.645	28,5		
CO	70	5,6	2.930	9,4	N.A	N.A
	150	12,0	6.331	9,4		
	300	21,2	11.183	9,4		
TOC	70	4,6	2.445	8,7	N.A	N.A
	150	10,0	5.275	8,7		
	300	17,7	9.324	8,7		
MP	70	4,3	2.270	8,1	2.500	30
	150	9,3	4.900	8,1		
	300	16,4	8.659	8,1		

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, NOx 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 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 NOx y el MP en los tres niveles de potencia.

En el caso del NOx, dados los niveles de emisión estimadas, 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 NOx (DLN). La opción de abatir mayores cantidades de NOx en los gases seria 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 NOx, 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 NOx. 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 (en adelante, "PPDA") 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 presenta relación con la necesidad de compensación en caso de ser necesaria la tramitación del proyecto frente al SEA, pero en ningún caso prohíbe la instalación, como tampoco impone requisitos específicos para este tipo de proyectos, 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 indicados en la presente sección, ninguna de las subestaciones del SEN podría quedar fuera para las etapas siguientes del estudio. El caso particular de la Subestaciones Polpaico y Lo Aguirre emplazadas en la Región Metropolitana, declarada zona saturada se ha considera 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 CUMPLIMIENTO NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO Y CAPACIDAD DE PARTIDA AUTONOMA (BLACK START[75])

8.1 CUMPLIMIENTO NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO

Respecto a la inclusión de elementos para el cumplimento de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTS&CS), cabe destacar que considerado la especificidad de la gran mayoría de los requisitos indicados en el Capítulo 10 de la NTSyCS aplicables a instalaciones de generación, no es posible evaluarlos en detalle en el presente Informe Técnico, dado que para esto se requiere etapas avanzadas del desarrollo de un proyecto.

Para estos efectos se asume que el equipamiento de generación y el diseño de la central cumplen con dichos requisitos. Dicho supuesto es razonable dado que en general su cumplimiento no representa un sobrecosto relevante respecto al equipamiento estándar de generación actual y puede ser asumido por los imprevistos del proyecto.

De todas maneras, cabe destacar en las estimaciones de costos se considerará que todos los sistemas de protección para puntos de conexión en alta tensión sean redundantes y la presencia de un canal de comunicaciones vía fibra óptica para el envío en tiempo real de las señales requeridas al centro de control respectivo, en concordancia con los requisitos de la NTSyCS.

Respecto al cumplimiento de los estándares de calidad y seguridad de servicio indicados en el Capítulo 5 de la NTSyCS, se destaca que ellos sirven como criterios para evaluar la factibilidad técnica de una unidad generadora (Unidad de Punta) conectada a una barra en específico.

Lo anterior dice relación con que las unidades de punta se instalan, por minimización de costos, en puntos de conexión donde no sea necesario incluir elementos adicionales, tales como equipos de compensación o nuevas obras de trasmisión para el refuerzo del sistema, de tal manera de viabilizar la conexión de la Unidad de Punta. Por lo anterior, no se consideran equipos de compensación u otras obras de transmisión en la estimación de costos.

Cabe destacar que en la estimación de costos del sistema de comunicación y de los elementos de medición de la Unidad de Punta se consideran las exigencias del Capítulo 4 de la NTSyCS en relación con la necesidad de contar con un sistema de medida con interrogación remota y un sistema de comunicaciones que envíe los datos requeridos por el sistema de monitoreo.

[75] Partida en Negro

8.2 CAPACIDAD DE PARTIDA AUTÓNOMA (BLACK START)

No se incorporan costos de inversión adicionales asociados a la capacidad de partida autónoma, dado que de acuerdo con lo establecido en el Decreto Supremo N° 130 de 2011 del Ministerio de Energía, Norma Técnica de Servicios Complementarios[76] y el Estudio anual de Costos de SSCC del Coordinador Eléctrico Nacional corresponde a un Servicio Complementario (SSCC) remunerado de acuerdo con los procedimientos antes indicados. Por lo anterior, en la determinación de los costos de inversión de la Unidad de Punta se excluirá este concepto de tal manera de que dicha remuneración no sea duplicada.

[76] Resolución Exenta CNE número 786/2019

9 ESTUDIOS ELÉCTRICOS PARA LA CONEXIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA

9.1 RESUMEN

El presente capitulo 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 4 del presente informe.

El objetivo del análisis es determinar para distintas alternativas de conexión y potencia de la Unidad de Punta, la factibilidad técnica y cumplimiento de la NTSyCS. Para ello se realizan los siguientes estudios:

- Estudio de flujos de potencia.
- Estudio de estabilidad.
- Estudios de cortocircuito.

En base a los análisis realizados en el desarrollo de este informe, se encontró que en el SEN existen situaciones donde la Unidad de Punta provoca la saturación de tramos de transmisión directamente adyacentes. Motivo de lo anterior, producto de dichas restricciones de transmisión existen ubicaciones donde no es posible la conexión de una Unidad de Punta.

En el caso de los Sistemas Medianos, dado que en general las barras en las que se encuentran conectados los generadores corresponden a las barras en las que se ubican los alimentadores que abastecen los consumos, no puede atribuirse a la inclusión de la central de punta la existencia de sobrecargas en los alimentadores de la red. Por tanto, desde el punto de vista de los estudios de flujo de potencia las centrales de punta de 0,3[MW], 0,5[MW], 0,8[MW], 1,2[MW], 1,5[MW], 2[MW] y 5[MW] no existen restricciones para conectarse en las barras que ya son utilizadas para inyección en los sistemas medianos.

A continuación, se resume la factibilidad encontrada para el SEN y los Sistemas Medianos, cuya metodología y cálculos es posible encontrarlos en el Anexo 4:

Tabla 27: Resumen de factibilidad de conexión en régimen permanente para distintas potencias de Unidad de Punta en el SEN

SUBESTACIÓN	TURBINA A GAS EN CICLO ABIERTO			PARQUE EÓLICO + BESS		PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO + BESS	
	70 MW	150 MW	300 MW	70 MW	150 MW	70 MW	150 MW
Parinacota 220 kV	SI	X	X	-	-	-	-
Cóndores 220 kV	SI	SI	SI	-	-	SI	SI
Nueva Pozo Almonte 220 kV	SI	SI	SI	-	-	SI	SI
Kimal 220 kV	SI	SI	SI	-	-	SI	SI
Laberinto 220 kV	SI	SI	SI	-	-	SI	SI
Kapatur 220 kV	SI	SI	SI	-	-	SI	SI
Centinela 220 kV	SI	X	X	-	-	SI	X
Illapa 220 kV	SI	SI	SI	-	-	SI	SI
Nueva Cardones 220 kV	SI	SI	SI	-	-	SI	SI
Nueva Pan de Azúcar 220 kV	SI	SI	SI	-	-	-	-
Nogales 220 kV	SI	SI	SI	-	-	-	-
Polpaico 220 kV	SI	SI	SI	-	-	SI	SI
Lo Aguirre 220 kV	SI	SI	SI	-	-	-	-
Candelaria 220 kV	SI	SI	SI	-	-	-	-
Entre Ríos 220 kV	SI	SI	SI	SI	SI	-	-
Ciruelos 220 kV	SI	SI	SI	-	-	-	-
Tineo 220 kV	SI	SI	SI	SI	SI	-	-

Tabla 28: Resumen de factibilidad de conexión en régimen permanente para distintas potencias de Unidad de Punta en los SSMM

SUBESTACIÓN	TECNOLOGÍA	TAMAÑO UNIDAD DE PUNTA [MW]	FACTIBILIDAD
Hornopirén 23 kV	Grupo Motor - Generador	0,5	SI
Cochamó 23 kV	Grupo Motor - Generador	0,5	SI
Palena 23 kV	Grupo Motor - Generador	0,3	SI
Chacabuco 33 kV	Grupo Motor - Generador	0,8	SI
Tehuelche 23 kV	Grupo Motor - Generador	2,0	SI
General Carrera 23 kV	Grupo Motor - Generador	0,3	SI
Puerto Natales 13,2 kV	Grupo Motor - Generador	1,5	SI
	Turbina a gas en ciclo abierto	2,0	SI
Tres Puentes 13,2 kV	Grupo Motor - Generador	2,0	SI
	Grupo Motor - Generador	5,0	SI
	Turbina a gas en ciclo abierto	2,0	SI
	Turbina a gas en ciclo abierto	5,0	SI
	Parque eólico + BESS	6,0	SI
Porvenir 13,8 kV	Grupo Motor - Generador	1,2	SI
	Turbina a gas en ciclo abierto	2,0	SI
Puerto Williams 13,2 kV	Grupo Motor - Generador	0,3	SI

Por otra parte, el análisis de corotocircuito determinó los niveles de corrientes de falla en las barras en estudio, estableciendo la variación que provoca la incorporación de la Unidad de Punta en dichos niveles, a la vez que estableció los máximos niveles de cortocircuito que deben despejar los interruptores. El cálculo se realizó conforme al procedimiento establecido en la Norma IEC 60909.

De los resultados obtenidos en el estudio de cortocircuito se desprende que los interruptores de las subestaciones que ven al límite su capacidad de ruptura son lo que se listan a continuación:

- Para el caso base, los interruptores de la S/E Charrúa tienen un 10% de holgura, variando entre un 2% y 7% según la ubicación de la Unidad Punta, llegando a su mínimo cuando la Unidad de Punta se conecta en la S/E Entre Ríos.
- En la S/E Los Changos existe una disponibilidad de 18% en su caso base, mientras que varía entre un 5% y 11% según la ubicación de la Unidad Punta, llegando a su mínimo cuando la Unidad de Punta se conecta en la S/E Kapatur.
- Tres Puentes 13,2 [kV], debido a que se aprecia un sobrepaso de un 3% en la capacidad de ruptura en el interruptor de mayor capacidad de la S/E Tres Puentes 13,2 [kV] cuando en la misma barra se encuentra una Unidad de Punta inyectando 5 [MW] y ocurre un cortocircuito monofásico a tierra en esta subestación.

Con respecto a los análisis dinámicos del SEN, estos se realizaron sólo para aquellos escenarios en los que se observaron problemas en el estudio estático. En la desconexión intempestiva de la Unidad Punta se observa que se cumple con la exigencia de un amortiguamiento mínimo del 5 [%]. En cambio, para la falla trifásica en línea cercana a la Unidad de Punta, hay cumplimiento normativo para todas las ubicaciones salvo cuando dicha unidad se conecta en S/E Parinacota donde se llega a solo un 3,05 [%] de amortiguamiento, cuando existe un despacho de 70 [MW].

9.2 DESARROLLO DEL ESTUDIO SISTÉMICO

En el Anexo 4 adjunto al presente Informe, está disponible el Estudio de Impacto Sistémico 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 AL SISTEMA ELÉCTRICO

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 al sistema eléctrico. Dicho costo está compuesto por las dos siguientes grandes categorías:

- Costos de Subestaciones: Subestación de salida y paño de conexión en subestación del Sistema de Transmisión Nacional.
- 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 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 5 del presente Informe. Para los costos de conexión al SEN se ha considerado una sola estructura común y para los costos de conexión a los SSMM otra distinta.

Las fuentes de información de precios unitarios y su forma de uso se indica en la sección 11.1.2. A continuación, se procede a explicitar y explicar cada una de las partidas asociadas a los costos de conexión.

10.2 COSTOS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

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:

- Un (1) 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 50/65/80 MVA, 100/140/170 MVA y 200/265/340 MVA para los tamaños de 70 MW, 150 MW y 300 MW, respectivamente.

- Un (1) Interruptor trifásico SF6 para 220 kV, de 2.000 A.
- Un (1) Desconectador trifásico para 220 kV de 2.000 A, del tipo corte central, con puesta a tierra.
- Un (1) Desconectador trifásico para 220 kV de 2.000 A, del tipo corte central, sin puesta a tierra.
- Tres (3) Transformadores de potencial monofásicos para 220 kV.
- Tres (3) Transformadores de corriente monofásicos para 220 kV.
- Tres (3) 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, 150 MW y 300 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, 150 MW y 300 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 MT/220 KV

Esta categoría agrupa a todas las partidas de la subestación de salida de la Unidad de Punta. Se destaca que en ella está incluido el transformador de poder elevador de la unidad generadora y los elementos de conexión de él hasta el patio de alta tensión.

10.2.1.1 Equipamiento Principal

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.

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

10.2.1.2 Conductores, Aisladores, Ferretería y accesorios

Corresponde al suministro de conductores desnudo, 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.

10.2.1.3 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.

10.2.1.4 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 de la Unidad de Punta.

10.2.1.5 Otros

Esta partida agrupa el suministro de elementos menores tales como HVAC[77] para la sala de gabinetes local de la subestación.

10.2.1.6 Alumbrado de patio

En esta partida se incluye el suministro necesario para al alumbrado exterior del patio, tales como reflectores, postes, cajas de enchufes exteriores para el patio y el conductor requerido para la alimentación eléctrica.

10.2.1.7 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.

10.2.1.8 Sistema de Comunicaciones

En esta partida se incluye el suministro del equipamiento necesario para trasmitir 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.

10.2.1.9 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).

10.2.1.10 Transformador de poder 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

[77] Heating – Ventilation - Air Conditioning.

de una capacidad de aproximadamente 50/65/80 MVA, 100/140/170 MVA y 200/265/340 MVA para los tamaños de 70 MW, 150 MW y 300 MW respectivamente.

La conexión el trasformador 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).

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.

10.2.2.1 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 considerado diseño típicos de subestación presentes en el 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
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 monopolar pantógrafo, 2000 A, clase 245 kV	0	0	0	0	6	
Aisladores De Pedestal	3	6	6	9	9	6
Modulo GIS, 245 kV	0	0	0	0	0	1

10.2.2.2 Conductores, Aisladores, Ferretería y accesorios

Corresponde al suministro de conductores desnudo, 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.

10.2.2.3 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.

10.2.2.4 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 considera 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.

10.2.2.5 Otros

Esta partida agrupa el suministro de elementos menores tales como HVAC para la sala de gabinetes local de la subestación.

10.2.2.6 Alumbrado de patio

En esta partida se incluye el suministro necesario para al alumbrado exterior del patio, tales como reflectores, postes, cajas de enchufes exteriores para el patio y el conductor requerido para la alimentación eléctrica.

10.2.2.7 Conductores de Fuerza y control

En esta partida se incluye el suministro de cables de fuerza, necesarios 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.

10.2.2.8 Sistema de Comunicaciones

En esta partida se incluye el suministro del equipamiento necesario para trasmitir 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.

10.2.2.9 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).

10.2.3 Infraestructura

10.2.3.1 Terreno SSEE

Corresponde al costo del terreno asociado a la subestación de salida.

10.2.3.2 Instalaciones de faena

Corresponde al costo incurrido por hablar la instalación de faenas requerida para la construcción de la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

10.2.3.3 Caminos, urbanización y cierros

Corresponde al costo incurrido por la construcción de los caminos interiores, los cierres de los patios, la castea local del paño y otros ítems varios como limpieza de la zona y gravillado, tanto para la de la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

10.2.3.4 Movimientos de Tierra masivos

Corresponde costo estimado del movimiento de tierra necesario de la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

10.2.3.5 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 SSEE

10.2.4.1 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.

10.2.4.2 Montaje estructuras

Corresponde al costo de montaje de los elementos incluidos en la partida Estructuras de la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

10.2.4.3 Montaje conductor, ailadores y conexionado primario

Corresponde al costo de montaje de los elementos incluidos en la partida Conductores, Aisladores, Ferretería y accesorios, incluyendo las labores de conexionado de alta tensión de la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

10.2.4.4 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.

10.2.4.5 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.

10.2.4.6 Montaje cables de fuerza y control

Corresponde al costo de montaje de los elementos incluidos en la partida Cables de Fuerza y Control (tendido) de la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

10.2.4.7 Montaje paneles

Corresponde al costo de montaje de los elementos incluidos en la partida Paneles, incluido armado, montaje y ajuste de protecciones de la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

10.2.4.8 Montaje otros

Corresponde al costo de montaje de los elementos incluidos en la partida Otros de la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

10.2.4.9 Montaje malla de puesta a tierra

Corresponde al costo de montaje de los elementos incluidos en la partida Malla de Tierra (tenido y ejecución de soladuras) de la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

10.2.4.10 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) e la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

10.2.4.11 Servicios de carga, transporte y descarga

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

10.2.5.1 DISEÑOS 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 DE TRANSMISIÓN PARA 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 trasmisión 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, 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 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 trasmitir 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. Par 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

10.3.1.1 Estructuras de Suspensión

Corresponde costo de suministro de estructuras reticuladas autos portadas de acero galvanizado de suspensión de simple circuito con extensión para cable de guardia.

10.3.1.2 Estructuras de Anclaje

Corresponde costo de suministro de estructuras reticuladas autos portadas de acero galvanizado de suspensión de simple circuito con extensión para cable de guardia. En esta partida se agrupan las estructuras de anclaje liviano (deflexión de hasta 30° típicamente) y anclaje pesado (deflexión hasta 70° típicamente.).

10.3.1.3 Conductores de Fase

Corresponde 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 y 150 MW: Un Conductor AAAC por fase, Código Flint.
- 300 MW: Un Conductor AAAC por fase, Código Greeley.

10.3.1.4 Cable de Guardia OPGW

Corresponde costo de suministro del cable de guardia tipo OPGW. Este elemento se ha considerado como parte del diseño tipo de la línea para efectos de proveer protección contra descargas atmosféricas y para proveer de un canal de comunicación de alta hasta la subestación de conexión.

10.3.1.5 Cadenas de Suspensión

Corresponde 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.

10.3.1.6 Cadenas de Anclaje

Corresponde 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.

10.3.1.7 Aisladores

Corresponde al costo de los aisladores requeridos para la línea de trasmisión. 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 aplica factores de ajuste por altitud.

Los tipos y cantidades de equipamiento se han definido en función de lo requerido para la configuración respectiva y considerado diseño típicos de subestación presentes en el SEN.

10.3.1.8 Cadenas Suspensión y Anclaje Cable OPGW

Corresponde costo de suministro de cadenas de suspensión y anclaje para cable OPGW, las que se requieren para la sujeción del cable de guardia OPGW a las estructuras de suspensión y anclaje.

10.3.1.9 Accesorios Conductor de Fase

Corresponde costo de suministro de los accesorios del conductor de fase. Dichos accesorios en este caso corresponden a amortiguadores stockbridge, preformadas y empalmes.

10.3.1.10 Accesorios Cable de Guardia

Corresponde costo de suministro de los accesorios del conductor de guardia. Dichos accesorios en este caso corresponden a amortiguadores stockbridge y cajas de empalme.

10.3.1.11 Puesta a Tierra

Corresponde costo de suministro de los elementos de la puesta a tierra de las estructuras de línea los que corresponden a pletinas de acero galvanizado.

10.3.1.12 Accesorios Torre

Corresponde costo de suministro de accesorios de las estructuras de línea. Dichos accesorios considerados en la estimación corresponden a las placas de numeración, peligro, dispositivo anti escalamiento y peinetas contra pájaros.

10.3.2 Infraestructura línea

10.3.2.1 Instalaciones de faena

Corresponde al costo incurrido por habilitar la instalación de faenas requerida para la construcción de la línea de conexión.

10.3.2.2 Caminos de acceso

Corresponde al costo incurrido por habilitar los caminos de acceso a las estructuras para construcción y/o labores de mantenimiento.

10.3.2.3 Servidumbre

Corresponde al costo incurrido por el pago de derecho de servidumbre de paso a lo propietario de los terrenos por los cuales pasa la línea de conexión.

10.3.2.4 Roce y despeje franja

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, según lo establecido en la norma de corrientes fuertes.

10.3.2.5 Replanteo

Costo incurrido por la actividad de replante topográfico, requerida para definir en terreno la ubicación de los distintos elementos de la línea de transmisión.

10.3.2.6 Estudio suelo

Corresponde al costo incurrido por los estudios de suelo para cada una de las estructuras de línea con el objeto de definir tipos de suelo y diseñar fundaciones.

10.3.3 Construcción y montaje de línea de transmisión

10.3.3.1 Montaje estructuras

Corresponde al costo asociado a la actividad de montaje en terreno de todas las estructuras metálicas reticuladas auto soportadas que conforman la línea de conexión.

10.3.3.2 Montaje conductor de fase

Corresponde al costo asociado a la actividad del montaje del conductor de fase de la de la línea de conexión. Dicha activad 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.

10.3.3.3 Montaje cable de guardia

Corresponde al costo asociado a la actividad del montaje del cable OPGW de la línea de la línea de conexión. Dicha activad incluye la colocación del cable piloto, el tendido, el tensado y flechado, junto con la instalación de todos los accesorios las cajas de empalme asociadas al cable de guardia.

10.3.3.4 Montaje aislación y ferretería torre de suspensión

Corresponde al costo asociado a la actividad del montaje de aislación y la ferretería asociada para las sujeciones conductor en las torres de suspensión. Dicha activadas incluye el montaje de la aislación junto con la instalación de los amortiguadores y la ferretería asociada al conductor de fase.

10.3.3.5 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 conductor en las torres de anclaje. Dicha activadas incluye el montaje de la aislación junto con la instalación de los amortiguadores, armado de los puentes y la ferretería asociada al conductor de fase.

10.3.3.6 Montaje cadenas y ferretería OPGW

Corresponde al costo asociado a la actividad del montaje de los conjuntos de suspensión y anclaje para la sujeción del cable de guardia.

10.3.3.7 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.

10.3.3.8 Hormigón H25

Corresponde al costo del hormigón tipo H25 (materiales y mano de obra) requerido por las fundaciones de las estructuras de línea.

10.3.3.9 Hormigón H10

Corresponde al costo del hormigón tipo H10 requerido (materiales y mano de obra) por las fundaciones de las estructuras de línea.

10.3.3.10 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.

10.3.3.11 Moldaje

Corresponde al costo de los moldajes (materiales y mano de obra) requeridos para la construcción de las fundaciones de las estructuras de línea.

10.3.3.12 Armadura

Corresponde al costo de las armaduras (materiales y mano de obra) requerido para construir las fundaciones de las estructuras de línea.

10.3.3.13 Puesta a tierra

Corresponde al costo de montaje de la puesta a tierra de las distintas estructuras. Ello incluye la excavación, montaje y medición de resistividad.

10.3.3.14 Terminaciones

Corresponde al costo asociada las instalaciones de accesorios de las torres y ejecución de las terminaciones finales de las estructuras de línea.

10.3.3.15 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) e la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

10.3.3.16 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 Ingeniería

10.3.4.1 Diseños de ingeniería de 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 al sistema eléctrico.

10.4 COSTOS CONEXIÓN ELÉCTRICA PARA SSMM

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 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 desconectadores 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 2,5 MVA y 6 MVA para los tamaños de 2 MW, y 5 MW respectivamente.
- Cables aislados de media tensión, con aislación solida tipo XLPE, clase 15 kV con una capacidad total de 300 A y 120 A para los tamaños de 5 MW y 2 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 SS.MM. 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 de los tamaños de 2 y 5 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 desconectador fusible, clase 15 kV, 200 A o 400 A para los tamaños de 2 MW y 5 MW respectivamente.

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 desconectadores 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, 0,63 MVA, 1 MVA, 1,5 MVA, 1,75 MVA, 2,5 MVA 6 MVA para los tamaños de 0,3 MW, 0,5 MW, 0,8 MW, 1,2 MW, 1,5 MW, 2 MW y 5 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 de la Subestación

10.4.1.1 Desconectador cuchilla

Esta partida considera el suministro de un desconectador cuchilla manual de media tensión para proveer de corte visible a la salida del trasformador en caso de ser necesario.

10.4.1.2 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 trasformador en caso de ser necesario.

10.4.1.3 Transformador de poder

Esta partida corresponde al suministro de un Transformador de poder elevador con 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.

10.4.1.4 Celdas MT o reconectador

Corresponde al suministro de un equipo de maniobra en media tensión el cual pude ser una celda metálica blindada de meda tensión o un reconectador aéreo según corresponda.

10.4.1.5 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.

10.4.1.6 Conductores de fuerza y control

En esta partida se incluye el suministro de cables de fuerza, necesarios 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 o para llevar a distas señales de los equipos de patio.

10.4.1.7 Alumbrado de patio

En esta partida se incluye el suministro necesario para al alumbrado exterior del patio, tales como reflectores, postes, cajas de enchufes exteriores para el patio y el conductor requerido para la alimentación eléctrica.

10.4.1.8 Estructuras

Corresponde al suministro de acero galvanizado y postes de hormigón para estructuras de soporte de equipos.

10.4.1.9 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 SSEE

10.4.2.1 Infraestructura SSEE

10.4.2.1.1 Instalaciones de faena

Corresponde al costo incurrido por hablar la instalación de faenas requerida para la construcción de la subestación.

10.4.2.1.2 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, tanto para la de la subestación de salida.

10.4.2.1.3 Movimientos de tierra masivos

Corresponde costo estimado del movimiento de tierra necesario de la subestación.

10.4.2.1.4 Montaje alumbrado exterior

Corresponde al costo de montaje de los equipos incluidos en la partida Alumbrado de patio de la subestación.

10.4.2.2 Construcción y montaje SSEE

10.4.2.2.1 Montaje malla de puesta a tierra

Corresponde al costo de montaje de los elementos incluidos en la partida Malla de Tierra (tenido y ejecución de soladuras) de la subestación.

10.4.2.2.2 Conexionado

Corresponde al costo de montaje todos los accesorios y de las s labores de conexionado de la subestación de salida.

10.4.2.2.3 Canalizaciones

Corresponde al costo de las canalizaciones eléctricas (canaletas y conduit) requeridas para canalizar los cables de la subestación.

10.4.2.2.4 Montaje equipos

Corresponde al costo de montaje de los todos los equipos eléctricos que conforman la subestación.

10.4.2.2.5 Fundaciones

Corresponde al costo asociado a la construcción de las fundaciones requeridas para los distintos equipos de la subestación.

10.4.2.2.6 Servicios de carga, transporte y descarga

Corresponde al costo de transporte al sitio de los materiales requeridos por la subestación.

10.4.2.2.7 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.

10.4.3 Ingeniería subestación

10.4.3.1 Diseños 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 conexión.

10.4.4 Línea de conexión en media tensión

10.4.4.1 Conductor cable aislado MT

Corresponde al costo de suministro de cable aislado, clase 15 kV con aislación solida del tipo XLPE, en cantidad y calibre según se requiera para cada caso.

10.4.4.2 Mufas para cable aislado MT

Corresponde al costo de suministro de las terminaciones requeridas por el cable aislado de media tensión.

10.4.4.3 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.).

10.4.5 Obras civiles y montaje de línea de transmisión MT

10.4.5.1 Infraestructura línea

10.4.5.1.1 Instalaciones de faena

Corresponde al costo incurrido por habilitar la instalación de faenas requerida para la construcción de línea de conexión.

10.4.5.1.2 Movimientos de tierra

Corresponde costo estimado del movimiento de tierra necesario para la instalación de la línea subterránea en media tensión.

10.4.5.2 Construcción y montaje línea de conexión MT

10.4.5.2.1 Tendido y montaje cable MT

Corresponde al costo asociado a la actividad de tendido y montaje del cable de media tensión.

10.4.5.2.2 Canalización

Corresponde al costo de las canalizaciones eléctricas (banco de ductos) requeridas para canalizar el cable de media tensión.

10.4.5.2.3 Servicios de carga, transporte y descarga

Corresponde al costo de transporte al sitio de los materiales requeridos por la línea de conexión.

10.4.5.2.4 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.

10.4.6 Ingeniería de línea de transmisión

10.4.6.1 Diseños 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 al sistema eléctrico.

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 (a nivel de budgetary prices) de los equipos principales de generación eléctrica, como son las Turbinas a Gas y/o Grupos Motor – Generador, aerogeneradores onshore, paneles solares, inversores, a los principales fabricantes y proveedores.

Por su parte, además del equipo de generación, se requieren una serie de equipos menores, materiales y servicios adicionales para tener una unidad de generación 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.

11.1.1 SOLICITUD DE COTIZACIONES INFORMATIVAS DE EQUIPOS DE GENERACIÓN

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, Aerogeneradores y equipamiento principal (paneles, inversores y estructuras fijas y móviles) de parque Solar fotovoltaico y Sistemas de Almacenamiento de Energía (BESS) mediante baterías 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 Turbinas a Gas se utilizó como fuente principal de información la publicación “Gas Turbine World Handbook 2020”. Lo anterior fue complementado mediante la experiencia e información propia del Consultor, junto con publicaciones online de los fabricantes de equipos de generación.

Por su parte, para los Grupos Motor - Generador, se identificaron los fabricantes y modelos de acuerdo a la experiencia previa del Consultor con este tipo de tecnología de generación.

Para el caso de Aerogeneradores se estableció contacto con los principales fabricantes de este equipamiento principal de parques eólicos, los cuales en la mayoría de los casos solicitaron la firma de un NDA[78] para poder compartir información comercial y estratégica en muchos de los casos informados.

Asimismo, se solicitaron cotizaciones a los fabricantes de paneles solares (bifaciales), inversores, estructura con seguimiento, transformadores de poder y Sistemas de Almacenamiento de Energía mediante baterías.

Para mantener la uniformidad respecto a la información recibida en las cotizaciones informativas realizadas se solicitaron precios de lista (a nivel 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 equipamiento FOB como el precio CIF puesto en Valparaíso, junto con el servicio de supervisión de montaje y commissioning.

En relación con el 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 las demandas máximas esperadas en los distintos SSMM y además los tamaños de las útimas unidades generadores instaladas en cada SSMM durante los últimos 10 a 15 años. El siguiente cuadro resume los tamaños y tecnologías de los proyectos de generación según sistema.

[78] Non-Disclosure Agreement

Tabla 29: Tamaños y tecnologías según sistema eléctrico

Sistema	Tecnología	Tamaño Unidad de Punta
SEN	Turbina a Gas	70 MW – 150 MW – 300MW
SEN	Parque eólico con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías[79]	70 MW – 150 MW
SEN	Parque solar fotovoltaico con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías[61]	70 MW – 150 MW
SSMM Punta Arenas	Turbina a Gas o Grupo Motor - Generador	2 MW - 5 MW
SSMM Punta Arenas	Parque eólico con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías[61]	6 MW
SSMM Puerto Natales	Turbina a Gas o Grupo Motor - Generador	1,5 MW - 2,0 MW
SSMM Porvenir	Turbina a Gas o Grupo Motor-Generador	1,2 - 2,0 MW
SSMM Puerto Williams	Grupo Motor-Generador	0,3 MW
SSMM Aysén - Tehuelche	Grupo Motor-Generador	2 MW
SS Aysén - Chacabuco	Grupo Motor-Generador	0,8 MW
SSMM General Carrera	Grupo Motor-Generador	0,3 MW
SSMM Palena	Grupo Motor-Generador	0,3 MW
SSSMM Cochamó	Grupo Motor-Generador	0,5 MW
SSSMM Hornopirén	Grupo Motor-Generador	0,5 MW

Por su parte, los fabricantes y proveedores de Turbinas a Gas en ciclo simple o abierto a los cuales se solicitó una cotización informativa (costos de inversión y costos fijos de operación) de tamaños en el entorno de 70 MW, 150 WM y 300 MW, fueron los siguientes:

[79] Se considera un periodo o tiempo de 4 horas de almacenamiento de energía. Adicionalmente, se considera una una sensibilidad al periodo o tiempo al sistema de almacenamiento de energía mediante baterías, de 5 horas.

Tabla 30:Fabricantes y Proveedores de Turbinas a Gas para el SEN

Fabricante	Destinatario
Ansaldo Energia	Italia
GE Power and Water	Chile
GE Power	Chile
Mitsubishi Hitachi Power Systems	Brasil
Pratt & Whitney Power Systems	USA
Siemens	USA
Siemens	Chile

En el caso del proceso de cotización de Turbinas a Gas en ciclo simple o abierto de tamaños en el entorno de 2 MW y 5 MW, a ser consideradas en los SSMM, los fabricantes y proveedores considerados fueron los siguientes:

Tabla 31: Fabricantes y Proveedores de Turbinas a Gas para SSMM

Fabricantes	Destinatario
Baker Hughes GE	Brasil
Solar Turbines	Brasil
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 32: Fabricantes y Proveedores de Grupo Motor – Generador para SSMM

Fabricantes	Destinatario
Finning (Caterpillar)	Chile
Distribuidora Cummins	Chile
GTSA (GE Jenbacher)	Chile
Distribuidora Perkins (FG Wilson)	Chile
Detroit (MTU)	Chile
Mestranza Diésel (GE Waukesa)	Chile
Wartsila	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 33:Fabricantes Aerogeneradores

Fabricantes	Destinatario
Enercom Chile SpA	Chile
General Electric Chile	Chile
Goldwing South America	Chile
Nordex Energy Spain S.A.U.	Chile
Nordex / Acciona WindPower	Chile
Siemens Gamesa	Chile
Vestas Chile	Chile

Por su parte, los fabricantes del equipamiento para un parque solar fotovoltaico a los cuales de solicitaron cotizaciones son los siguientes:

Tabla 34:Fabricantes equipamiento principal parque solar fotovoltaico

Fabricantes	Destinatario
Jinko Solar (paneles)	Chile
Trina Solar Chile SpA (paneles)	Chile
Canadian Solar Inc. (paneles)	Chile
LONGI Solar Technology Co, Ltd (paneles)	China
Array Technologies, Inc. (Trackers)	Chile
SMA (Inversores)	Chile
Multienergy SpA	Chile
Longi Solar Technology Co, Ltd (paneles)	México

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 entorno 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 ser lo más ajustado posible y a la vez que se tuviera una cantidad representativa de modelos de unidades de generación.

Finalmente, los fabricantes de sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías contactados para solicitar una cotización son los siguientes:

Tabla 35: Fabricantes equipamiento principal parque solar fotovoltaico

Fabricantes	Destinatario
Wartsila	Chile
Merus Power	Finlandia
Fluence	USA
ESS Inc.	USA
Hyosung Heavy Industries	Corea del Sur
IM3	Chile

11.1.2 DESCRIPCIÓN DE 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 a los costos de dichos elementos. Ahora bien, para esos elementos adicionales que tienen un impacto menor 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.

Luego, las fuentes de información a considerar para la elaboración de la base de datos de costos corresponden a las siguientes:

1. 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 2020, en el cual se detallan los costos de Turbinas a Gas a nivel mundial y de los proveedores principales.

2. 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.

3. Información bibliográfica de estudios similares realizados por el consultor.

- El Consultor dispone de una base de datos propias basadas en su experiencia y trabajos similares realizados dentro de las cual se cuenta con información respecto a costos del equipamiento típico utilizando una central generadora y de servicios asociados.

4. Índices de actualización de precios (IPC-CPI).

- Se utilizarán los 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.

5. 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.

6. 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 para aplicar a 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 con 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 los costos unitarios considerados en el modelo de cálculo de la última versión de estudio de transmisión zonal versión 2015 -2019) 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 2020 haciendo uso de indexadores de precio aplicables a cada elemento.

La fuente de información corresponde a la contenida en el estudio de transmisión zonal (subtransmisión de la época) versión 2015 -2019, en específico el denominado "Estudio de Valorización y Expansión de los Sistemas de Transmisión Troncal y Subtransmisión" en el Anexo 3.1.5 (Subtransmisión) y Anexo 2.2 (Troncal), el cual está disponible en el siguiente enlace https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/tarificacion-de-subtransmision/ seleccionado el proceso 2015-2019 en el Informe Técnico Definitivo 2018-2019 Reemplazo.

Para definir los valores unitarios de cada equipo se utilizaron valores específicos de los equipos con las características descritas en las secciones 10.2 y 10.3 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 2020" y "Costos LAT 2020" de las planillas de cálculo (Excel) del Anexo 3 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 2020.

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, podemos señalar lo siguiente:

- Para el caso de las cotizaciones recibidas del equipamiento principal de las distintas tecnologías estudiadas, 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 similar.
- 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 con su experiencia, conocimiento y participación en estudios similares de costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta.

El cálculo de los costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta para el SEN y los SSSM fue realizado en planillas de cálculo Excel, según el diseño detallado que se adjunta en el Capítulo 13 del presente Informe.

Dichas planillas contienen toda la información relevante para el cálculo y se adjuntan en el Anexo 3 del presente informe.

11.2 DETERMINACIÓN DE ÍTEMS INCLUIDOS EN LAS PARTIDAS DE COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN LOS DISTINTOS PROYECTOS ANALIZADOS

11.2.1 ANTECEDENTES

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.

11.2.2 COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN

11.2.2.1 Costos fijos operacionales

Se consideran los costos de personal y gastos generales correspondientes a la operación de la Unidad de Punta.

11.2.2.2 Costo 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 la sección 11.2.2.5.

Se han distinguido cinco casos. El primero para las turbinas a gas de mayor tamaño (70 MW, 150 MW y 300 MW), el segundo para turbinas a gas de menor tamaño (5 MW y 2 MW), el tercero correspondiente a los Grupo Motor – Generador, el cuarto para centrales renovables con sistemas de almacenamiento de energía, en base a baterías en el SEN y el quinto para centrales renovables con sistemas de almacenamiento de energía, en base a baterías en el SSMM de Punta Arenas.

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, considerando que independiente de la capacidad, los sistemas de la unidad generadora del tipo turbina a gas son los mismos, y presentan un mismo régimen de operación, el que se encuentra asociado a la Unidad de Punta.

Para el caso de centrales renovables se aplica un criterio similar al anterior, ya que solo se considera el personal propio para la operación y mantenimiento menor, mientas que aquellas tareas que son sensibles al tamaño se definen sus costos de acuerdo con la sección 11.2.2.5.

Para el caso de los SSMM se ha considerado una estructura de costo de personal específica.

Tabla 36: Costos Fijos de Operación en TG de 70MW -150 MW- 300 MW

COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN			
Personal	Cantidad	Unitario	US$
Gerente Planta	1	4.260	4.260
Administrativo técnico	1	1.460	1.460
Jefes de Turno	5	3.000	15.000
Operadores	5	2.270	11.350
Tecnico electromecánico mantenimiento	1	1.950	1.950
Total Costos Personal, US$/mes			**34.020**
Gastos Generales (teléfono, papel, internet, movilización)	gl		810
Elementos de seguridad	gl		970
Arriendos (oficina, vehículo, etc.)	gl		2.840
Provisión de Servicios de planta (subcontratistas técnicos)	gl		6.480
Servicios Generales (aseo, seguridad, etc.) (4 guardias, 1 aseador)	gl		8.500
Total Gastos Generales, US$/mes			**19.600**
Total costos fijos, US$/mes			**53.620**

Tabla 37: Costos Fijos de Operación en TG de 2 MW- 5 MW

COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN		
Personal	Cantidad	US$
Jefe Planta	0	0
Administrativo técnico	0	0
Operadores	3	6.810
Tecnico electromecánico mantenimiento	1	1.950
Total Costos Personal, US$/mes		**8.671**
Gastos Generales (teléfono, papel, internet, movilización)	gl	0
Elementos de seguridad	gl	166
Arriendos (oficina, vehículo, etc.)	gl	0
Provisión de Servicios de planta (subcontratistas técnicos)	gl	1.782
Servicios Generales (aseo, seguridad, etc.) (4 guardias, 1 aseador)	gl	0
Total Gastos Generales, US$/mes		**1.948**
Total costos fijos, US$/mes		**10.619**

Tabla 38: Costos Fijos de Operación en Grupos Motor – Generador

COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN		
Personal	Cantidad	US$
Jefe Planta	0	0
Operadores/Mantenedores	1	2.270
Tecnico electromecánico mantenimiento	1	1.950
Total Costos Personal, US$/mes		**4.220**
Gastos Generales (teléfono, papel, internet, movilización)	gl	0
Elementos de seguridad	gl	83
Arriendos (oficina, vehículo, etc.)	gl	0
Provisión de Servicios de planta (subcontratistas técnicos)	gl	822
Servicios Generales (aseo, seguridad, etc.) (4 guardias, 1 aseador)	gl	0
Total Gastos Generales, US$/mes		**905**
Total costos fijos, US$/mes		**5.125**

Tabla 39: Costos Fijos de Operación en Central Renovable con Almacenamiento BESS – SEN (70 MW y 150 MW)

COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN			
Personal	Cantidad	Unitario	US$
Gerente Planta	1	4.260	4.260
Administrativo técnico	1	1.460	1.460
Jefes de Turno	3	3.000	9.000
Operadores	3	2.270	6.810
Tecnico electromecánico mantenimiento	1	1.950	1.950
Total Costos Personal, US$/mes			**23.480**
Gastos Generales (teléfono, papel, internet, movilización)	gl		810
Elementos de seguridad	gl		970
Arriendos (oficina, vehículo, etc.)	gl		2.840
Provisión de Servicios de planta (subcontratistas técnicos)	gl		6.480
Servicios Generales (aseo, seguridad, etc.) (4 guardias, 1 aseador)	gl		8.500
Total Gastos Generales, US$/mes			**19.600**
Total costos fijos, US$/mes			**43.080**

Tabla 40: Costos Fijos de Operación en Central Renovable con Almacenamiento BESS – SSMM (6 MW)

COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN			
Personal	Cantidad	Unitario	US$
Gerente Planta	0	4.260	0
Administrativo técnico	0	1.460	0
Jefes de Turno	0	3.000	0
Operadores	3	2.270	6.810
Tecnico electromecánico mantenimiento	1	1.950	1.950
Total Costos Personal, US$/mes			**8.760**
Gastos Generales (teléfono, papel, internet, movilización)	gl		810
Elementos de seguridad	gl		432
Arriendos (oficina, vehículo, etc.)	gl		
Provisión de Servicios de planta (subcontratistas técnicos)	gl		6.480
Servicios Generales (aseo, seguridad, etc.) (4 guardias, 1 aseador)	gl		8.500
Total Gastos Generales, US$/mes			**16.222**
Total costos fijos, US$/mes			**24.982**

11.2.2.3 Costo de capital del petróleo 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 un guarismo equivalente del 5,32%, según se muestra en el detalle del cálculo del Anexo 10. Adicionalmente, 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 550,372 US$/$m^3$ de acuerdo con el promedio de precio de enero 2020 indicado en el Informe Semanal ENAP. En la hoja Parámetros de cada planilla de cálculo se puede definir el valor de 4 horas o 5 horas de funcionamiento. Adicionalmente, es posible realizar una sensibilidad de las horas de funcionamiento de la Unidad de Punta modificando el número de horas esperadas de operación.Unidad de Punta

Las horas de operación corresponden a 528 sobre las cuales se realizó el cálculo. Este valor se obtiene a partir de los siguiente:

N° horas de operación = 4 horas diarias x 22 días hábiles x 6 meses = 528 horas

Al costo del petróleo diésel base se le aplica un factor de ajuste, de acuerdo con la ubicación de cada proyecto, considerando la información pública relativa a precios promedio de combustible a usuarios finales del mes de enero 2020. Dicho factor de ajuste se detalla en la hoja "Factor Costo Combustible" del Anexo 3. Luego, dichos costos, para el precio base, se indican en las siguientes tablas.

Tabla 41: Costo Capital Petróleo Diésel TG 70 MW, 150 MW, 300 MW

Costo de Capital Petroleo Almacenado				
		70 MW	**150 MW**	**300 MW**
Capacidad Estanque	m3	550	1200	2100
Valor Unitario del petróleo	US$/m3	550,372	550,372	550,372
Valor total Acumulado	US$	181.623	396.268	693.469
Costo Anual	**US$**	**9.667**	**21.093**	**36.912**

Tabla 42: Costo Capital Petróleo Diésel TG 2 MW y 5 MW

Costo de Capital Petroleo Almacenado			
Potencia Unidad de Punta		**2 MW**	**5 MW**
Capacidad Estanque	m3	15	34
Valor Unitario del pet	US$/m3	550,37	550,37
Valor total Acumulad	US$	8.256	18.713
Costo Anual	**US$**	**439**	**996**

Tabla 43: Costo Capital Petróleo Diésel Grupo Motor - Generador

Costo de Capital Petroleo Almacenado								
Potencia Unidad de Punta	**0,3 MW**	**0,5 MW**	**0,8 MW**	**1 MW**	**1,2 MW**	**1,5MW**	**2 MW**	**5 MW**
Capacidad Estanque m3	3	4	6	6	6,5	10	15	34
Valor Unitario del pet US$/m3	550,37	550,37	550,37	550,37	550,37	550,37	550,37	550,37
Valor total Acumulad(US$	1.651	2.201	3.302	3.302	3.577	5.504	8.256	18.713
Costo Anual US$	**88**	**117**	**176**	**176**	**190**	**293**	**439**	**996**

11.2.2.4 Costo 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. Adicionalmente, al realizar la sensibilidad para 5 horas de funcionamiento por día el número de horas/año se incrementa y consecuentemente también los costos de repuestos menores tanto para el SEN como para los SSMM.

La fuente de información corresponde a la base de datos que tiene disponible el Consultor.

Tabla 44: Costo Repuestos TG 70 MW, 150 MW, 300 MW

Costo repuestos menores en Central SEN		**70 MW**	**150 MW**	**300 MW**
Costo repuestos "partes calientes" para 8000 horas/ año	US$	173.590	271.240	412.280
Proporción para 528 horas/año	**US$**	11.457	17.902	27.210

Tabla 45: Costo Repuestos TG 2 MW y 5 MW

Costo repuestos menores en Central SSMM		**2 MW**	**5 MW**
Costo repuestos "partes calientes" para 8000 horas/ año	US$	21.699	37.973
Proporción para 528 horas/año	**US$**	1.432	2.506

Tabla 46: Costo Repuestos Grupo Motor - Generador

Motores-generadores

Costo repuestos menores en Central SSMM		**Diesel**								**Gas**			
		0,3	**0,5**	**0,8**	**1**	**1,2**	**1,5**	**2**	**5**	**1,2**	**1,5**	**2**	**5**
Costo repuestos	US$	3.353	3.688	4.470	5.029	6.146	7.108	8.940	13.410	4.440	5.134	6.457	9.686
Proporción para 528 horas/año	**US$**	221	243	295	332	406	469	590	885	293	339	426	639

11.2.2.5 Costo fijo de 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 47: Costos Contratos Central solar con BESS

Costo Fijos Solar + BESS		
CASO	**70 MW**	**150 MW**
Mantenimieto Preventivo	780.000	1.350.000
Contrato Mantenimiento BESS	1.493.943	3.441.028
Lavado Paneles	278.400	591.600
Arriendo Terreno	280.000	600.000
CFFV BESS US/año	2.832.343	5.982.628

Tabla 48: Costos Contratos Parque eólico con BESS

Costo Fijos Eolico + BESS			
CASO	**70 MW**	**150 MW**	**6 MW**
Contrato Mantenimiento WTG	2.083.200	3.345.750	178.560
Contrato Mantenimiento BESS	1.493.943	3.441.028	128.052
Mantenimiento BOP	188.300	302.250	50.000
Arriendo Terreno	280.000	600.000	24.000
CF Eolico BESS US/año	4.045.443	7.689.028	380.612

11.2.2.6 Costo fijo de operación y mantenimiento de 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. 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 mantención. Adicionalmente se incluye el costo del arriendo de los terrenos y de las instalaciones comunes de la subestación de enlace.

Los tres (3) días considerados para labores de mantención son por evento. Se considera una frecuencia de tres (3) 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 49: Costo Fijo Mantención SSEE AT

Costo de cuadrilla de mantención de subestación		Anual
1 Técnico electricista (capataz)	$	1314
1 Electricista mantenimiento	$	828
1 Ayudante electricista	$	513
Alimentación personal	$	513
Camioneta	$	801
Equipamiento de pruebas y mediciones	$	711
Insumos	$	1296
Total valor cuadrilla	$	5976
GG y utilidad contratista (20%)	$	1195
Costo total	**$**	**7171**
Total	**US$**	**7171**

Costo de arriendo terreno e instalaciones com.	US$	19988

Tabla 50: Costo Fijo Mantención SSEE MT

Costo de cuadrilla de mantención de subestación		Anual
1 Técnico electricista (capataz)	$	437
1 Ayudante electricista	$	276
Alimentación personal	$	172
Equipamiento de pruebas y mediciones	$	238
Insumos	$	431
Total valor cuadrilla	$	1553
GG y utilidad contratista (20%)	$	311
Costo total	**$**	**1864**
Total	**US$**	**1864**

11.2.2.7 Costo fijo de inspección y mantenimiento de la línea de transmisión

Corresponde al costo del servicio de inspección y mantenimiento menores de línea de trasmisión. Para estos efectos se ha estimado el costo del servicio de mantenimiento, definiendo una cuadrilla típica, junto con el costo de arriendo de los elementos y herramientas necesarias. 20%Dicho servicio incluye la cuadrilla, el equipamiento necesario y considera un recargo por concepto de gastos generales y utilidad del contratista del 20%. Dado que los rendimientos diarios típicos de una cuadrilla

de mantención de línea son por sobre los 6 km, se considera el mismo costo para todas las ubicaciones. Por lo tanto, se estima que se requiere un día mensual para estas labores.

Tabla 51: Costo Fijo Mantención LAT AT

Costo de cuadrilla de mantención de línea		Anual
1 Técnico electricista (capataz)	$	730
1 Chofer	$	460
1 Operador limpieza	$	325
Alimentación personal	$	285
Camión lavador	$	2510
Camioneta	$	445
Insumos	$	645
Total valor cuadrilla	$	5400
GG y utilidad contratista (20%)	$	1080
Costo total	**$**	**6480**
Total	**US$**	**6480**

Tabla 52: Costo Fijo Mantención LAT MT

Costo de cuadrilla de mantención de línea		Anual
1 Técnico electricista (capataz)	$	728
1 Ayudante electricista	$	327
Alimentación personal	$	193
Equipamiento de pruebas y mediciones	$	396
Insumos	$	718
Total valor cuadrilla	$	2361
GG y utilidad contratista (20%)	$	472
Costo total	**$**	**2833**
Total	**US$**	**2833**

11.2.2.8 Costo de las pérdidas del 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 han considerado la información técnica de transformadores de poder relativa a las pérdidas en vacío.

11.2.2.9 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).

El costo del seguro anual en la etapa de operación, se ha considerado como parte del costo fijo, y este se ha estimado como un 0,3% del total del costo de inversión para cada sitio, según corresponda. El detalle de lo anterior se encuentra disponible en el Anexo 3, en la hoja "Seguros".

11.2.2.10 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 53: Resumen Costos Fijos TG 70 MW, 150 MW, 300 MW

Costo	Turbinas 70 MW	Turbinas 150 MW	Turbinas 300 MW
Costos de Personal y Servicios Generales US/año	643,440	643,440	643,440
Costo Capital Diesel US/año	9,667	21,093	36,912
Costos Fijo Respuestos Menores US/año	11,457	17,902	27,210
Costos Fijo Mantenimiento SSEE US/año	34,331	34,331	34,331
Costos Fijo Mantenimiento LAT US/km/año	6,480	6,480	6,480
Costos Fijo Consumos US/año	27,758	47,466	77,792
Total Costos Fijos de Operacion Central US/año	**733,133**	**770,711**	**826,166**

Tabla 54: Resumen Costos Fijos TG 2 MW, y 5 MW

Item	Turbinas 2 MW	Turbinas 5 MW
Costos de Personal y Servicios Generales US/año	127,429	127,429
Costo Capital Diesel US/año	439	996
Costos Fijo Respuestos Menores US/año	1,432	2,506
Costos Fijo Mantenimiento SSEE US/año	1,864	1,864
Costos Fijo Mantenimiento LAT US/año	2,833	2,833
Total Costos Fijos de Operacion Central US/año	**133,997**	**135,628**

Tabla 55: Resumen Costos Fijos GMG

Item	Motor 0,3 MW	Motor 0,5 MW	Motor 0,8 MW	Motor 1,0 MW	Motor 1,2 MW	Motor 1,5 MW	Motor 2,0 MW	Motor 5,0 MW
Costos de Personal y Servicios Generales US/año	61,497	61,497	61,497	61,497	61,497	61,497	61,497	61,497
Costo Capital Diesel US/año	88	117	176	176	190	293	439	996
Costos Fijo Respuestos Menores US/año	221	243	295	332	406	469	590	885
Costos Fijo Mantenimiento SSEE US/año	1,864	1,864	1,864	1,864	1,864	1,864	1,864	1,864
Costos Fijo Mantenimiento LAT US/año	2,833	2,833	2,833	2,833	2,833	2,833	2,833	2,833
Total Costos Fijos de Operacion Central US/año	**66,502**	**66,554**	**66,664**	**66,701**	**66,789**	**66,955**	**67,223**	**68,074**

Tabla 56: Resumen Costos Fijos parque eólico con BESS

Ítem	70 MW	150 MW	6 MW
CF Personal Op. Renov + BESS	516,960	516,960	299,784
CF Eolico	4,045,443	7,689,028	380,612
CF - Consumos en Vacio Unidad	29,539	50,510	4,205
CF. OP SSEE y L AT	33,640	33,640	4,697
Total	4,625,582	8,290,138	689,298

Tabla 57: Resumen Costos Fijos Central FV con BESS

Ítem	70 MW	150 MW
CF Op. Renov + BESS	516,960	516,960
CF FV	2,832,343	5,982,628
CF - Consumos en Vacio Unidad	27,758	47,466
CF. OP SSEE y L AT	33,640	33,640
Total	3,410,701	6,580,693

12 DETERMINACIÓN DE LAS PARTIDAS DE COSTOS QUE PRESENTAN VARIACIÓN ANTE LAS DISTINTAS ALTERNATIVAS DE LOCALIZACIÓN, PARA PROYECTOS DE IGUAL TAMAÑO

12.1 DETERMINACIÓN DE LAS PARTIDAS DE COSTOS DE INVERSIÓN QUE PRESENTAN VARIACIÓN ANTE LAS DISTINTAS ALTERNATIVAS DE LOCALIZACIÓN, PARA PROYECTOS 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 CENTRAL GENERADORA

12.1.1.1 Suministro de equipos

Esta partida de costos engloba el suministro del equipamiento principal de la central generadora.

12.1.1.1.1 Equipamiento de generación

No presenta diferencias en las partidas de costos de inversión para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño.

12.1.1.1.2 Red de suministro de petróleo

No presenta diferencias en las partidas de costos de inversión para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño.

12.1.1.1.3 Suministro de gas 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 58: Distancias a gasoductos desde subestaciones en el SEN

Subestacion	Tensión	Distancia a gasoducto km	Gasoducto de conexión	Diametro gasoducto conexión mm
Parinacota	220 kV	471	Ramal Crucero - Tocopilla	324
Nueva Pozo Almonte	220 kV	255	Ramal Crucero - Tocopilla	324
Cóndores	220 kV	164	Ramal Crucero - Tocopilla	324
Kimal	220 kV	1	Troncal Paso De Jama - Crucero	508
Laberinto	220 kV	76	Ramal Ordonez - Coloso	406
Centinela	220 kV	130	Ramal Ordonez - Coloso	406
Kapatur	220 kV	0,5	Gasoducto Atacama Chile	508
Illapa	220 kV	245	Gasoducto Taltal	406
Nueva Cardones	220 kV	346	Gasoducto Taltal	406
Nueva Pan de Azúcar	220 kV	341	Gasoducto Quintero-Quillota 24 Pulgadas	610
Nogales	220 kV	34	Gasoducto Quintero-Quillota 24 Pulgadas	610
Polpaico	220 kV	46	Gasoducto San Bernardo Quillota 30 Pulg	762
Lo Aguirre	220 kV	9	Gasoducto San Bernardo Quillota 30 Pulg	762
Candelaria	220 kV	1,6	Extensión a la VI Region Tramo San Vicente-El Peral / Lateral Candelaria	508/305
Entre Ríos	220 kV	14	Lateral Charrua	406
Ciruelos	220 kV	275	Lateral Nacimiento	254
Tineo	220 kV	500	Lateral Nacimiento	254

12.1.1.1.4 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.

12.1.1.1.5 Sistema de aire comprimido

No presenta diferencias en las partidas de costos de inversión para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño.

12.1.1.1.6 Sistemas eléctricos auxiliares

No presenta diferencias en las partidas de costos de inversión para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño.

12.1.1.2 Obras civiles y montaje

Esta partida engloba los costos asociados a las obras civiles requeridas por la central generadora y el montaje del equipamiento.

12.1.1.2.1 Infraestructura de la central

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 59: Costos de terrenos y servidumbre para gasoducto de Unidades de Punta en el SEN

Subestacion	Nivel Tensión	Terreno US$/m^2	Servidumbre gasoducto US$/m^2
Parinacota	220 kV	7,23	0,35
Nueva Pozo Almonte	220 kV	2,82	0,35
Cóndores	220 kV	6,54	0,35
Kimal	220 kV	10,82	0,35
Laberinto	220 kV	2,82	0,35
Centinela	220 kV	20,09	0,35
Kapatur	220 kV	14,85	0,35
Illapa	220 kV	7,20	0,98
Nueva Cardones	220 kV	1,63	0,98
Nueva Pan de Azúcar	220 kV	20,10	0,98
Nogales	220 kV	2,23	1,71
Polpaico	220 kV	3,76	1,71
Lo Aguirre	220 kV	10,97	1,71
Candelaria	220 kV	1,39	1,64
Entre Ríos	220 kV	0,68	1,64

Subestacion	Nivel Tensión	Terreno US$/m^2	Servidumbre gasoducto US$/m^2
Ciruelos	220 kV	0,84	1,64
Tineo	220 kV	7,33	1,64

Los valores antes señalados para el costo de terreno (US$/m^2) y servidumbre de gasoducto (US$/m^2) de la tabla 16.1.2 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.

12.1.1.2.2 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 60: Distancias a Puerto

Subestacion	Distancia Puerto (km)
Parinacota 220	11
Nueva Pozo Almonte 220	60
Cóndores 220	200
Kimal 220	215
Laberinto 220	120
Centinela 220	200
Kapatur 220	65
Illapa 220	360
Nueva Cardones 220	330
Nueva Pan de Azúcar 220	26
Nogales 220	80
Polpaico 220	130
Lo Aguirre 220	94
Candelaria 220	135
Entre Ríos 220	115
Ciruelos 220	290
Tineo 220	75

12.1.1.3 Ingeniería

No presenta diferencias en las partidas de costos de inversión para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño.

12.1.2 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.

12.1.2.1 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.

12.1.2.2 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 61: 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 Nucleos	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

Equipo Principal	Convencional					GIS
	Barra Simple	Barra Simple y Transferencia	Doble Barra	Doble Barra y Transferencia	Interruptor y Medio	Interruptor y Medio
Desc.trifásico monopolst pantografo, 2000 A, clase 245 kV	0	0	0	0	6	
Aisladores De Pedestal	3	6	6	9	9	6
Modulo GIS, 245 kV	0	0	0	0	0	1

Luego 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 62: Configuración Subestaciones de Enlace en el SEN

Subestacion	Nivel Tensión	Estado	Configuración	Tecnología
Parinacota	220 kV	Existente	Barra Simple	Convencional
Nueva Pozo Almonte	220 kV	Existente	Interruptor y Medio	Convencional
Cóndores	220 kV	Existente	Doble barra y Transferencia	Convencional
Kimal 220 kV	220 kV	Existente	Interruptor y Medio	Convencional
Laberinto	220 kV	Existente	Doble Barra	Convencional
Centinela	220 kV	Existente	Barra Simple y Transferencia	Convencional
Kapatur	220 kV	Existente	Interruptor y Medio	GIS
Illapa	220 kV	Existente	Interruptor y Medio	Convencional
Nueva Cardones	220 kV	Existente	Interruptor y Medio	GIS
Nueva Pan de Azúcar	220 kV	Existente	Interruptor y Medio	GIS
Nogales	220 kV	Existente	Interruptor y Medio	Convencional
Polpaico	220 kV	Existente	Barra Simple y Transferencia	Convencional
Lo Aguirre	220 kV	Existente	Interruptor y Medio	GIS
Candelaria	220 kV	Existente	Doble Barra	Convencional
Entre Ríos	220 kV	Existente	Interruptor y Medio	Convencional
Ciruelos	220 kV	Existente	Doble Barra y Transferencia	Convencional
Tineo	220 kV	Existente	Interruptor y Medio	Hibrida

En el caso de los SSMM, para la Unidad de Punta de mismo tamaño, la configuración considerada es la misma para todos los sitios.

12.1.2.3 Obras civiles y montaje

Esta partida engloba los costos asociados a las obras civiles requeridas por las subestaciones eléctricas y el montaje del equipamiento.

12.1.2.3.1 Infraestructura de la Subestacion

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$/$m^2$) para la subestación de salida.

12.1.2.3.2 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.

12.1.2.4 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.

12.1.3 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 variación en un misma subestación para distintos combustibles debido al prorrateo de los gastos generales del proyecto.

12.1.3.1 Suministro

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 63: Características Líneas de Transmisión en el SEN

Subestacion	Tensión	Longitud LAT km	Torres de suspensión	Torres de anclaje
Parinacota	220 kV	0,7	2	2
Nueva Pozo Almonte	220 kV	3,0	6	4
Cóndores	220 kV	0,5	1	2
Kimal	220 kV	0,7	1	3
Laberinto	220 kV	0,6	1	2
Centinela	220 kV	1,4	3	3
Kapatur	220 kV	0,7	2	2
Illapa	220 kV	0,6	1	2
Nueva Cardones	220 kV	1,0	2	3
Nueva Pan de Azúcar	220 kV	1,0	2	3
Nogales	220 kV	2,6	6	3
Polpaico	220 kV	17,3	37	14
Lo Aguirre	220 kV	10	21	10
Candelaria	220 kV	0,3	1	2
Entre Ríos	220 kV	3,0	6	4
Ciruelos	220 kV	0,5	1	2
Tineo	220 kV	1.0	2	2

En el caso de los SSSM 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 a la experiencia del Consultor.

12.1.3.2 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.

12.1.3.2.1 Infraestructura de 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 la servidumbre del terreno elegido (US$/$m^2$) 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 64: Costos y dimensionamiento de servidumbre

Subestación	Tensión	Servidumbre línea US$/m^2	Servidumbre línea m^2
Parinacota	220 kV	0,35	28.000
Nueva Pozo Almonte	220 kV	0,35	120.000
Cóndores	220 kV	0,35	20.000
Kimal	220 kV	0,35	28.000
Laberinto	220 kV	0,35	24.000
Centinela	220 kV	0,35	56.000
Kapatur	220 kV	0,35	28.000
Illapa	220 kV	0,98	24.000
Nueva Cardones	220 kV	0,98	40.000
Nueva Pan de Azúcar	220 kV	0,98	40.000
Nogales	220 kV	1,71	104.000
Polpaico	220 kV	1,71	692.000
Lo Aguirre	220 kV	1,71	112.000
Candelaria	220 kV	1,71	20.000
Entre Ríos	220 kV	1,64	120.000
Ciruelos	220 kV	1,64	20.000
Tineo	220 kV	1.64	40.000

Los valores antes señalados para el costo de la servidumbre (US$/m^2) de la Tabla 64 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.

12.1.3.2.2 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.

12.1.3.3 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.

12.1.4 GASTOS GENERALES DE LA CENTRAL GENERADORA

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 necesarias.

12.2 DETERMINACIÓN DE LAS PARTIDAS DE COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN QUE PRESENTAN VARIACIÓN ANTE LAS DISTINTAS ALTERNATIVAS DE LOCALIZACIÓN, PARA PROYECTOS DE IGUAL TAMAÑO

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:

12.2.1 COSTOS FIJOS OPERACIONALES

No presenta diferencias en las partidas de costos de operación para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño.

12.2.2 COSTOS DE CAPITAL DE PETRÓLEO ALMACENADO

No presenta diferencias en las partidas de costos de operación para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño.

12.2.3 COSTOS DE REPUESTOS

No presenta diferencias en las partidas de costos de operación para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño.

12.2.4 COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA SUBESTACIÓN

No presenta diferencias en las partidas de costos fijos para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño.

12.2.5 COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO 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 tÁreas de mantención.

12.2.6 COSTOS DEL 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 esta disponible en la Región de Magallanes, es decir para los SSMM de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir. Además, este proceso de GNL aplioca solo en plantas regasificadoras lo cual indudablemnet 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 podría ser Cochamó y Hornopirén las distancias (km) exceivamente grandes para el tralsdo 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 DE CÁLCULO DEL COSTO DE INVERSIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA

Para cada una de los 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 2020, distinguiendo en tres aéreas del proyecto las cuales corresponden a la central generadora, 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 11. Las partidas de costo consideradas corresponden a las descritas en el Capítulo 11. 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 proyectos similares, y viceversa dado los antecedentes disponibles y el nivel de profundidad del estudio.

Se calcularon los costos de las unidades de punta tipo turbinas a gas instaladas en el SEN tanto para centrales generadoras en base a diésel, gas natural y duales[80]. En el caso de las turbinas a gas de los SSMM, dada la cercanía del punto de suministro de gas natural se consideran solo plantas duales. En el caso de los grupos motor generador de los SSMM, solo se considera diésel, ya que no hay disponibilidad de suministro de gas natural en dichas ubicaciones.

Cabe destacar que para efectos de la selección de la alternativa de suministro de gas natural, se calculó en todos los casos los valores de inversión correspondiente a un gasoducto y una PSR[81], de acuerdo a las distancias estimadas a los gasoductos y la estimación de costos realizada para la PSR. El valor considerado en el costo de inversión para un central a gas y dual corresponde al mínimo valor (costo de inversión) entre la alternativa con gasoducto y la alternativa con PSR.

A continuación, se muestra un listado de las Subestaciones del SEN en las cuales se utiliza para el suministro de gas natural un gasoducto o una PSR.

[80] Puede operar con ambos combustibles (gas natural o diésel).

[81] Planta Satelital de Regasificación.

Tabla 65: Análisis por subestación de suministro de gas natural mediante gasoducto o PSR en las subestaciones analizadas del SEN

Subestación	Gasoducto	Planta Satelital Regasificación (PSR)
Parinacota		X
Nueva Pozo Almonte		X
Cóndores		X
Kimal	X	
Laberinto		X
Centinela		X
Kapatur	X	
Illapa		X
Nueva Cardones		X
Nueva Pan de Azúcar		X
Nogales	X	
Polpaico	X	
Lo Aguirre	X	
Candelaria	X	
Entre Ríos	X	
Ciruelos		X
Tineo		X

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° 377 del Ministerio de Hacienda de fecha 04 de diciembre de 2018. 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) del Anexo 3.

Los gastos generales calculados para de las distintas unidades de punta se prorratean en las tres (3) componentes mencionadas (central generadora, 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 2020 y la conversión euro a dólar del mismo mes.

En el Anexo 3 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 las unidades de punta.

A continuación, se muestran los cuadros resumenes para los distinos casos analizados.

13.1.1 Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 70 MW – Turbina Gas en Ciclo Simple o Abierto

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 Turbinas gas en ciclo simple o abierto, considerando uso exclusivo de petróleo diésel, uso exclusivo de gas natural y uso dual de combustible (diésel o gas natural) para un tamaño de 70 MW.

Tabla 66: Costo de Inversión Turbina a Gas - Subestaciones del SEN 70 MW

ITEM	DESCRIPCION	PARINACOTA	NUEVA POZO ALMONTE	CONDORES	KIMAL	LABERINTO	CENTINELA	KAPATUR	ILLAPA
1	CENTRAL GENERADORA								
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS								
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	26.231.085	26.231.085	26.231.085	26.231.085	26.231.085	26.231.085	26.231.085	26.231.085
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	56.310	56.310	56.310	56.310	56.310	56.310	56.310	56.310
1.1.3	SUMINISTRO DE GAS								
1.1.3	GASODUCTO	0	0	0	96.279	0	0	76.657	0
1.1.3	PLANTA SATELITAL REGASIFICACION (PSR)	17.085.640	17.085.640	17.085.640	0	17.085.640	17.085.640	0	17.085.640
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	371.470	371.470	371.470	371.470	371.470	371.470	371.470	371.470
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	7.874	7.874	7.874	7.874	7.874	7.874	7.874	7.874
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	1.494.188	1.495.774	1.494.188	1.514.558	1.550.051	1.585.062	1.494.188	1.494.188
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE								
1.2.1	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	800.967	769.312	816.916	899.688	794.815	1.021.326	952.617	852.237
1.2.1	SERVIDUMBRE GASODUCTO	0	0	0	2.435	0	0	1.217	0
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	3.242.950	3.378.476	3.421.554	3.596.128	3.515.245	3.540.719	3.523.049	3.591.665
1.3	INGENIERIA	697.822	697.822	697.822	697.822	697.822	697.822	697.822	697.822
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA-DIESEL	2.901.992	2.909.769	2.918.483	2.936.970	2.929.651	2.952.479	2.936.179	2.935.222
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA-GAS NATURAL	4.316.023	4.324.115	4.332.508	2.906.753	4.343.573	4.366.799	2.902.024	4.349.425
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA-DUAL	4.358.883	4.366.981	4.375.368	2.949.725	4.386.430	4.409.665	2.944.990	4.392.289
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL	**35.804.658**	**35.917.892**	**36.015.702**	**36.261.271**	**36.154.325**	**36.464.147**	**36.245.277**	**36.237.874**
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL	**53.801.208**	**53.914.757**	**54.012.246**	**35.877.281**	**54.150.765**	**54.460.986**	**35.811.192**	**54.234.596**
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL	**54.347.188**	**54.460.745**	**54.558.227**	**36.423.373**	**54.696.743**	**55.006.973**	**36.357.279**	**54.780.580**
2	SUBESTACIONES								
2.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	2.136.281	2.138.538	2.136.281	2.165.265	2.215.768	2.265.583	2.136.281	2.136.281
2.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	637.676	812.876	637.676	818.609	574.431	840.125	1.093.692	812.392
2.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE								
2.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	371.042	381.944	384.218	399.786	372.909	405.117	380.907	397.706
2.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	876.009	935.777	926.635	984.450	804.458	982.894	586.246	999.494
2.4	INGENIERIA	153.968	153.968	153.968	153.968	153.968	153.968	153.968	153.968
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES- CASO DIESEL	368.230	389.910	373.772	398.544	363.424	409.475	383.546	396.606
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES- CASO GAS NATURAL	364.135	385.678	369.659	398.676	359.430	405.147	383.692	392.335
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES- CASO DUAL	364.050	385.589	369.573	398.489	359.346	405.056	383.509	392.246
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO DIESEL)	**4.543.205**	**4.813.013**	**4.612.549**	**4.920.621**	**4.484.958**	**5.057.162**	**4.734.639**	**4.896.447**
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS NATURAL)	**4.539.110**	**4.808.780**	**4.608.436**	**4.920.753**	**4.480.963**	**5.052.834**	**4.734.785**	**4.892.176**
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS DUAL)	**4.539.025**	**4.808.692**	**4.608.350**	**4.920.566**	**4.480.879**	**5.052.742**	**4.734.602**	**4.892.087**
3	LINEA AEREA 220 kV								
3.1	SUMINISTRO	60.252	142.618	44.442	60.829	46.572	86.863	53.843	45.990
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION								
3.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	185.903	227.200	189.297	198.777	197.091	209.422	198.777	212.352
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	129.415	201.680	121.899	141.334	126.827	161.445	134.148	127.748
3.3	INGENIERIA	54.988	54.988	54.988	54.988	54.988	54.988	54.988	54.988
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION - CASO DIESEL	37.975	55.227	36.209	40.182	37.517	45.172	38.941	38.876
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION - CASO GAS NATURAL	37.553	54.627	35.810	40.196	37.105	44.695	38.955	38.457
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION - CASO DUAL	37.544	54.615	35.802	40.177	37.096	44.684	38.937	38.448
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DIESEL)	**468.534**	**681.714**	**446.836**	**496.110**	**462.995**	**557.890**	**480.697**	**479.954**
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO GAS NATURAL)	**468.112**	**681.115**	**446.438**	**496.124**	**462.582**	**557.412**	**480.711**	**479.535**
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DUAL)	**468.103**	**681.102**	**446.430**	**496.105**	**462.574**	**557.402**	**480.693**	**479.527**
4	GASTOS GENERALES PROPIETARIO -PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS								
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES - DIESEL	**3.308.197**	**3.354.906**	**3.328.463**	**3.375.696**	**3.330.593**	**3.407.126**	**3.358.666**	**3.370.704**
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES - GAS NATURAL	**4.717.711**	**4.764.420**	**4.737.977**	**3.345.625**	**4.740.107**	**4.816.640**	**3.324.671**	**4.780.218**
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES - DUAL	**4.760.476**	**4.807.185**	**4.780.742**	**3.388.391**	**4.782.873**	**4.859.406**	**3.367.437**	**4.822.983**
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL [US$]	**40.816.397**	**41.412.619**	**41.075.087**	**41.678.003**	**41.102.277**	**42.079.199**	**41.460.613**	**41.614.275**
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL [US$]	**58.808.430**	**59.404.652**	**59.067.120**	**41.294.158**	**59.094.310**	**60.071.231**	**41.026.688**	**59.606.307**
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL [US$]	**59.354.316**	**59.950.538**	**59.613.007**	**41.840.045**	**59.640.196**	**60.617.118**	**41.572.575**	**60.152.194**

Tabla 67: Costo de Inversión Turbina a Gas - Subestaciones del SEN 70 MW

ITEM	DESCRIPCION	NUEVA CARDONES	NUEVA PAN DE AZUCAR	NOGALES	POLPAICO	LO AGUIRRE	CANDELARIA	ENTRE RIOS	CIRUELOS	TINEO
1	CENTRAL GENERADORA									
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS									
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	26.231.085	26.231.085	26.231.085	26.231.085	26.231.085	26.231.085	26.231.085	26.231.085	26.231.085
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	56.310	56.310	56.310	56.310	56.310	56.310	56.310	56.310	56.310
1.1.3	SUMINISTRO DE GAS									
1.1.3	GASODUCTO	0	0	2.601.342	3.499.333	730.528	119.826	1.104.690	0	0
1.1.3	PLANTA SATELITAL REGASIFICACION (PSR)	17.085.640	17.085.640	0	0	0	0	0	17.085.640	17.085.640
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	371.470	371.470	371.470	371.470	371.470	371.470	371.470	371.470	371.470
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	7.874	7.874	7.874	7.874	7.874	7.874	7.874	7.874	7.874
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	1.494.188	1.494.188	1.494.188	1.494.188	1.494.188	1.494.188	1.494.188	1.494.188	1.494.188
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE									
1.2.1	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	765.066	996.094	743.306	770.313	864.884	756.661	719.846	678.624	768.139
1.2.1	SERVIDUMBRE GASODUCTO	0	0	407.803	551.734	107.948	19.191	160.344	0	0
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	3.515.559	3.368.253	6.393.576	7.573.326	4.163.526	3.508.772	4.564.800	3.144.930	3.104.283
1.3	INGENIERIA	697.822	697.822	697.822	697.822	697.822	697.822	697.822	697.822	697.822
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA-DIESEL	2.921.529	2.928.778	2.900.583	2.902.544	2.911.426	2.914.620	2.898.117	2.883.364	2.887.022
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA-GAS NATURAL	4.335.697	4.342.902	3.378.586	3.566.648	3.010.744	2.890.271	3.071.499	4.297.388	4.301.179
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA-DUAL	4.378.560	4.385.764	3.421.512	3.609.593	3.053.733	2.933.228	3.114.456	4.340.247	4.344.041
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL	**36.060.903**	**36.151.874**	**35.803.026**	**35.879.280**	**35.971.826**	**35.959.865**	**35.773.335**	**35.565.667**	**35.618.193**
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL	**54.057.590**	**54.148.517**	**41.880.241**	**44.316.982**	**37.233.257**	**35.650.349**	**37.976.808**	**53.562.209**	**53.614.868**
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL	**54.603.574**	**54.694.500**	**42.426.288**	**44.863.048**	**37.779.367**	**36.196.427**	**38.522.886**	**54.108.190**	**54.160.851**
2	SUBESTACIONES									
2.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	2.136.281	2.136.281	2.136.281	2.136.281	2.136.281	2.136.281	2.136.281	2.136.281	2.136.281
2.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	1.093.692	1.093.692	812.392	546.955	1.093.692	565.963	812.392	637.676	1.093.692
2.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE									
2.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	366.386	371.421	372.137	377.121	360.602	362.575	369.646	347.418	334.397
2.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	597.506	563.345	914.442	768.085	560.145	785.206	913.908	852.735	520.583
2.4	INGENIERIA	153.968	153.968	153.968	153.968	153.968	153.968	153.968	153.968	153.968
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES- CASO DIESEL	383.300	380.715	386.941	350.523	379.087	353.156	386.665	364.195	373.890
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES- CASO GAS NATURAL	379.126	376.578	385.162	348.558	378.707	353.254	385.964	360.094	369.722
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES- CASO DUAL	379.039	376.492	385.024	348.453	378.549	353.082	385.801	360.008	369.635
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO DIESEL)	**4.731.132**	**4.699.422**	**4.776.160**	**4.332.932**	**4.683.774**	**4.357.149**	**4.772.860**	**4.492.272**	**4.612.810**
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS NATURAL)	**4.726.959**	**4.695.285**	**4.774.381**	**4.330.967**	**4.683.394**	**4.357.247**	**4.772.158**	**4.488.170**	**4.608.642**
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS DUAL)	**4.726.871**	**4.695.199**	**4.774.243**	**4.330.862**	**4.683.236**	**4.357.075**	**4.771.996**	**4.488.084**	**4.608.556**
3	LINEA AEREA 220 kV									
3.1	SUMINISTRO	72.402	72.402	122.446	697.577	427.809	44.442	142.553	44.442	66.097
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION									
3.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	225.295	222.457	359.817	1.394.310	881.649	218.363	378.693	199.359	233.997
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	148.813	144.790	180.946	656.462	437.057	122.676	196.400	111.441	127.287
3.3	INGENIERIA	54.988	54.988	54.988	54.988	54.988	54.988	54.988	54.988	54.988
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION - CASO DIESEL	44.212	43.605	63.314	246.744	158.647	38.850	68.112	36.192	42.547
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION - CASO GAS NATURAL	43.730	43.131	63.023	245.360	158.488	38.861	67.988	35.785	42.073
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION - CASO DUAL	43.720	43.121	63.001	245.286	158.422	38.842	67.959	35.776	42.063
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DIESEL)	**545.710**	**538.243**	**781.512**	**3.050.082**	**1.960.152**	**479.320**	**840.747**	**446.423**	**524.916**
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO GAS NATURAL)	**545.229**	**537.769**	**781.221**	**3.048.698**	**1.959.993**	**479.331**	**840.623**	**446.015**	**524.442**
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DUAL)	**545.219**	**537.760**	**781.198**	**3.048.624**	**1.959.927**	**479.312**	**840.595**	**446.007**	**524.432**
4	GASTOS GENERALES PROPIETARIO -PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS									
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES - DIESEL	**3.349.040**	**3.353.098**	**3.350.838**	**3.499.811**	**3.449.160**	**3.306.625**	**3.352.894**	**3.283.752**	**3.303.459**
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES - GAS NATURAL	**4.758.554**	**4.762.612**	**3.826.771**	**4.160.567**	**3.547.940**	**3.282.386**	**3.525.452**	**4.693.266**	**4.712.973**
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES - DUAL	**4.801.319**	**4.805.377**	**3.869.536**	**4.203.332**	**3.590.705**	**3.325.151**	**3.568.217**	**4.736.031**	**4.755.739**
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL [US$]	**41.337.745**	**41.389.539**	**41.360.698**	**43.262.293**	**42.615.752**	**40.796.334**	**41.386.942**	**40.504.362**	**40.755.919**
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL [US$]	**59.329.778**	**59.381.572**	**47.435.842**	**51.696.647**	**43.876.644**	**40.486.928**	**43.589.590**	**58.496.394**	**58.747.952**
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL [US$]	**59.875.664**	**59.927.458**	**47.981.729**	**52.242.533**	**44.422.530**	**41.032.814**	**44.135.476**	**59.042.281**	**59.293.839**

Las figuras siguientes muestran los valores de las tablas precedentes para los casos de la Unidad de Punta del tipo Turbinas a Gas instaladas en el SEN, usando como combustible diésel, gas natural y ambos combustibles (dual).

Figura 144: Costo de Inversión Turbina a Gas Subestaciones del SEN 70 MW – Diésel

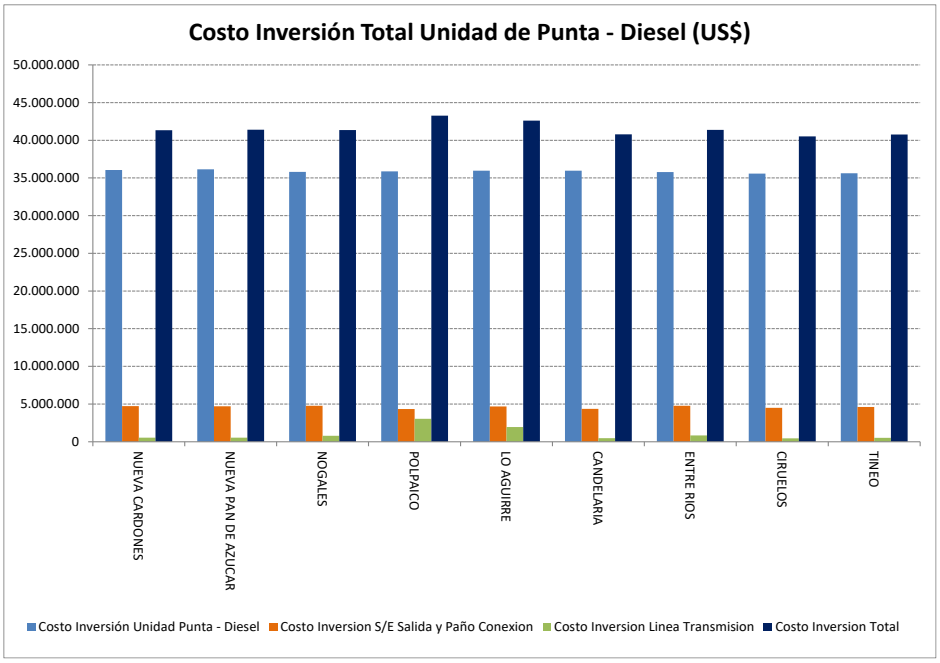


Figura 145: Costo de Inversión Turbina a Gas Subestaciones del SEN 70 MW - Gas Natural

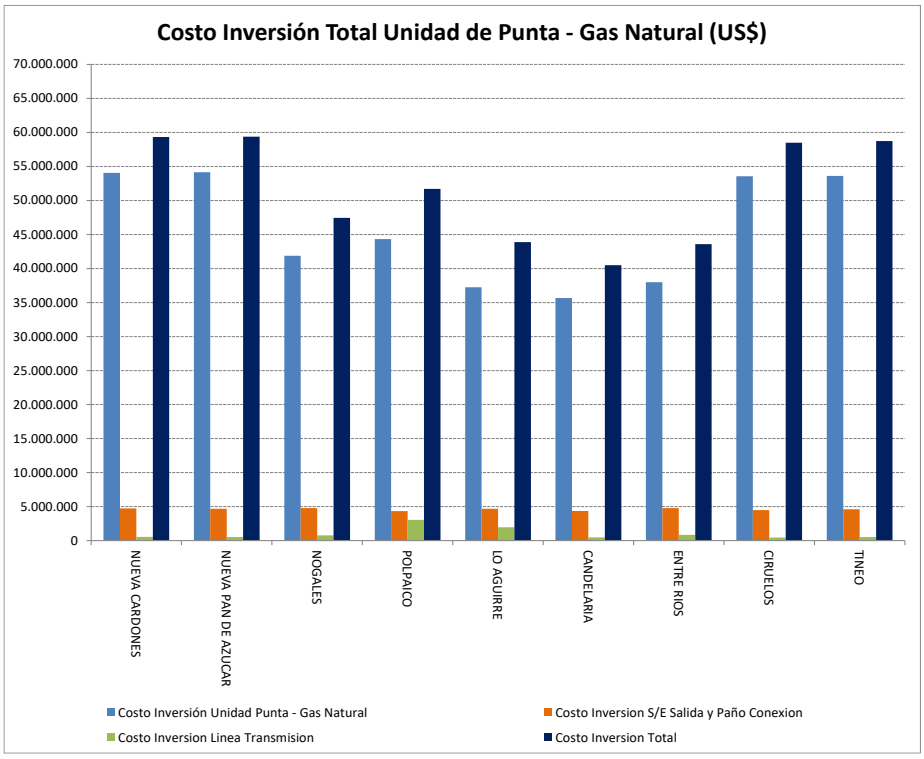


Figura 146: Costo de Inversión Turbina a Gas Subestaciones del SEN 70 MW – Dual

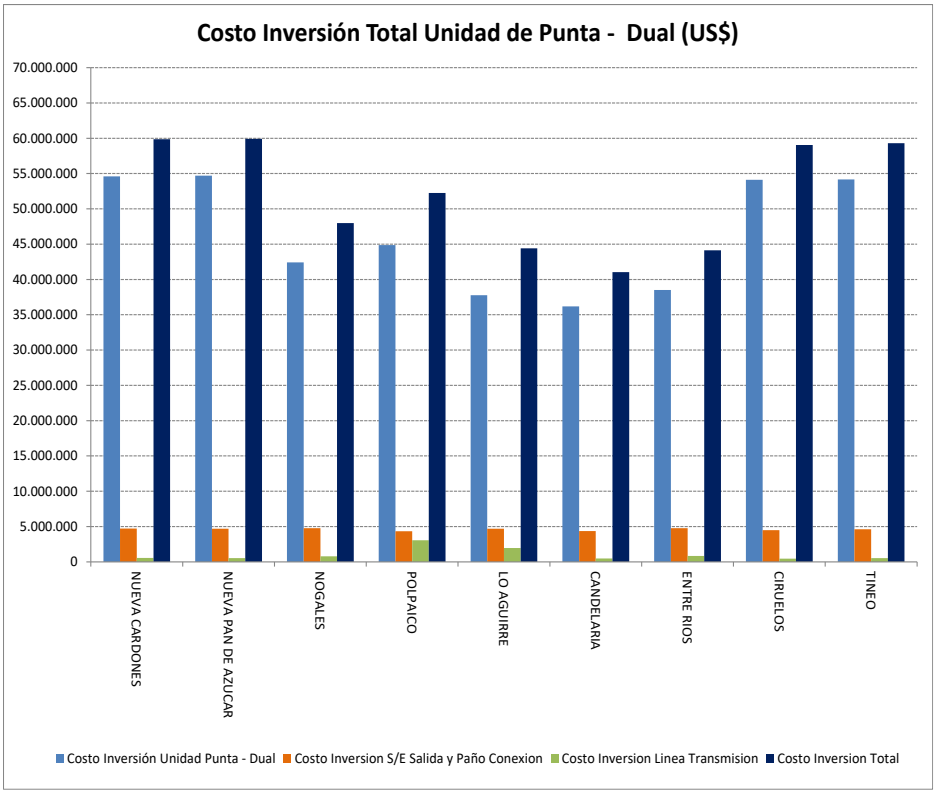
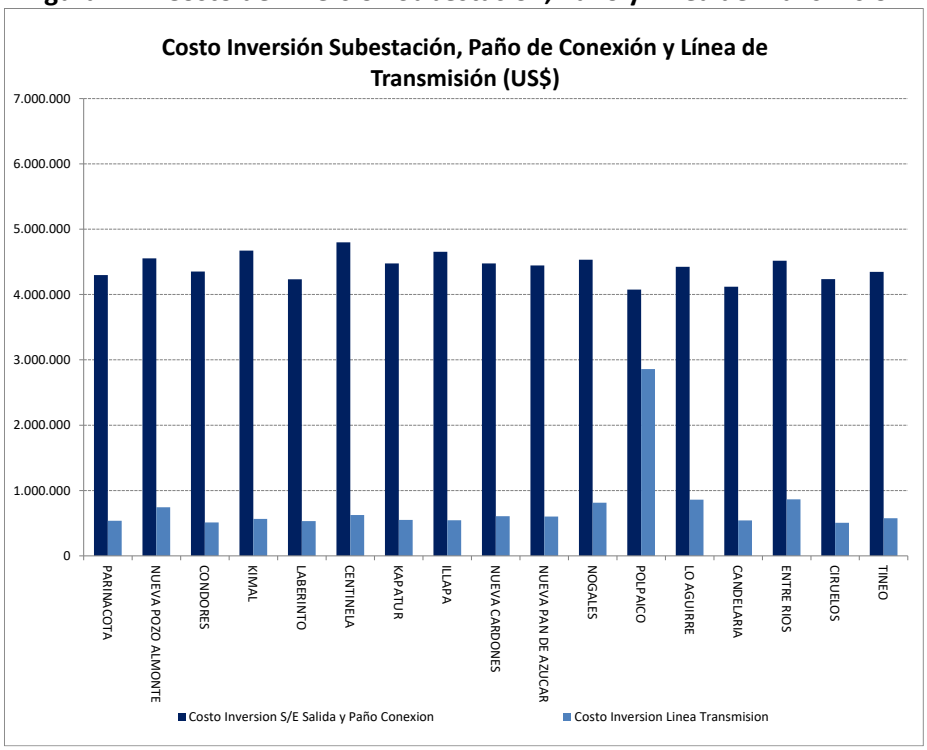


Figura 147: Costo de Inversión Subestación, Paño y Línea de Transmisión

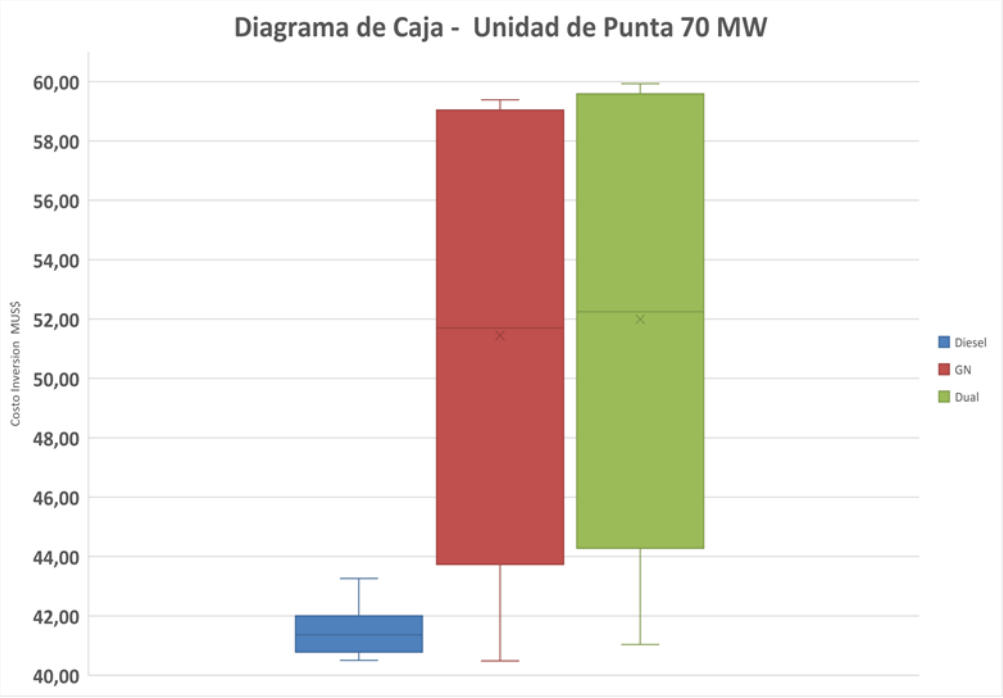


De lo anterior, se aprecia que los costos de inversión de las unidades de punta operando con diésel para las distintas subestaciones consideradas son bastantes similares, presentado un mínimo costo de inversión en el caso de la Unidad de Punta instalada en las cercanías de la Subestación Ciruelos 220 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 y por el alto valor de la PSR[82] en los casos que aplica. Se destaca el impacto que tiene el utilizar una PSR, dado su alto valor cotizado. El valor mínimo de costos de inversión para uso de gas natural y dual se presenta en la Subestación Candelaria 220 kV.

La siguiente figura corresponde a un diagrama de cajas para dar cuenta de la dispersión de valores obtenidos.

Figura 148: Diagrama de Cajas Costo de Inversión Unidad de Punta 70 MW



[82] Planta Satelital de Regasificación.

13.1.2 Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 150 MW – Turbina Gas en Ciclo Simple o Abierto

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 Turbinas gas en ciclo simple o abierto, considerando uso exclusivo de petróleo diésel, uso exclusivo de gas natural y uso dual de combustible (diésel o gas natural) para un tamaño de 150 MW.

Adicionalmente, los costos de transmisión para una misma subestación son distintos según el tipo de combustible utilizado, dado por la asignación del prorrateo de los gastos generales del proyecto.

Asimismo, dado el nivel de la tensión considerado para la línea de transmisión, esto es 220 kV, el conductor típico mínimo técnicamente viable por efecto corona corresponde a un AAAC Flint, razón por la cual no hay diferencias con el caso de 70 MW, ya que con el conductor indicado tiene una capacidad de transmisión del orden de 200 MVA.

Tabla 68: Costo de Inversión Turbina a Gas - Subestaciones del SEN 150MW

ITEM	DESCRIPCION	PARINACOTA	NUEVA POZO ALMONTE	CONDORES	KIMAL	LABERINTO	CENTINELA	KAPATUR	ILLAPA
1	CENTRAL GENERADORA								
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS								
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	44.762.937	44.762.937	44.762.937	44.762.937	44.762.937	44.762.937	44.762.937	44.762.937
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	102.558	102.558	102.558	102.558	102.558	102.558	102.558	102.558
1.1.3	SUMINISTRO DE GAS								
1.1.3	GASODUCTO	0	0	0	243.951	11.062.564	0	206.535	0
1.1.3	PLANTA SATELITAL REGASIFICACION (PSR)	38.868.080	38.868.080	38.868.080	0	0	38.868.080	0	38.868.080
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	735.990	735.990	735.990	735.990	735.990	735.990	735.990	735.990
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	12.201	12.201	12.201	12.201	12.201	12.201	12.201	12.201
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	2.001.273	2.002.981	2.001.273	2.023.197	2.061.397	2.099.077	2.001.273	2.001.273
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE								
1.2.1	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	1.370.921	1.359.288	1.407.781	1.512.145	1.405.315	1.636.056	1.566.063	1.463.809
1.2.1	SERVIDUMBRE GASODUCTO	0	0	0	2.435	185.053	0	1.217	0
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE (Con Gasoducto)	7.139.818	7.431.456	7.507.031	7.873.410	21.778.288	7.768.483	7.741.342	7.857.863
1.3	INGENIERIA	1.094.340	1.094.340	1.094.340	1.094.340	1.094.340	1.094.340	1.094.340	1.094.340
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA-DIESEL	5.082.877	4.996.502	5.007.600	5.040.743	5.031.096	5.056.665	5.036.690	5.041.722
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA-GAS NATURAL	8.342.238	8.252.162	8.263.008	5.017.525	7.132.337	8.312.356	5.006.071	8.297.276
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA-DUAL	8.394.637	8.304.525	8.315.369	5.069.951	7.184.710	8.364.719	5.058.495	8.349.638
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL	**62.302.916**	**62.498.252**	**62.631.712**	**63.060.974**	**62.929.626**	**63.268.306**	**63.005.121**	**63.072.694**
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL	**103.814.813**	**104.006.450**	**104.139.657**	**62.765.146**	**89.717.437**	**104.776.534**	**62.614.985**	**104.580.785**
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL	**104.482.756**	**104.674.356**	**104.807.561**	**63.433.116**	**90.385.353**	**105.444.441**	**63.282.952**	**105.248.690**
2	SUBESTACIONES								
2.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	2.928.341	2.931.561	2.928.341	2.969.700	3.041.765	3.112.849	2.928.341	2.928.341
2.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	637.676	812.876	637.676	818.609	574.431	840.125	1.093.692	812.392
2.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE								
2.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	371.042	381.944	384.218	399.786	372.909	405.117	380.907	397.706
2.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	915.552	980.447	981.757	1.042.650	855.319	1.039.935	632.858	1.068.897
2.4	INGENIERIA	153.968	153.968	153.968	153.968	153.968	153.968	153.968	153.968
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES- CASO DIESEL	444.736	457.127	441.976	467.819	434.335	482.285	450.922	465.789
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES- CASO GAS NATURAL	437.467	453.379	438.327	467.862	431.679	478.418	450.978	462.013
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES- CASO DUAL	437.394	453.341	438.291	467.765	431.631	478.379	450.883	461.975
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO DIESEL)	**5.451.314**	**5.717.923**	**5.527.935**	**5.852.532**	**5.432.727**	**6.034.279**	**5.640.687**	**5.827.093**
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS NATURAL)	**5.444.044**	**5.714.175**	**5.524.286**	**5.852.575**	**5.430.070**	**6.030.412**	**5.640.742**	**5.823.317**
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS DUAL)	**5.443.972**	**5.714.137**	**5.524.250**	**5.852.478**	**5.430.023**	**6.030.373**	**5.640.648**	**5.823.279**
3	LINEA AEREA 220 kV								
3.1	SUMINISTRO	60.252	142.618	44.442	60.829	46.572	86.863	53.843	45.990
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION								
3.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	185.817	228.401	189.502	199.424	197.642	210.702	199.424	213.868
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	129.415	201.680	121.899	141.334	126.827	161.445	134.148	127.748
3.3	INGENIERIA	54.988	54.988	54.988	54.988	54.988	54.988	54.988	54.988
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION - CASO DIESEL	38.239	54.542	35.702	39.667	37.020	44.649	38.439	38.452
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION - CASO GAS NATURAL	37.614	54.095	35.407	39.671	36.793	44.291	38.444	38.141
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION - CASO DUAL	37.608	54.090	35.404	39.662	36.789	44.288	38.436	38.138
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DIESEL)	**468.712**	**682.229**	**446.534**	**496.242**	**463.049**	**558.647**	**480.842**	**481.046**
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO GAS NATURAL)	**468.087**	**681.782**	**446.239**	**496.246**	**462.822**	**558.289**	**480.847**	**480.734**
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DUAL)	**468.080**	**681.778**	**446.236**	**496.238**	**462.818**	**558.286**	**480.839**	**480.731**
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL [US$]	**68.222.941**	**68.898.404**	**68.606.180**	**69.409.748**	**68.825.402**	**69.861.233**	**69.126.650**	**69.380.833**
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL [US$]	**109.726.944**	**110.402.407**	**110.110.182**	**69.113.967**	**95.610.330**	**111.365.235**	**68.736.574**	**110.884.836**
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL [US$]	**110.394.808**	**111.070.271**	**110.778.047**	**69.781.831**	**96.278.194**	**112.033.100**	**69.404.439**	**111.552.700**

Tabla 69: Costo de Inversión Turbina a Gas Subestaciones del SEN 150MW

ITEM	DESCRIPCION	NUEVA CARDONES	NUEVA PANDE AZUCAR	NOGALES	POLPAICO	LO AGUIRRE	CANDELARIA	ENTRE RIOS	CIRUELOS	TINEO
1	CENTRAL GENERADORA									
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS									
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	44.762.937	44.762.937	44.762.937	44.762.937	44.762.937	44.762.937	44.762.937	44.762.937	44.762.937
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	102.558	102.558	102.558	102.558	102.558	102.558	102.558	102.558	102.558
1.1.3	SUMINISTRO DE GAS									
1.1.3	GASODUCTO	0	0	4.033.366	5.397.218	842.612	288.851	1.760.279	0	0
1.1.3	PLANTA SATELITAL REGASIFICACION (PSR)	38.868.080	38.868.080	0	0	0	0	0	38.868.080	38.868.080
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	735.990	735.990	735.990	735.990	735.990	735.990	735.990	735.990	735.990
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	12.201	12.201	12.201	12.201	12.201	12.201	12.201	12.201	12.201
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	2.001.273	2.001.273	2.001.273	2.001.273	2.001.273	2.001.273	2.001.273	2.001.273	2.001.273
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE									
1.2.1	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	1.363.943	1.590.346	1.318.469	1.351.446	1.447.784	1.351.187	1.292.153	1.216.123	1.310.656
1.2.1	SERVIDUMBRE GASODUCTO	0	0	407.803	551.734	107.948	19.191	160.344	0	0
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE (Con Gasoducto)	7.695.421	7.413.627	11.954.923	13.772.141	8.161.883	7.684.584	9.170.188	6.889.004	6.826.441
1.3	INGENIERIA	1.094.340	1.094.340	1.094.340	1.094.340	1.094.340	1.094.340	1.094.340	1.094.340	1.094.340
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA-DIESEL	5.019.544	5.014.930	4.977.924	4.986.180	4.993.891	5.005.445	4.974.491	4.938.838	4.941.267
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA-GAS NATURAL	8.275.068	8.270.423	5.703.765	5.987.196	5.092.871	4.992.076	5.249.694	8.194.259	8.196.790
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA-DUAL	8.327.429	8.322.784	5.756.170	6.039.612	5.145.310	5.044.496	5.302.114	8.246.620	8.249.152
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL	**62.788.208**	**62.728.203**	**62.262.711**	**62.401.186**	**62.486.099**	**62.599.998**	**62.220.035**	**61.753.264**	**61.787.663**
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL	**104.296.268**	**104.236.232**	**71.512.082**	**75.153.491**	**63.746.854**	**62.429.646**	**65.726.414**	**103.261.222**	**103.295.724**
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL	**104.964.173**	**104.904.137**	**72.180.031**	**75.821.450**	**64.414.836**	**63.097.608**	**66.394.378**	**103.929.126**	**103.963.628**
2	SUBESTACIONES									
2.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	2.928.341	2.928.341	2.928.341	2.928.341	2.928.341	2.928.341	2.928.341	2.928.341	2.928.341
2.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	1.093.692	1.093.692	812.392	546.955	1.093.692	565.963	812.392	637.676	1.093.692
2.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE									
2.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	366.386	371.421	372.137	377.121	360.602	362.575	369.646	347.418	334.397
2.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	663.345	605.480	959.456	817.213	606.626	835.893	961.265	909.120	562.599
2.4	INGENIERIA	153.968	153.968	153.968	153.968	153.968	153.968	153.968	153.968	153.968
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES- CASO DIESEL	452.328	447.756	454.154	418.903	446.751	421.222	454.092	432.605	440.961
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES- CASO GAS NATURAL	448.628	444.082	452.975	417.542	446.582	421.245	453.610	428.949	437.253
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES- CASO DUAL	448.591	444.045	452.901	417.482	446.494	421.155	453.524	428.913	437.216
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO DIESEL)	**5.658.059**	**5.600.657**	**5.680.447**	**5.242.500**	**5.589.980**	**5.267.962**	**5.679.704**	**5.409.127**	**5.513.957**
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS NATURAL)	**5.654.359**	**5.596.983**	**5.679.268**	**5.241.138**	**5.589.810**	**5.267.985**	**5.679.222**	**5.405.470**	**5.510.249**
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS DUAL)	**5.654.322**	**5.596.946**	**5.679.194**	**5.241.079**	**5.589.723**	**5.267.895**	**5.679.135**	**5.405.434**	**5.510.213**
3	LINEA AEREA 220 kV									
3.1	SUMINISTRO	72.402	72.402	122.446	697.577	427.809	44.442	142.553	44.442	66.097
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION									
3.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	227.041	223.574	360.288	1.408.970	890.126	219.626	378.367	197.321	230.323
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	148.813	144.790	180.946	656.462	437.057	122.676	196.400	111.441	127.287
3.3	INGENIERIA	54.988	54.988	54.988	54.988	54.988	54.988	54.988	54.988	54.988
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION - CASO DIESEL	43.727	43.078	62.451	244.728	157.219	38.390	67.112	35.484	41.610
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION - CASO GAS NATURAL	43.369	42.725	62.289	243.932	157.159	38.392	67.040	35.184	41.260
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION - CASO DUAL	43.366	42.721	62.278	243.897	157.128	38.384	67.028	35.181	41.256
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DIESEL)	**546.972**	**538.833**	**781.119**	**3.062.726**	**1.967.199**	**480.123**	**839.421**	**443.676**	**520.305**
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO GAS NATURAL)	**546.614**	**538.479**	**780.956**	**3.061.930**	**1.967.139**	**480.125**	**839.350**	**443.376**	**519.955**
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DUAL)	**546.611**	**538.476**	**780.946**	**3.061.895**	**1.967.109**	**480.117**	**839.337**	**443.373**	**519.952**
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL [US$]	**68.993.239**	**68.867.692**	**68.724.277**	**70.706.411**	**70.043.278**	**68.348.083**	**68.739.160**	**67.606.067**	**67.821.926**
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL [US$]	**110.497.242**	**110.371.695**	**77.972.307**	**83.456.559**	**71.303.803**	**68.177.756**	**72.244.985**	**109.110.069**	**109.325.928**
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL [US$]	**111.165.106**	**111.039.559**	**78.640.172**	**84.124.424**	**71.971.668**	**68.845.621**	**72.912.849**	**109.777.933**	**109.993.792**

Las figuras siguientes muestran los valores de las tablas precedentes para los casos de la Unidad de Punta del tipo Turbinas a Gas instaladas en el SEN, usando como combustible diésel, gas natural y ambos combustibles (dual).

Figura 149: Costo de Inversión Turbina a Gas - Subestaciones del SEN 150 MW – Diésel

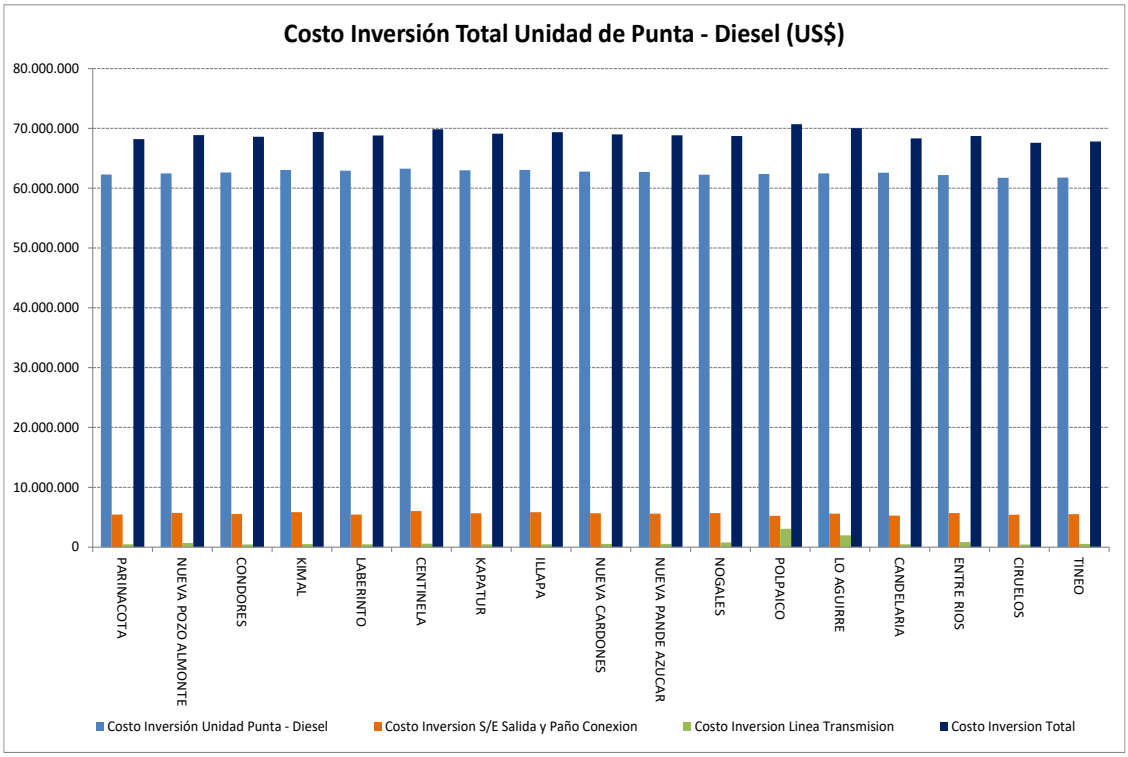


Figura 150: Costo de Inversión Turbina a Gas - Subestaciones del SEN 150 MW - Gas Natural

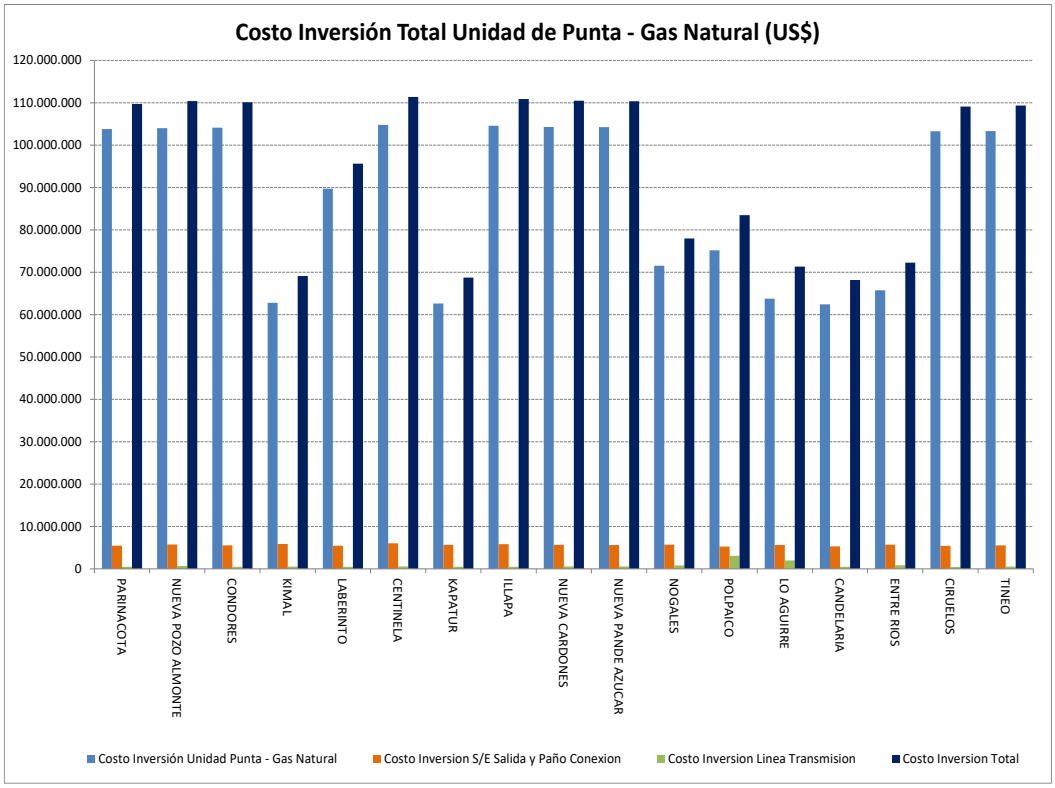


Figura 151: Costo de Inversión Turbina a Gas – Subestaciones del SEN 150 MW – Dual

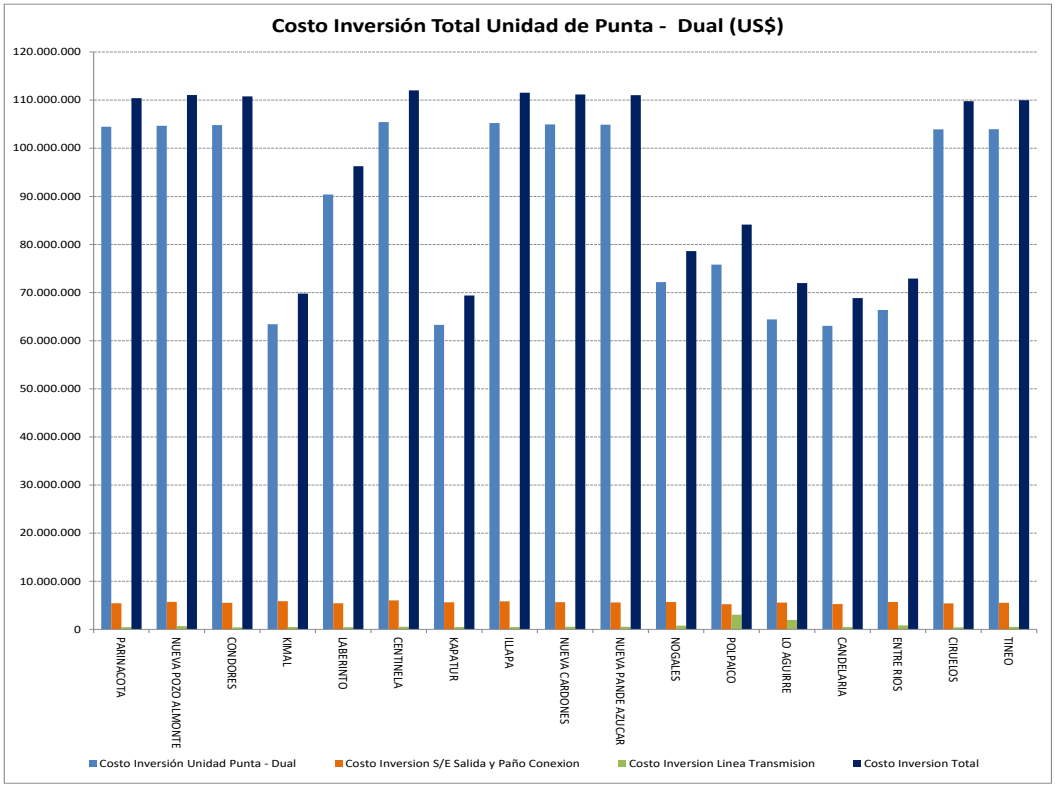
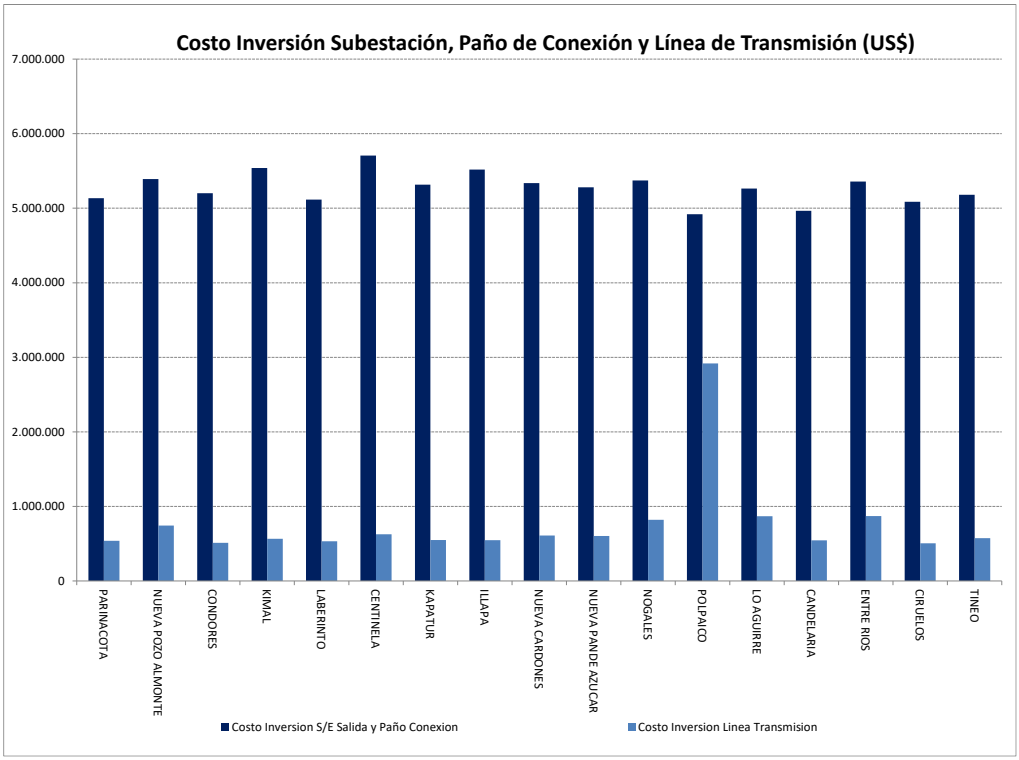


Figura 152: Costo de Inversión Subestación, Paño y Línea de Transmisión



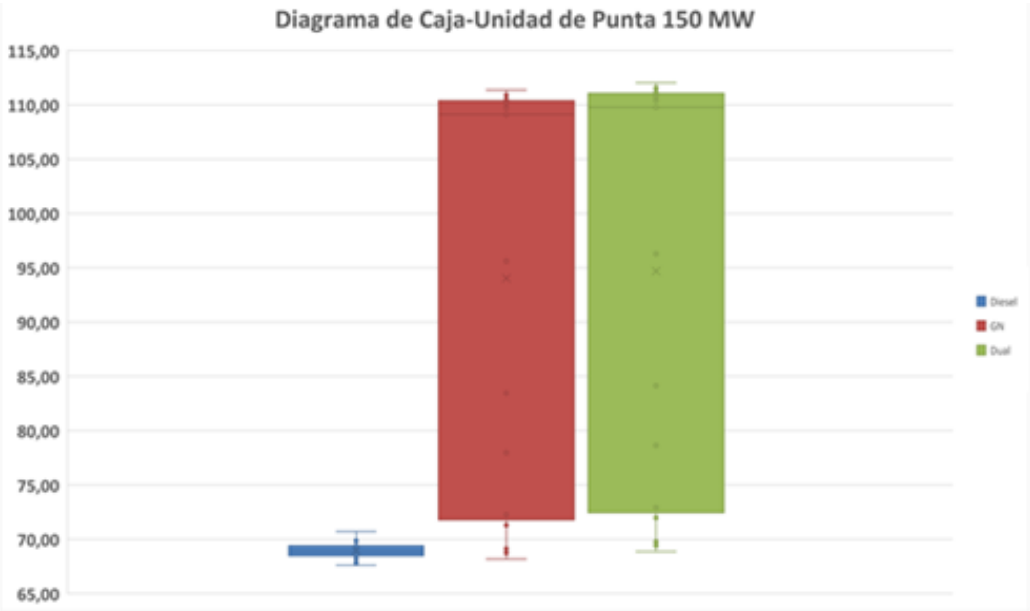
De lo anterior, se aprecia que los costos de inversión de las unidades de punta operando con diésel para las distintas subestaciones consideradas son bastantes similares, presentado un mínimo costo de inversión en el caso de la Unidad de Punta instalada en las cercanías de la Subestación Ciruelos 220 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 y por el alto valor de la PSR[83] en los casos que aplica. Se destaca el impacto que tiene el utilizar una PSR, dado su alto valor cotizado. El valor mínimo de costos de inversión para uso de gas natural y dual se presenta en la Subestación Candelaria 220 kV.

La siguiente figura corresponde a un diagrama de cajas para dar cuenta de la dispersión de valores obtenidos.

[83] Planta Satelital de Regasificación

Figura 153: Diagrama de Cajas Costo de Inversión Unidad de Punta 150 MW



13.1.3 Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 300 MW – Turbina Gas en Ciclo Simple o Abierto

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 Turbinas gas en ciclo simple o abierto, considerando uso exclusivo de petróleo diésel, uso exclusivo de gas natural y uso dual de combustible (diésel o gas natural) para un tamaño de 300 MW.

Adicionalmente, los costos de transmisión para una misma subestación son distintos según el tipo de combustible utilizado, dado por la asignación del prorrateo de los gastos generales del proyecto.

Tabla 70: Costo de Inversión Turbina a Gas – Subestaciones del SEN 300MW

ITEM	DESCRIPCION	PARINACOTA	NUEVA POZO ALMONTE	CONDORES	KIMAL	LABERINTO	CENTINELA	KAPATUR	ILLAPA
1	CENTRAL GENERADORA								
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS								
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	57.484.993	57.484.993	57.484.993	57.484.993	57.484.993	57.484.993	57.484.993	57.484.993
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	173.120	173.120	173.120	173.120	173.120	173.120	173.120	173.120
1.1.3	SUMINISTRO DE GAS								
1.1.:	GASODUCTO	0	0	31.382.305	529.376	13.435.173	24.962.403	472.549	0
1.1.:	PLANTA SATELITAL REGASIFICACION (PSR)	71.562.968	71.562.968	0	0	0	0	0	71.562.968
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	1.240.550	1.240.550	1.240.550	1.240.550	1.240.550	1.240.550	1.240.550	1.240.550
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	17.500	17.500	17.500	17.500	17.500	17.500	17.500	17.500
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	2.740.185	2.742.788	2.740.185	2.773.611	2.831.853	2.889.303	2.740.185	2.740.185
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE								
1.2.1	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	2.368.712	2.392.221	2.442.202	2.584.290	2.474.182	2.712.001	2.639.861	2.534.471
1.2.:	SERVIDUMBRE GASODUCTO	0	0	399.326	2.435	185.053	316.539	1.217	0
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE (Con Gasoducto)	15.036.626	15.688.073	54.561.765	16.685.377	33.149.770	48.179.135	16.317.583	16.823.401
1.3	INGENIERIA	2.990.667	2.990.667	2.990.667	2.990.667	2.990.667	2.990.667	2.990.667	2.990.667
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA-DIESEL	7.085.563	7.142.719	7.169.767	7.234.179	7.214.373	7.252.046	7.211.274	7.251.365
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA-GAS NATURAL	13.110.845	13.168.167	13.095.257	7.230.324	9.740.511	12.034.773	7.196.240	13.276.664
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA-DUAL	13.172.386	13.229.709	13.156.798	7.291.915	9.802.069	12.096.320	7.257.829	13.338.205
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL	**89.137.917**	**89.872.631**	**90.212.651**	**91.037.652**	**90.779.479**	**91.269.474**	**90.742.416**	**91.256.253**
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL	**166.002.421**	**166.737.301**	**165.804.123**	**90.988.497**	**122.999.627**	**152.277.238**	**90.550.720**	**168.120.773**
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL	**166.787.709**	**167.522.589**	**166.589.411**	**91.773.834**	**123.784.931**	**153.062.532**	**91.336.056**	**168.906.061**
2	SUBESTACIONES								
2.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	3.960.438	3.964.923	3.960.438	4.018.036	4.118.395	4.217.388	3.960.438	3.960.438
2.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	637.676	812.876	637.676	818.609	574.431	840.125	1.093.692	812.392
2.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE								
2.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	374.219	371.499	384.218	376.095	350.560	381.426	358.492	374.016
2.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	3.295	18.236	61.595	65.347	35.263	60.788	18.621	109.419
2.4	INGENIERIA	153.968	153.968	153.968	153.968	153.968	153.968	153.968	153.968
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES- CASO DIESEL	528.658	546.996	536.876	556.446	525.588	575.531	538.768	554.547
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES- CASO GAS NATURAL	524.975	543.256	533.238	556.451	523.577	572.185	538.784	550.830
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES- CASO DUAL	524.954	543.235	533.217	556.383	523.541	572.158	538.718	550.809
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO DIESEL)	**6.650.627**	**6.882.531**	**6.755.168**	**7.002.534**	**6.613.553**	**7.243.260**	**6.779.538**	**6.978.812**
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS NATURAL)	**6.646.944**	**6.878.791**	**6.751.530**	**7.002.538**	**6.611.541**	**7.239.913**	**6.779.554**	**6.975.095**
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS DUAL)	**6.646.923**	**6.878.769**	**6.751.509**	**7.002.470**	**6.611.505**	**7.239.886**	**6.779.488**	**6.975.073**
3	LINEA AEREA 220 kV								
3.1	SUMINISTRO	64.869	155.742	47.814	65.474	50.273	94.272	58.089	49.623
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION								
3.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	187.425	222.138	189.502	187.425	185.750	198.029	187.425	201.005
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	52	642	722	1.026	433	1.300	275	1.298
3.3	INGENIERIA	54.988	54.988	54.988	54.988	54.988	54.988	54.988	54.988
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION - CASO DIESEL	38.065	54.739	35.970	38.302	35.616	43.378	37.053	36.947
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION - CASO GAS NATURAL	37.800	54.365	35.726	38.302	35.480	43.126	37.054	36.699
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION - CASO DUAL	37.799	54.363	35.725	38.297	35.478	43.124	37.049	36.698
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DIESEL)	**478.870**	**688.754**	**452.585**	**482.003**	**448.165**	**545.932**	**466.249**	**464.967**
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO GAS NATURAL)	**478.605**	**688.380**	**452.341**	**482.003**	**448.029**	**545.680**	**466.250**	**464.719**
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DUAL)	**478.604**	**688.378**	**452.340**	**481.998**	**448.027**	**545.678**	**466.246**	**464.718**
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL [US$]	**96.267.415**	**97.443.916**	**97.420.404**	**98.522.188**	**97.841.196**	**99.058.665**	**97.988.204**	**98.700.031**
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL [US$]	**173.127.971**	**174.304.472**	**173.007.995**	**98.473.037**	**130.059.198**	**160.062.831**	**97.796.525**	**175.560.587**
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL [US$]	**173.913.236**	**175.089.736**	**173.793.260**	**99.258.302**	**130.844.462**	**160.848.095**	**98.581.789**	**176.345.852**

Tabla 71: Costo de Inversión Turbina a Gas - Subestaciones del SEN 300MW

ITEM	DESCRIPCION	NUEVA CARDONES	NUEVA PAN DE AZUCAR	POLPAICO	NOGALES	LO AGUIRRE	CANDELARIA	ENTRE RIOS	CIRUELOS	TINEO
1	CENTRAL GENERADORA									
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS									
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	57.484.993	57.484.993	57.484.993	57.484.993	57.484.993	57.484.993	57.484.993	57.484.993	57.484.993
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	173.120	173.120	173.120	173.120	173.120	173.120	173.120	173.120	173.120
1.1.3	SUMINISTRO DE GAS									
1.1.	GASODUCTO	0	0	7.009.122	5.289.105	1.438.610	597.568	2.422.409	0	0
1.1.	PLANTA SATELITAL REGASIFICACION (PSR)	71.562.968	71.562.968	0	0	0	0	0	71.562.968	71.562.968
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	1.240.550	1.240.550	1.240.550	1.240.550	1.240.550	1.240.550	1.240.550	1.240.550	1.240.550
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	17.500	17.500	17.500	17.500	17.500	17.500	17.500	17.500	17.500
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	2.740.185	2.740.185	2.740.185	2.740.185	2.740.185	2.740.185	2.740.185	2.740.185	2.740.185
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE									
1.2.1	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	2.412.482	2.630.437	2.368.879	2.325.479	2.468.172	2.392.112	2.294.190	2.157.209	2.260.407
1.2.	SERVIDUMBRE GASODUCTO	0	0	551.734	407.803	107.948	19.191	160.344	0	0
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE (Con Gasoducto)	16.453.032	15.624.678	23.671.144	21.259.303	16.765.746	16.190.578	17.762.062	14.701.793	14.421.290
1.3	INGENIERIA	2.990.667	2.990.667	2.990.667	2.990.667	2.990.667	2.990.667	2.990.667	2.990.667	2.990.667
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA-DIESEL	7.209.523	7.157.674	7.128.855	7.106.612	7.132.439	7.166.552	7.103.728	7.038.977	7.023.747
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA-GAS NATURAL	13.234.832	13.182.984	8.399.609	8.033.962	7.309.350	7.176.902	7.468.652	13.064.336	13.049.179
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA-DUAL	13.296.373	13.244.525	8.461.195	8.095.541	7.370.950	7.238.488	7.530.241	13.125.877	13.110.721
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL	**90.722.053**	**90.059.805**	**89.722.068**	**89.413.708**	**89.757.701**	**90.167.653**	**89.377.925**	**88.544.995**	**88.352.460**
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL	**167.586.584**	**166.924.337**	**105.923.757**	**101.238.920**	**92.013.096**	**90.299.621**	**94.030.926**	**165.409.576**	**165.217.114**
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL	**168.371.871**	**167.709.625**	**106.709.089**	**102.024.245**	**92.798.442**	**91.084.954**	**94.816.261**	**166.194.864**	**166.002.402**
2	SUBESTACIONES									
2.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	3.960.438	3.960.438	3.960.438	3.960.438	3.960.438	3.960.438	3.960.438	3.960.438	3.960.438
2.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	1.093.692	1.093.692	546.955	812.392	1.093.692	565.963	812.392	637.676	1.093.692
2.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE									
2.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	350.890	361.513	372.525	371.158	356.259	349.739	370.265	370.539	354.170
2.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	94.539	7.449	38.266	24.315	26.929	39.671	34.953	86.859	21.486
2.4	INGENIERIA	153.968	153.968	153.968	153.968	153.968	153.968	153.968	153.968	153.968
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES- CASO DIESEL	544.655	538.117	511.766	547.093	539.245	511.592	547.931	535.601	538.842
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES- CASO GAS NATURAL	540.970	534.433	510.673	546.169	539.060	511.582	547.541	531.839	535.053
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES- CASO DUAL	540.949	534.412	510.628	546.114	538.997	511.518	547.479	531.818	535.032
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO DIESEL)	**6.853.740**	**6.770.735**	**6.440.962**	**6.883.396**	**6.786.090**	**6.436.718**	**6.893.979**	**6.737.456**	**6.778.155**
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS NATURAL)	**6.850.055**	**6.767.052**	**6.439.869**	**6.882.472**	**6.785.905**	**6.436.708**	**6.893.589**	**6.733.693**	**6.774.365**
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS DUAL)	**6.850.034**	**6.767.031**	**6.439.824**	**6.882.418**	**6.785.842**	**6.436.644**	**6.893.527**	**6.733.672**	**6.774.344**
3	LINEA AEREA 220 kV									
3.1	SUMINISTRO	78.155	78.155	766.358	133.792	468.977	47.814	155.667	47.814	71.499
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION									
3.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	217.426	217.426	1.391.823	359.341	879.286	211.843	378.997	210.442	244.063
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	1.844	145	6.726	739	3.005	474	1.231	1.018	380
3.3	INGENIERIA	54.988	54.988	54.988	54.988	54.988	54.988	54.988	54.988	54.988
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION - CASO DIESEL	42.848	42.706	248.748	63.285	159.553	37.586	68.330	37.520	43.911
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION - CASO GAS NATURAL	42.558	42.414	248.217	63.178	159.498	37.586	68.281	37.257	43.602
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION - CASO DUAL	42.556	42.412	248.195	63.172	159.480	37.581	68.274	37.255	43.600
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DIESEL)	**539.183**	**537.343**	**3.130.682**	**796.238**	**2.007.882**	**472.901**	**859.718**	**471.978**	**552.358**
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO GAS NATURAL)	**538.893**	**537.050**	**3.130.150**	**796.131**	**2.007.827**	**472.900**	**859.669**	**471.715**	**552.049**
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DUAL)	**538.892**	**537.049**	**3.130.128**	**796.125**	**2.007.809**	**472.896**	**859.662**	**471.713**	**552.047**
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL [US$]	**98.114.977**	**97.367.883**	**99.293.712**	**97.093.342**	**98.551.672**	**97.077.272**	**97.131.622**	**95.754.428**	**95.682.973**
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL [US$]	**174.975.532**	**174.228.439**	**115.493.777**	**108.917.523**	**100.806.828**	**97.209.228**	**101.784.185**	**172.614.984**	**172.543.529**
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL [US$]	**175.760.797**	**175.013.704**	**116.279.041**	**109.702.788**	**101.592.093**	**97.994.493**	**102.569.450**	**173.400.249**	**173.328.793**

Las figuras siguientes muestran los valores de las tablas precedentes para los casos de la Unidad de Punta del tipo Turbinas a Gas instaladas en el SEN, usando como combustible diésel, gas natural y ambos combustibles (dual).

Figura 154: Costo de Inversión Turbina a Gas – Subestaciones del SEN 300 MW – Diésel

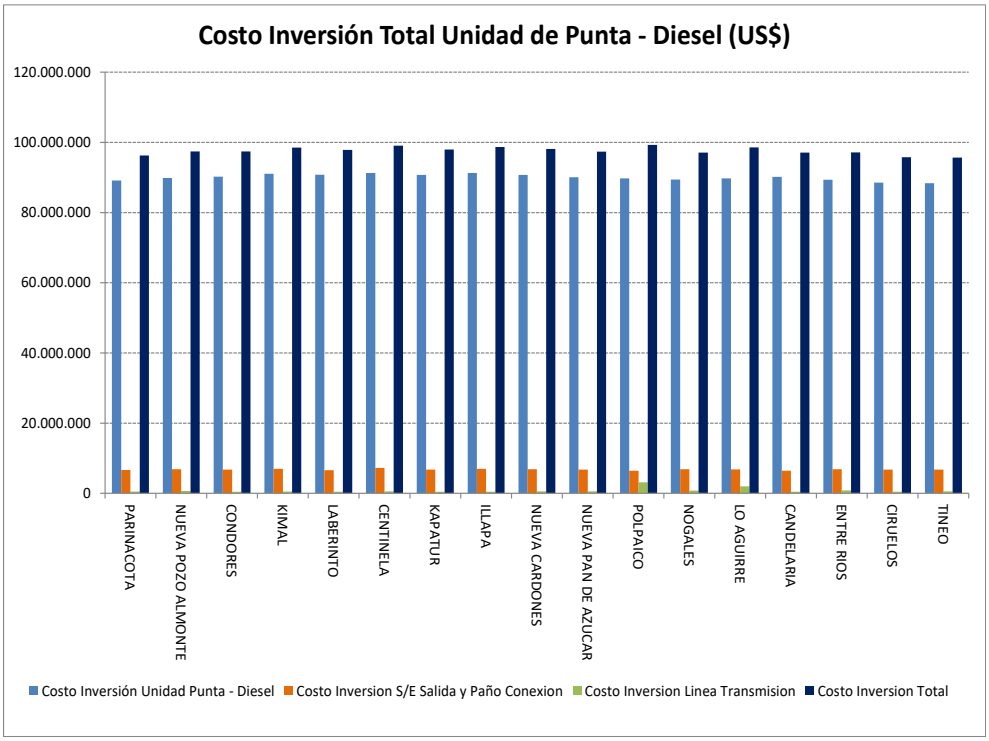


Figura 155: Costo de Inversión Turbina a Gas – Subestaciones del SEN 300 MW - Gas Natural

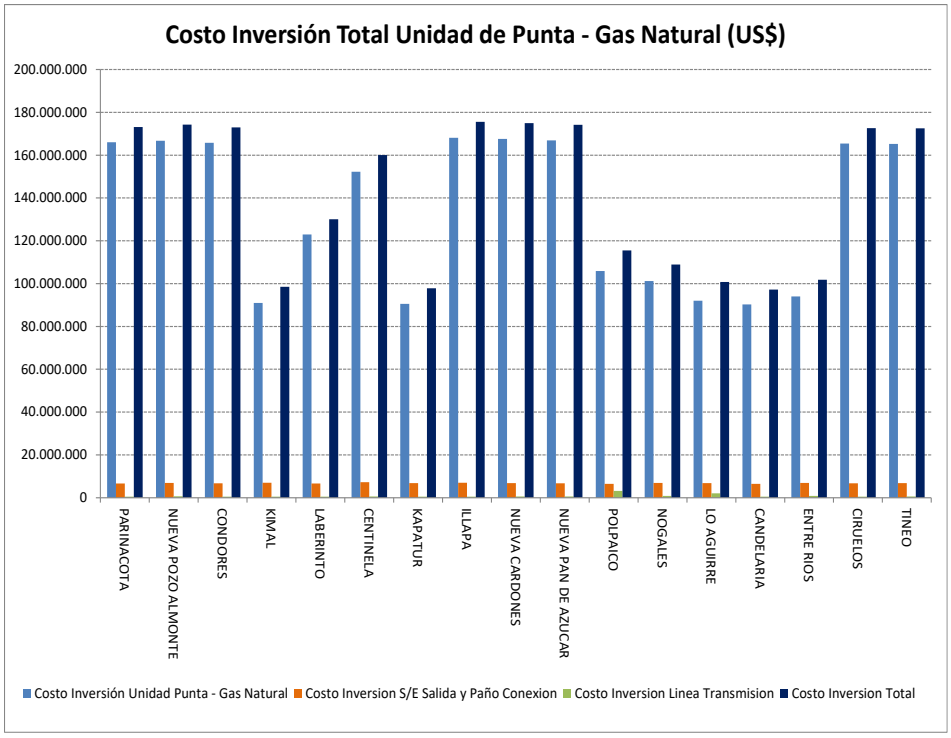


Figura 156: Costo de Inversión Turbina a Gas – Subestaciones del SEN 300 MW – Dual

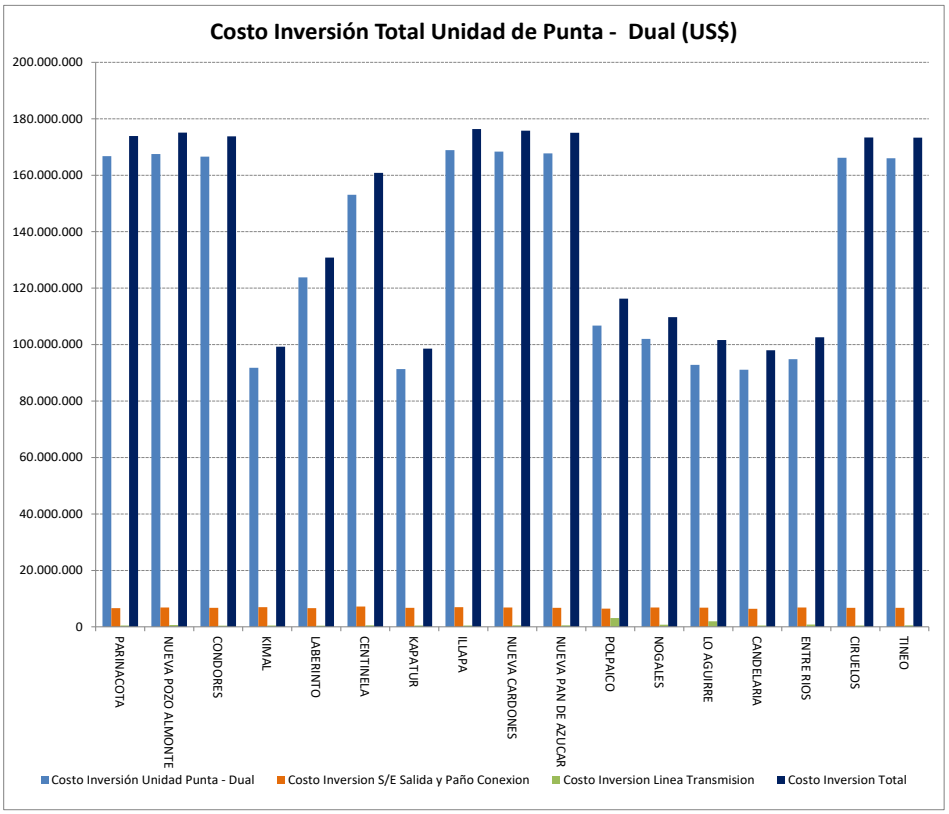
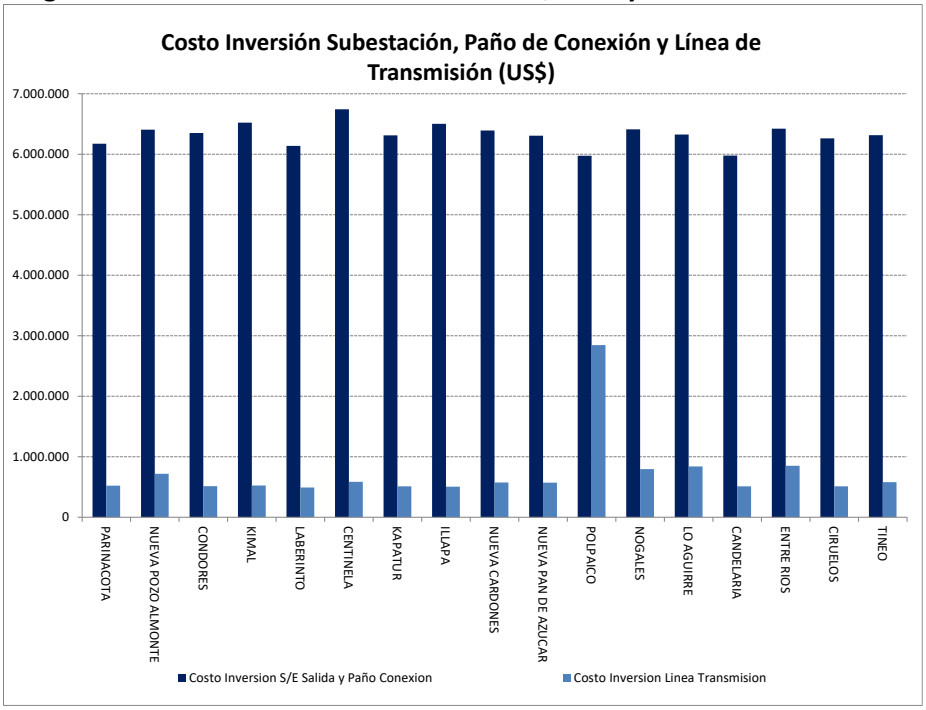


Figura 157: Costo de Inversión Subestación, Paño y Línea de Transmisión



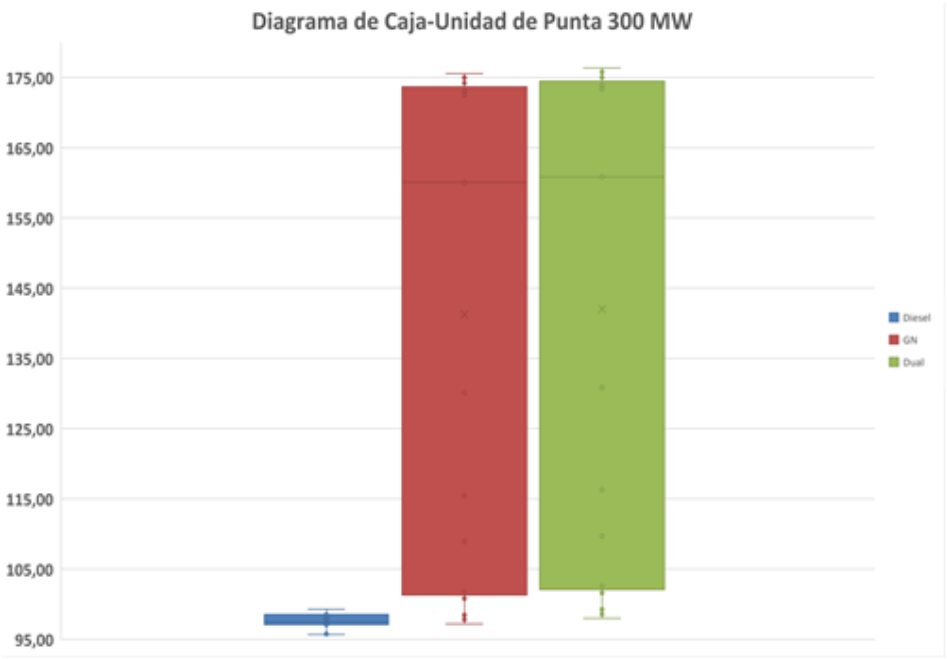
De lo anterior se aprecia que los costos de inversión de las unidades de punta operando con diésel para las distintas subestaciones consideradas son bastantes similares, presentado un mínimo costo de inversión en el caso de la Unidad de Punta instalada en las cercanías de la Subestación Ciruelos 220 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 y por el alto valor de la PSR[84] en los casos que aplica. Se destaca el impacto que tiene el utilizar una PSR, dado su alto valor cotizado. El valor mínimo de costos de inversión para uso de gas natural y dual se presenta en la Subestación Candelaria 220 kV.

La siguiente figura corresponde a un diagrama de cajas para dar cuenta de la dispersión de valores obtenidos.

[84] Planta Satelital de Regasificación.

Figura 158: Diagrama de Cajas Costo de Inversión Unidad de Punta 300 MW



13.1.4 Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 70 MW Y 150 MW – Parque eólico + BESS

La tabla siguiente muestra 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 parque eólico + sistema de almacenamiento de energía mediante baterías para un tamaño de 70 MW y 150 MW.

Respecto de los costos asociados a la central generadora, y del BESS, contenidos en la tabla a continuación son distintos de acuerdo con la subestación básica. La diferencia se debe al prorrateo de los gastos generales del proyecto.

Tabla 72: Costo de Inversión Parque eólico + BESS - Subestaciones del SEN 70 MW

ITEM	DESCRIPCION	ENTRE RIOS	TINEO
1	**CENTRAL GENERADORA**		
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS		
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	59.029.383	59.029.383
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	1.902.710	1.902.710
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE	17.347.644	17.347.644
1.2.1	CONSTRUCCION Y MONTAJE	13.338.305	13.338.305
1.2.2	COSTOS INDIRECTOS C&M	4.009.339	4.009.339
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA	3.114.160	3.064.149
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	**81.420.056**	**81.370.045**
2	**BESS**		
2.1	SUMINISTRO EQUIPOS		
2.1.1	EQUIPAMIENTO ALMACENANIENTO DE ENERGIA	106.738.175	106.738.175
2.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	512.043	512.043
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE	**3.017.666**	**3.017.666**
1.2.1	CONSTRUCCION Y MONTAJE	2.321.281	2.321.281
1.2.2	COSTOS INDIRECTOS C&M	696.384	696.384
	PRORRATA GASTOS GENERALES-BESS	4.385.262	4.314.838
	SUBTOTAL BESS	**114.653.146**	**114.582.722**
3	**SUBESTACION**		
3.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	**2.136.281**	**2.136.281**
3.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	812.392	1.093.692
3.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE	1.102.617	678.386
3.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	187.176	157.803
3.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	915.441	520.583
3.4	INGENIERIA	154.042	154.042
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES	167.243	158.964
	SUBTOTAL SUBESTACION	**4.372.574**	**4.221.365**
4	**LINEA DE TRANSMISIÓN 220 kV**		
4.1	SUMINISTRO	584.251	584.251
4.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION		
4.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	29.819	28.445
4.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	530.358	496.395
4.3	INGENIERIA	102.645	102.645
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION	49.595	47.416
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	**1.296.668**	**1.259.152**
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES	**7.716.259**	**7.585.367**
	COSTO INVERSION TOTAL UNIDAD DE PUNTA (US$)	**201.742.445**	**201.433.284**

Tabla 73: Costo de Inversión Parque eólico + BESS - Subestaciones del SEN 150 MW

ITEM	DESCRIPCION	ENTRE RIOS	TINEO
1	**CENTRAL GENERADORA**		
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS		
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	120.520.000	120.520.000
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	3.321.658	3.321.658
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE	31.167.236	31.167.236
1.2.1	CONSTRUCCION Y MONTAJE	23.965.742	23.965.742
1.2.2	COSTOS INDIRECTOS C&M	7.201.494	7.201.494
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA	5.464.931	5.416.256
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	**160.513.064**	**160.464.389**
2	**BESS**		
2.1	SUMINISTRO EQUIPOS		
2.1.1	EQUIPAMIENTO ALMACENANIENTO DE ENERGIA	228.724.662	228.724.662
2.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	851.514	851.514
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE	**6.445.054**	**6.445.054**
1.2.1	CONSTRUCCION Y MONTAJE	4.957.734	4.957.734
1.2.2	COSTOS INDIRECTOS C&M	1.487.320	1.487.320
	PRORRATA GASTOS GENERALES-BESS	8.318.964	8.244.869
	SUBTOTAL BESS	**244.340.193**	**244.266.098**
3	**SUBESTACION**		
3.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	**2.928.341**	**2.928.341**
3.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	812.392	1.093.692
3.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE	1.100.771	678.386
3.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	186.863	157.803
3.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	913.908	520.583
3.4	INGENIERIA	154.042	154.042
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES	176.076	169.580
	SUBTOTAL SUBESTACION	**5.171.622**	**5.024.041**
4	**LINEA DE TRANSMISIÓN 220 kV**		
4.1	SUMINISTRO	584.251	584.251
4.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION		
4.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	29.819	28.445
4.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	530.358	496.395
4.3	INGENIERIA	102.645	102.645
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION	43.955	42.329
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	**1.291.028**	**1.254.065**
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES	**14.003.927**	**13.873.034**
	COSTO INVERSION TOTAL UNIDAD DE PUNTA (US$)	**411.315.908**	**411.008.593**

Las figuras siguientes muestran los valores de las tablas precedentes para los casos de la Unidad de Punta del tipo Parque eólico + BESS instaladas en el SEN para tamaño 70 MW y 150 MW.

Figura 159: Costo de Inversión Parque eólico - BESS – Subestación – Línea de Transmisión – Subestaciones del SEN 70 MW

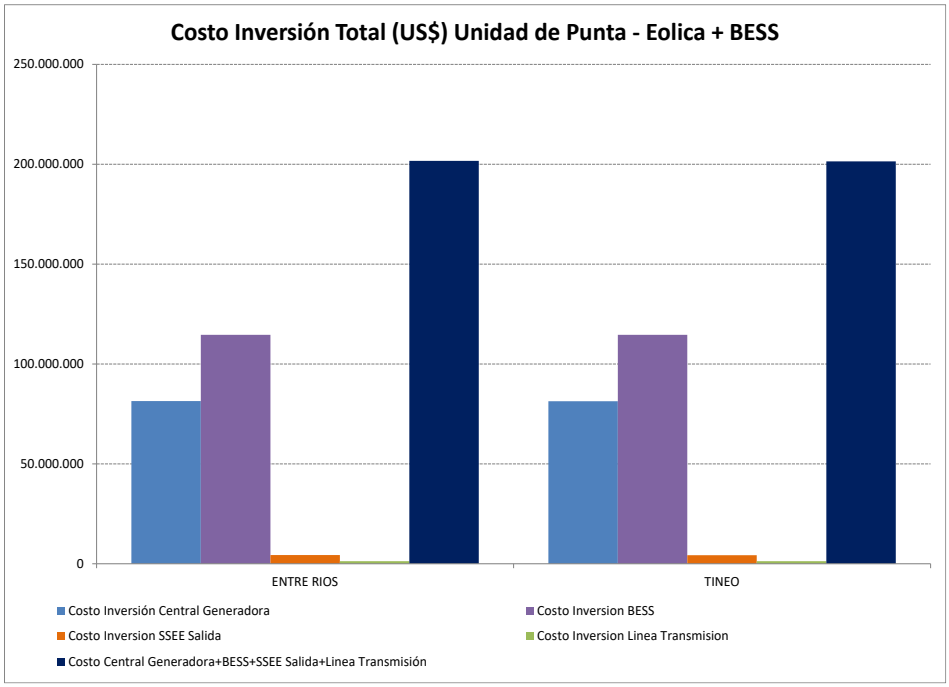
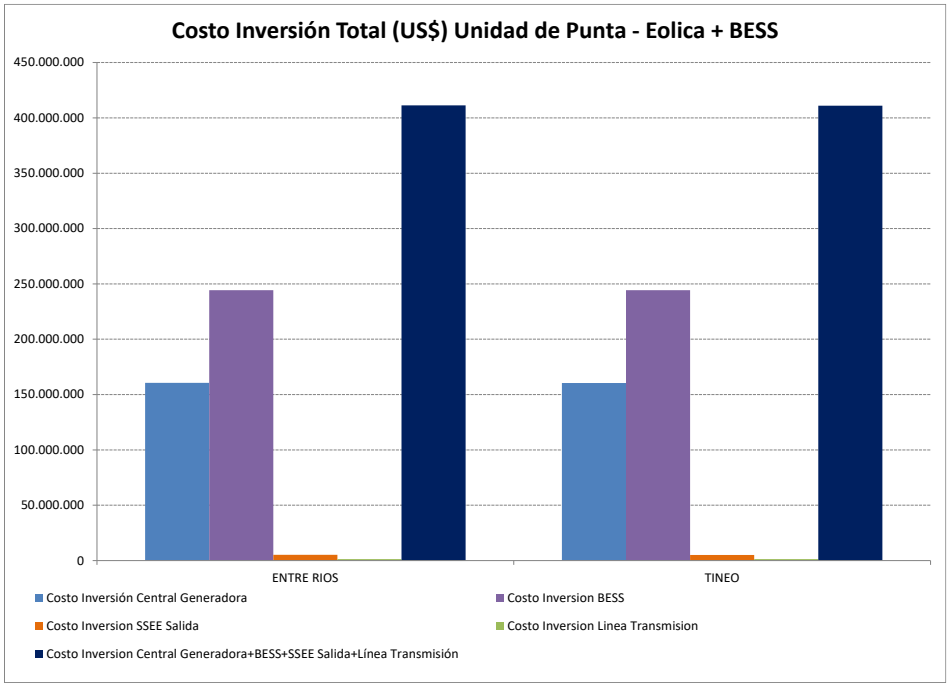


Figura 160: Costo de Inversión Parque eólico - BESS – Subestación – Línea de Transmisión – Subestaciones del SEN 150 MW



13.1.5 Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 70 MW y 150 MW – Central solar fotovoltaica + BESS

La tabla siguiente muestra 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 solar fotovoltaica + sistema de almacenamiento de energía mediante baterías para un tamaño de 70 MW y 150 MW.

Tabla 74: Costo de Inversión Parque solar fotovoltaico + BESS - Subestaciones del SEN 70 MW

ITEM	DESCRIPCION	Condores 220 kV	Nueva Pozo Almonte 220 kV	Kimal 220 KV	Laberinto 220 kV	Centinela 220 kV	Kapatur 220 kV	Illapa 220 kV	Nueva Cardones 220 kV	Polpaico 220 kV
1	**CENTRAL GENERADORA**									
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS									
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	27.024.072	27.024.072	27.024.072	27.024.072	27.024.072	27.024.072	27.024.072	27.024.072	27.024.072
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	4.633.236	4.633.236	4.633.236	4.633.236	4.633.236	4.633.236	4.633.236	4.633.236	4.633.236
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE	17.881.216	17.881.216	17.881.216	17.881.216	17.881.216	17.881.216	17.881.216	17.881.216	17.881.216
1.2.1	CONSTRUCCION Y MONTAJE	13.749.952	13.749.952	13.749.952	13.749.952	13.749.952	13.749.952	13.749.952	13.749.952	13.749.952
1.2.2	COSTOS INDIRECTOS C&M	4.131.264	4.131.264	4.131.264	4.131.264	4.131.264	4.131.264	4.131.264	4.131.264	4.131.264
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA	2.140.641	2.148.578	2.138.387	2.142.867	2.139.552	2.140.362	2.142.801	2.148.836	2.496.780
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	**51.700.092**	**51.708.029**	**51.697.838**	**51.702.318**	**51.699.002**	**51.699.813**	**51.702.252**	**51.708.287**	**52.056.231**
2	**BESS**									
2.1	SUMINISTRO EQUIPOS									
2.1.1	EQUIPAMIENTO ALMACENANIENTO DE ENERGIA	106.738.175	106.738.175	106.738.175	106.738.175	106.738.175	106.738.175	106.738.175	106.738.175	106.738.175
2.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	777.878	777.878	777.878	777.878	777.878	777.878	777.878	777.878	777.878
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE	**3.039.207**	**3.039.207**	**3.039.207**	**3.039.207**	**3.039.207**	**3.039.207**	**3.039.207**	**3.039.207**	**3.039.207**
1.2.1	CONSTRUCCION Y MONTAJE	2.337.851	2.337.851	2.337.851	2.337.851	2.337.851	2.337.851	2.337.851	2.337.851	2.337.851
1.2.2	COSTOS INDIRECTOS C&M	701.355	701.355	701.355	701.355	701.355	701.355	701.355	701.355	701.355
	PRORRATA GASTOS GENERALES-BESS	4.775.257	4.792.963	4.770.230	4.780.224	4.772.827	4.774.636	4.780.076	4.793.539	5.569.718
	SUBTOTAL BESS	**115.330.518**	**115.348.223**	**115.325.491**	**115.335.484**	**115.328.088**	**115.329.896**	**115.335.336**	**115.348.800**	**116.124.979**
3	**SUBESTACION**									
3.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	**2.136.281**	**2.138.538**	**2.165.265**	**2.215.768**	**2.265.583**	**2.136.281**	**2.136.281**	**2.136.281**	**2.136.281**
3.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	637.676	812.876	818.609	574.431	840.125	1.093.692	812.392	1.093.692	546.955
3.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE	1.088.546	1.097.254	1.112.368	922.271	1.110.905	718.211	1.126.506	739.424	946.334
3.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	187.359	187.176	187.176	166.237	187.176	167.253	187.176	167.253	187.664
3.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	901.187	910.078	925.192	756.034	923.729	550.957	939.330	572.170	758.670
3.4	INGENIERIA	154.042	154.042	154.042	154.042	154.042	154.042	154.042	154.042	154.042
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES	173.488	182.202	183.391	167.181	188.687	177.166	182.859	178.787	190.616
	SUBTOTAL SUBESTACION	**4.190.032**	**4.384.912**	**4.433.675**	**4.033.693**	**4.559.343**	**4.279.391**	**4.412.080**	**4.302.226**	**3.974.228**
4	**LINEA DE TRANSMISIÓN 220 kV**									
4.1	SUMINISTRO	584.251	584.554	588.140	594.917	601.601	584.251	584.251	584.251	584.251
4.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION									
4.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	18.551	18.551	18.551	18.551	18.551	18.551	21.161	21.161	21.161
4.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	525.649	530.659	526.767	525.380	528.435	525.918	526.246	528.282	566.318
4.3	INGENIERIA	102.645	102.645	102.645	102.645	102.645	102.645	102.645	102.645	102.645
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION	53.175	53.603	53.335	53.680	54.017	53.180	53.368	53.606	64.202
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	**1.284.271**	**1.290.012**	**1.289.439**	**1.295.173**	**1.305.249**	**1.284.545**	**1.287.670**	**1.289.945**	**1.338.577**
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES	**7.142.561**	**7.177.346**	**7.145.344**	**7.143.952**	**7.155.084**	**7.145.344**	**7.159.103**	**7.174.769**	**8.321.317**
	COSTO INVERSION TOTAL UNIDAD DE PUNTA (US$)	**172.504.913**	**172.731.176**	**172.746.442**	**172.366.668**	**172.891.682**	**172.593.646**	**172.737.338**	**172.649.258**	**173.494.015**

Tabla 75: Costo de Inversión Parque solar fotovoltaico + BESS - Subestaciones del SEN 150 MW

ITEM	DESCRIPCION	Condores 220 kV	Nueva Pozo Almonte 220 kV	Kimal 220 KV	Laberinto 220 kV	Centinela 220 kV	Kapatur 220 kV	Illapa 220 kV	Nueva Cardones 220 kV	Polpaico 220 kV
1	**CENTRAL GENERADORA**									
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS									
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	57.426.153	57.426.153	57.426.153	57.426.153	57.426.153	57.426.153	57.426.153	57.426.153	57.426.153
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	9.452.963	9.452.963	9.452.963	9.452.963	9.452.963	9.452.963	9.452.963	9.452.963	9.452.963
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE	36.549.327	36.549.327	36.549.327	36.549.327	36.549.327	36.549.327	36.549.327	36.549.327	36.549.327
1.2.1	CONSTRUCCION Y MONTAJE	28.107.623	28.107.623	28.107.623	28.107.623	28.107.623	28.107.623	28.107.623	28.107.623	28.107.623
1.2.2	COSTOS INDIRECTOS C&M	8.441.704	8.441.704	8.441.704	8.441.704	8.441.704	8.441.704	8.441.704	8.441.704	8.441.704
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA	4.211.496	4.219.542	4.208.544	4.212.616	4.209.286	4.210.859	4.213.069	4.219.622	4.566.688
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	**107.671.329**	**107.679.376**	**107.668.378**	**107.672.450**	**107.669.119**	**107.670.693**	**107.672.902**	**107.679.456**	**108.026.522**
2	**BESS**									
2.1	SUMINISTRO EQUIPOS									
2.1.1	EQUIPAMIENTO ALMACENANIENTO DE ENERGIA	228.724.662	228.724.662	228.724.662	228.724.662	228.724.662	228.724.662	228.724.662	228.724.662	228.724.662
2.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	1.366.817	1.366.817	1.366.817	1.366.817	1.366.817	1.366.817	1.366.817	1.366.817	1.366.817
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE	**6.495.704**	**6.495.704**	**6.495.704**	**6.495.704**	**6.495.704**	**6.495.704**	**6.495.704**	**6.495.704**	**6.495.704**
1.2.1	CONSTRUCCION Y MONTAJE	4.996.695	4.996.695	4.996.695	4.996.695	4.996.695	4.996.695	4.996.695	4.996.695	4.996.695
1.2.2	COSTOS INDIRECTOS C&M	1.499.009	1.499.009	1.499.009	1.499.009	1.499.009	1.499.009	1.499.009	1.499.009	1.499.009
	PRORRATA GASTOS GENERALES-BESS	9.630.655	9.649.055	9.623.905	9.633.217	9.625.601	9.629.199	9.634.252	9.649.238	10.442.892
	SUBTOTAL BESS	**246.217.837**	**246.236.237**	**246.211.087**	**246.220.400**	**246.212.783**	**246.216.381**	**246.221.434**	**246.236.420**	**247.030.074**
3	**SUBESTACION**									
3.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	**2.928.341**	**2.931.561**	**2.969.700**	**3.041.765**	**3.112.849**	**2.928.341**	**2.928.341**	**2.928.341**	**2.928.341**
3.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	637.676	812.876	818.609	574.431	840.125	1.093.692	812.392	1.093.692	546.955
3.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE	1.119.285	1.128.239	1.183.614	981.342	1.182.058	764.212	1.198.659	772.165	958.077
3.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	192.650	192.462	199.165	176.884	199.165	177.966	199.165	174.659	189.993
3.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	926.635	935.777	984.450	804.458	982.894	586.246	999.494	597.506	768.085
3.4	INGENIERIA	154.042	154.042	154.042	154.042	154.042	154.042	154.042	154.042	154.042
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES	196.993	205.011	208.514	193.472	215.187	201.072	207.414	201.815	202.487
	SUBTOTAL SUBESTACION	**5.036.336**	**5.231.730**	**5.334.480**	**4.945.052**	**5.504.262**	**5.141.358**	**5.300.847**	**5.150.055**	**4.789.902**
4	**LINEA DE TRANSMISIÓN 220 kV**									
4.1	SUMINISTRO	584.251	584.554	588.140	594.917	601.601	584.251	584.251	584.251	584.251
4.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION									
4.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	19.074	19.074	19.739	19.739	19.739	19.739	22.516	22.098	21.423
4.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	540.493	545.644	560.507	559.030	562.281	559.603	559.951	551.675	573.345
4.3	INGENIERIA	102.645	102.645	102.645	102.645	102.645	102.645	102.645	102.645	102.645
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION	50.739	51.059	51.703	51.969	52.332	51.536	51.691	51.417	56.572
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	**1.297.203**	**1.302.977**	**1.322.734**	**1.328.300**	**1.338.598**	**1.317.775**	**1.321.055**	**1.312.085**	**1.338.237**
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES	**14.089.883**	**14.124.668**	**14.092.666**	**14.091.274**	**14.102.406**	**14.092.666**	**14.106.425**	**14.122.091**	**15.268.639**
	COSTO INVERSION TOTAL UNIDAD DE PUNTA (US$)	**360.222.706**	**360.450.320**	**360.536.678**	**360.166.202**	**360.724.762**	**360.346.207**	**360.516.238**	**360.378.016**	**361.184.735**

Las figuras siguientes muestran los valores de las tablas precedentes para los casos de la Unidad de Punta del tipo Parque solar fotovoltaica + BESS instaladas en el SEN para tamaño 70 MW y 150 MW.

Figura 161: Costo de Inversión parque solar fotovoltaico - BESS – Subestación – Línea de Transmisión – Subestaciones del SEN 70 MW

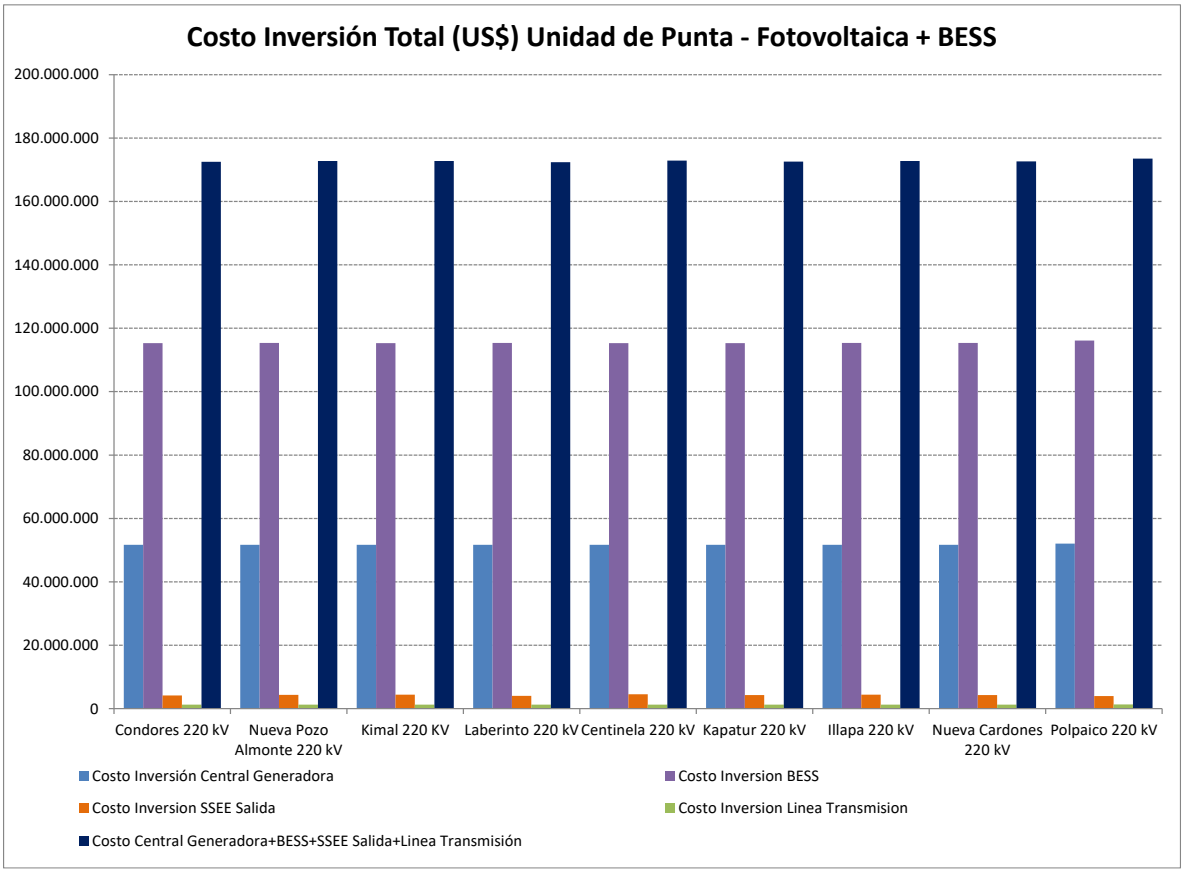
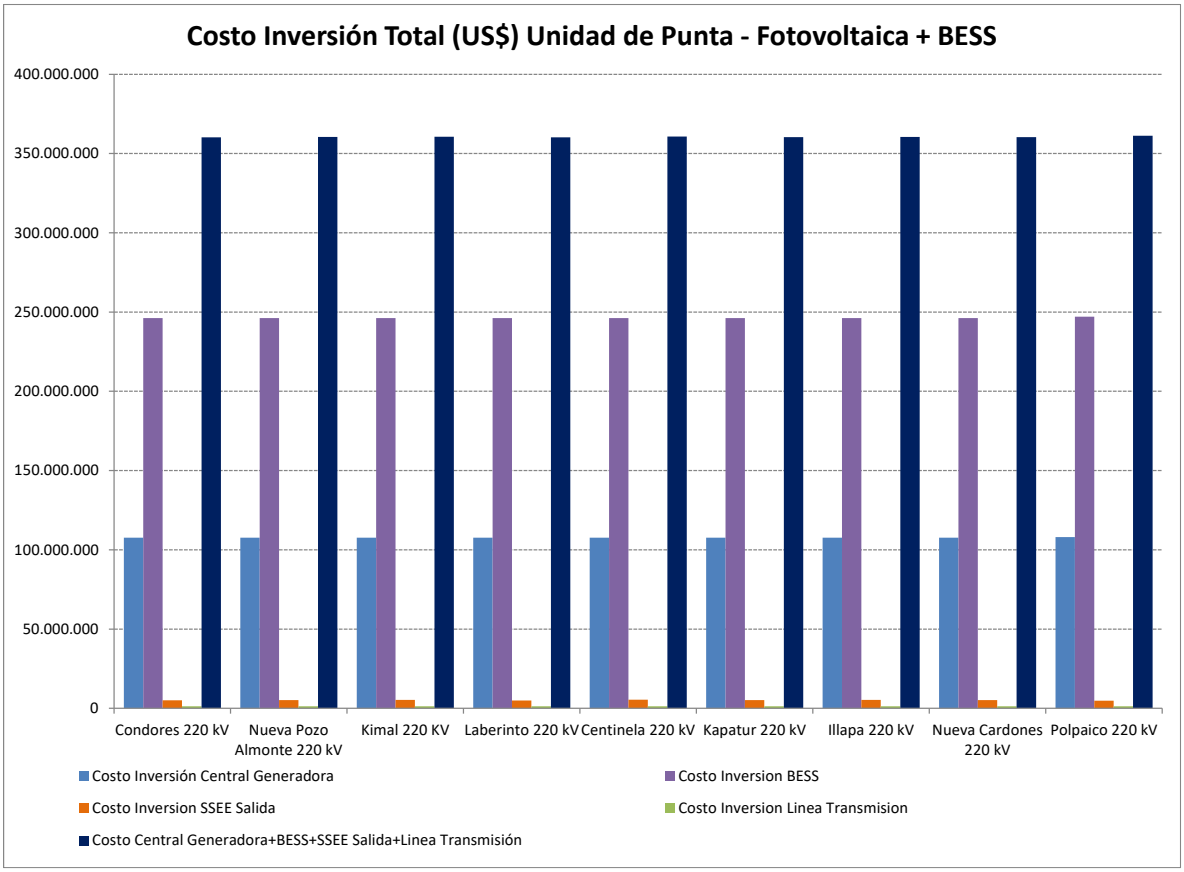


Figura 162: Costo de Inversión Parque solar fotovoltaico - BESS – Subestación – Línea de Transmisión – Subestaciones del SEN 150 MW



13.1.6 Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 2 MW y 5 MW – Turbinas a Gas en Ciclo Simple o Abierto

Los siguientes cuadros muestran el resumen del cálculo del costo de inversión de la Unidad de Punta del tipo Turbinas a Gas de tamaño 2 MW y 5 MW en los SSMM.

Tabla 76: Costo de Inversión Turbina a Gas Dual - 5 MW SSMM

ITEM	DESCRIPCION	TRES PUENTES
1	CENTRAL GENERADORA	
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS	
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	4.479.989
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	14.337
1.1.3	SUMINISTRO DE GAS	
1.1.3.1	GASODUCTO	27.724
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	20.163
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	5.426
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	113.037
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE	
1.2.1.	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	56.446
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	301.662
1.3	INGENIERIA	75.070
1.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA	410.413
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL	**5.504.267**
2	SUBESTACIONES	
2.1	EQUIPAMIENTO SUBESTACION	156.409
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE	
2.2.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	17.403
2.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	43.179
2.3	INGENIERIA	8.793
2.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-SUBESTACIONES	18.192
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO DUAL)	**243.976**
3	LINEA CONEXION MT	
3.1	SUMINISTRO	11.306
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	
3.2.1.	INFRAESTRUCTURA LINEA	12.204
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	31.887
3.3	INGENIERIA	10.660
3.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-LINEA DE TRANSMISION	5.322
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DUAL)	**71.379**
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL [US$]	**5.819.622**

Tabla 77: Costo de Inversión Turbina a Gas Dual - 2 MW SSMM

ITEM	DESCRIPCION	TRES PUENTES	PUERTO NATALES	PORVENIR
1	CENTRAL GENERADORA			
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS			
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	1.977.341	1.977.341	1.977.341
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	9.751	9.751	9.751
1.1.3	SUMINISTRO DE GAS			
1.1.3.1	GASODUCTO	27.724	27.724	27.724
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	9.499	9.499	9.499
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	5.351	5.351	5.351
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	122.633	122.633	122.633
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE			
1.2.1.	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	46.994	46.994	46.994
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	213.923	226.755	213.870
1.3	INGENIERIA	3.993	3.993	3.993
1.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA	208.824	210.413	209.437
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL	**2.626.034**	**2.640.455**	**2.626.594**
2	SUBESTACIONES			
2.1	EQUIPAMIENTO SUBESTACION	124.111	80.183	80.183
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE			
2.2.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	7.620	7.620	7.620
2.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	38.397	40.162	40.162
2.3	INGENIERIA	148	148	148
2.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-SUBESTACIONES	14.710	11.093	11.100
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO DUAL)	**184.986**	**139.206**	**139.213**
3	LINEA CONEXION MT			
3.1	SUMINISTRO	8.880	5.358	5.358
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION			
3.2.1.	INFRAESTRUCTURA LINEA	5.382	5.382	5.382
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	31.887	19.792	19.792
3.3	INGENIERIA	148	148	148
3.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-LINEA DE TRANSMISION	4.000	2.656	2.658
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DUAL)	**50.297**	**33.336**	**33.337**
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL [US$]	**2.861.317**	**2.812.997**	**2.799.144**

13.1.7 Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 6 MW – Parque eólico + BESS

El cuadro siguiente muestra el resumen del cálculo del costo de inversión de la Unidad de Punta del tipo Parque eólico más Sistema de Almacenamiento de Energía, mediante baterías en el Sistema Mediado de Punta Arenas.

Tabla 78: Costo de Inversión Parque eólico + BESS – SSMM Punta Arenas 6 MW

ITEM	DESCRIPCION	TRES PUENTES
1	**CENTRAL GENERADORA**	
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS	
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	6.675.026
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	786.653
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE	4.457.295
1.2.1	CONSTRUCCION Y MONTAJE	3.426.878
1.2.2	COSTOS INDIRECTOS C&M	1.030.418
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA	1.399.827
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	**13.326.649**
2	**BESS**	
2.1	SUMINISTRO EQUIPOS	
2.1.1	EQUIPAMIENTO ALMACENANIENTO DE ENERGIA	9.148.986
2.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	242.404
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE	**297.988**
1.2.1	CONSTRUCCION Y MONTAJE	229.221
1.2.2	COSTOS INDIRECTOS C&M	68.766
	PRORRATA GASTOS GENERALES-BESS	1.137.223
	SUBTOTAL BESS	**10.826.601**
3	**SUBESTACION**	
3.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA MT	**34.489**
3.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	34.489
3.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE	40.272
3.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	2.779
3.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	37.493
3.4	INGENIERIA	3.349
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES	13.215
	SUBTOTAL SUBESTACION	**125.814**
4	**LINEA DE TRANSMISIÓN MT**	
4.1	SUMINISTRO	110.562
4.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	
4.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	0
4.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	56.753
4.3	INGENIERIA	4.019
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION	20.109
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	**191.443**
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES	**2.570.375**
	COSTO INVERSION TOTAL UNIDAD DE PUNTA (US$)	**24.470.507**

13.1.8 Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 0,3 MW - 0,5 MW – 0,8 MW - 1,2 MW - 1,5 MW - 2,0 MW y 5,0 MW – Grupos Motor – Generador - Diésel

Los siguientes cuadros muestran el resumen del cálculo del costo de inversión de la Unidad de Punta del tipo grupo Motor – Generador utilizando petróleo diésel, de tamaño 0,3 MW - 0,5 MW – 0,8 MW - 1,2 MW - 1,5 MW - 2,0 MW y 5,0 MW en los SSMM.

Tabla 79: Costo de Inversión Grupo Motor - Generador Diésel - 0,3 MW SSMM

ITEM	DESCRIPCION	PUERTO WILLIAMS	PALENA	CHILE CHICO
1	CENTRAL GENERADORA			
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS			
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	52.634	52.634	52.634
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	5.188	5.188	5.188
1.1.3				
1.1.3.1				
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	9.499	9.499	9.499
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	2.793	2.793	2.793
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	55.748	55.748	55.748
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE			
1.2.1.	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	17.657	16.218	16.655
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	63.352	38.542	65.912
1.3	INGENIERIA	14.214	14.214	14.214
1.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA	33.334	31.585	33.679
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	**254.418**	**226.421**	**256.321**
2	SUBESTACIONES			
2.1	EQUIPAMIENTO SUBESTACION	30.048	30.048	30.048
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE			
2.2.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	7.285	6.692	6.872
2.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	33.419	30.697	31.523
2.3	INGENIERIA	2.196	2.196	2.196
2.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-SUBESTACIONES	10.999	11.288	10.686
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	**83.948**	**80.921**	**81.325**
3	LINEA CONEXION MT			
3.1	SUMINISTRO	8.880	6.141	8.880
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION			
3.2.1.	INFRAESTRUCTURA LINEA	7.205	6.618	6.796
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	17.145	7.106	16.172
3.3	INGENIERIA	2.662	2.662	2.662
3.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-LINEA DE TRANSMISION	5.412	3.652	5.220
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	**41.304**	**26.180**	**39.731**
	TOTAL CENTRAL GENERADORA [US$]	**379.669**	**333.522**	**377.377**

Tabla 80: Costo de Inversión Grupo Motor - Generador Diésel - 0,5 MW SSMM

ITEM	DESCRIPCION	HORNOPIREN	COCHAMO
1	CENTRAL GENERADORA		
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS		
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	139.745	139.745
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	1.027	6.113
1.1.3			
1.1.3.1			
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	9.499	9.499
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	1.105	2.793
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	55.748	55.748
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE		
1.2.1.	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	17.202	17.202
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	45.847	45.847
1.3	INGENIERIA	17.684	17.684
1.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA	39.959	35.592
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	**327.816**	**330.223**
2	SUBESTACIONES		
2.1	EQUIPAMIENTO SUBESTACION	30.048	30.048
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE		
2.2.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	5.191	6.713
2.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	33.595	30.697
2.3	INGENIERIA	2.219	2.219
2.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-SUBESTACIONES	9.863	8.417
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	**80.916**	**78.094**
3	LINEA CONEXION MT		
3.1	SUMINISTRO	5.358	8.880
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION		
3.2.1.	INFRAESTRUCTURA LINEA	6.643	6.643
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	18.179	29.290
3.3	INGENIERIA	2.662	2.662
3.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-LINEA DE TRANSMISION	4.559	5.735
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	**37.401**	**53.210**
	TOTAL CENTRAL GENERADORA [US$]	**446.134**	**461.527**

Tabla 81: Costo de Inversión Grupo Motor - Generador Diésel - 0,8 MW SSMM

ITEM	DESCRIPCION	CHACABUCO
1	CENTRAL GENERADORA	
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS	
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	207.370
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	7.005
1.1.3		
1.1.3.1		
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	9.499
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	3.140
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	60.339
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE	
1.2.1.	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	19.929
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	81.611
1.3	INGENIERIA	17.591
1.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA	49.662
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	**456.146**
2	SUBESTACIONES	
		321
2.1	EQUIPAMIENTO SUBESTACION	34.513
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE	
2.2.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	5.468
2.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	32.728
2.3	INGENIERIA	2.544
2.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-SUBESTACIONES	9.194
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	**84.447**
3	LINEA CONEXION MT	
3.1	SUMINISTRO	8.880
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	
3.2.1.	INFRAESTRUCTURA LINEA	6.994
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	29.290
3.3	INGENIERIA	3.053
3.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-LINEA DE TRANSMISION	5.891
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	**54.108**
	TOTAL CENTRAL GENERADORA [US$]	**594.701**

Tabla 82: Costo de Inversión Grupo Motor - Generador Diésel – 1,2 MW SSMM

ITEM	DESCRIPCION	PORVENIR
1	CENTRAL GENERADORA	
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS	
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	441.896
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	7.615
1.1.3		
1.1.3.1		
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	9.499
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	3.385
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	61.752
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE	
1.2.1.	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	23.057
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	73.991
1.3	INGENIERIA	18.603
1.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA	68.597
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	**708.395**
2	SUBESTACIONES	
2.1	EQUIPAMIENTO SUBESTACION	39.955
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE	
2.2.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	6.095
2.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	35.631
2.3	INGENIERIA	2.704
2.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-SUBESTACIONES	9.047
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	**93.432**
3	LINEA CONEXION MT	
3.1	SUMINISTRO	8.880
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	
3.2.1.	INFRAESTRUCTURA LINEA	7.802
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	31.887
3.3	INGENIERIA	3.245
3.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-LINEA DE TRANSMISION	5.555
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	**57.369**
	TOTAL CENTRAL GENERADORA [US$]	**859.196**

Tabla 83: Costo de Inversión Grupo Motor - Generador Diésel – 1,5 MW SSMM

ITEM	DESCRIPCION	PUERTO NATALES
1	CENTRAL GENERADORA	
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS	
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	543.683
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	4.880
1.1.3		
1.1.3.1		
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	9.499
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	3.140
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	60.339
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE	
1.2.1.	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	22.434
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	75.345
1.3	INGENIERIA	18.140
1.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA	76.434
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	**813.895**
2	SUBESTACIONES	
2.1	EQUIPAMIENTO SUBESTACION	39.372
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE	
2.2.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	6.030
2.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	35.631
2.3	INGENIERIA	2.631
2.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-SUBESTACIONES	8.671
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	**92.335**
3	LINEA CONEXION MT	
3.1	SUMINISTRO	8.880
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	
3.2.1.	INFRAESTRUCTURA LINEA	7.716
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	31.887
3.3	INGENIERIA	3.157
3.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-LINEA DE TRANSMISION	5.352
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	**56.993**
	TOTAL CENTRAL GENERADORA [US$]	**963.223**

Tabla 84: Costo de Inversión Grupo Motor - Generador Diésel – 2,0 MW SSMM

ITEM	DESCRIPCION	TEHUELCHE	TRES PUENTES
1	CENTRAL GENERADORA		
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS		
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	767.873	767.873
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	9.305	9.305
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	9.499	9.499
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	1.772	1.772
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	109.441	109.441
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE		
1.2.1.	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	23.480	23.480
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	84.300	77.419
1.3	INGENIERIA	19.968	19.968
1.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA	98.383	98.119
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	**1.124.021**	**1.116.876**
2	SUBESTACIONES		
2.1	EQUIPAMIENTO SUBESTACION	76.664	76.664
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE		
2.2.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	5.929	5.929
2.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	33.609	33.609
2.3	INGENIERIA	2.919	2.919
2.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-SUBESTACIONES	11.427	11.473
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	**130.548**	**130.595**
3	LINEA CONEXION MT		
3.1	SUMINISTRO	8.880	5.358
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION		
3.2.1.	INFRAESTRUCTURA LINEA	7.599	7.599
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	30.078	18.669
3.3	INGENIERIA	3.503	3.503
3.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-LINEA DE TRANSMISION	4.802	3.383
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	**54.862**	**38.511**
	TOTAL CENTRAL GENERADORA [US$]	**1.309.431**	**1.285.982**

Tabla 85: Costo de Inversión Grupo Motor - Generador Diésel – 5,0 MW SSMM

ITEM	DESCRIPCION	TRES PUENTES
1	CENTRAL GENERADORA	
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS	
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	2.489.774
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	17.355
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	21.352
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	2.774
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	111.801
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE	
1.2.1.	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	26.940
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	106.059
1.3	INGENIERIA	22.694
1.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA	233.162
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	**3.031.911**
2	SUBESTACIONES	
2.1	EQUIPAMIENTO SUBESTACION	108.962
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE	
2.2.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	6.289
2.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	37.781
2.3	INGENIERIA	3.349
2.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-SUBESTACIONES	13.028
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	**169.410**
3	LINEA CONEXION MT	
3.1	SUMINISTRO	11.306
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	
3.2.1.	INFRAESTRUCTURA LINEA	8.076
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	30.078
3.3	INGENIERIA	4.019
3.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-LINEA DE TRANSMISION	4.455
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	**57.934**
	TOTAL CENTRAL GENERADORA [US$]	**3.259.255**

13.1.9 Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 1,2 MW - 1,5 MW - 2,0 MW y 5,0 MW – Grupos Motor – Generador – Gas Natural

Los siguientes cuadros muestran el resumen del cálculo del costo de inversión de la Unidad de Punta del tipo grupo Motor – Generador utilizando gas natural, de tamaño 1,2 MW - 1,5 MW - 2,0 MW y 5,0 MW en los SSMM.

Tabla 86: Costo de Inversión Grupo Motor - Generador Gas Natural – 1,2 MW SSMM

ITEM	DESCRIPCION	PORVENIR
1	CENTRAL GENERADORA	
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS	
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	799.298
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	0
1.1.3	SUMINISTRO DE GAS	
1.1.3.1	GASODUCTO	27.724
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	9.499
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	3.385
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	61.752
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE	
1.2.1.	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	23.057
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	81.480
1.3	INGENIERIA	18.603
1.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA	98.927
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	**1.123.724**
2	SUBESTACIONES	
2.1	EQUIPAMIENTO SUBESTACION	39.955
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE	
2.2.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	6.095
2.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	35.631
2.3	INGENIERIA	2.704
2.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-SUBESTACIONES	8.146
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	**92.530**
3	LINEA CONEXION MT	
3.1	SUMINISTRO	8.880
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	
3.2.1.	INFRAESTRUCTURA LINEA	7.802
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	31.887
3.3	INGENIERIA	3.245
3.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-LINEA DE TRANSMISION	5.002
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	**56.816**
	TOTAL CENTRAL GENERADORA [US$]	**1.273.070**

Tabla 87: Costo de Inversión Grupo Motor - Generador Gas Natural – 1,5 MW SSMM

ITEM	DESCRIPCION	PUERTO NATALES
1	CENTRAL GENERADORA	
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS	
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	940.578
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	0
1.1.3	SUMINISTRO DE GAS	
1.1.3.1	GASODUCTO	27.724
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	9.499
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	3.140
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	60.339
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE	
1.2.1.	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	22.434
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	82.834
1.3	INGENIERIA	18.140
1.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA	109.750
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	**1.274.438**
2	SUBESTACIONES	
2.1	EQUIPAMIENTO SUBESTACION	39.372
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE	
2.2.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	6.030
2.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	35.631
2.3	INGENIERIA	2.631
2.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-SUBESTACIONES	7.884
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	**91.547**
3	LINEA CONEXION MT	
3.1	SUMINISTRO	8.880
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	
3.2.1.	INFRAESTRUCTURA LINEA	7.716
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	31.887
3.3	INGENIERIA	3.157
3.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-LINEA DE TRANSMISION	4.866
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	**56.507**
	TOTAL CENTRAL GENERADORA [US$]	**1.422.492**

Tabla 88: Costo de Inversión Grupo Motor - Generador Gas Natural – 2,0 MW SSMM

ITEM	DESCRIPCION	TRES PUENTES
1	CENTRAL GENERADORA	
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS	
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	822.165
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	0
1.1.3	SUMINISTRO DE GAS	
1.1.3.1	GASODUCTO	27.724
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	9.499
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	1.772
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	109.441
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE	
1.2.1.	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	23.480
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	81.435
1.3	INGENIERIA	19.968
1.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA	104.076
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	**1.199.560**
2	SUBESTACIONES	
2.1	EQUIPAMIENTO SUBESTACION	76.664
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE	
2.2.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	5.929
2.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	33.609
2.3	INGENIERIA	2.919
2.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-SUBESTACIONES	11.317
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	**130.439**
3	LINEA CONEXION MT	
3.1	SUMINISTRO	5.358
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	
3.2.1.	INFRAESTRUCTURA LINEA	7.599
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	18.669
3.3	INGENIERIA	3.503
3.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-LINEA DE TRANSMISION	3.337
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	**38.466**
	TOTAL CENTRAL GENERADORA [US$]	**1.368.465**

Tabla 89: Costo de Inversión Grupo Motor - Generador Gas Natural – 5,0 MW SSMM

ITEM	DESCRIPCION	TRES PUENTES
1	CENTRAL GENERADORA	
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS	
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	1.796.710
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	0
1.1.3	SUMINISTRO DE GAS	
1.1.3.1	GASODUCTO	66.747
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	21.352
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	2.774
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	111.801
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE	
1.2.1.	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	26.940
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	102.502
1.3	INGENIERIA	22.694
1.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA	184.142
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	**2.335.663**
2	SUBESTACIONES	
2.1	EQUIPAMIENTO SUBESTACION	108.962
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE	
2.2.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	6.289
2.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	37.781
2.3	INGENIERIA	3.349
2.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-SUBESTACIONES	13.384
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	**169.766**
3	LINEA CONEXION MT	
3.1	SUMINISTRO	11.306
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	
3.2.1.	INFRAESTRUCTURA LINEA	8.076
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	30.078
3.3	INGENIERIA	4.019
3.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-LINEA DE TRANSMISION	4.577
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	**58.056**
	TOTAL CENTRAL GENERADORA [US$]	**2.563.484**

13.1.10 Resumen costos unitarios de inversión y costos fijos unitarios de operación por tecnología, tamaño y ubicación de la Unidad de Punta en el SEN y los SSMM

Finalmente, en las tablas a continuación 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 y los SSMM.

Tabla 90: Resumen costos unitarios de inversión (US$/kW) y costos fijos unitarios de operación (US$/kW) por tecnología, tamaño y ubicación en el SEN

COSTOS UNITARIOS INVERSIÓN (CI) Y COSTOS FIJOS UNITARIOS DE OPERACIÓN (CFO) (USD/KW) - SUBESTACIONES SISTEMA ELECTRICO NACIONAL

TECNOLOGÍA	COMBUSTIBLE / RECURSO PRIMARIO	UBICACIÓN → TAMAÑO (MW) ↓	PARINACOTA		NUEVA POZO ALMONTE		CONDORES		KIMAL		LABERINTO		CENTINELA	
			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
TGCA	DIESEL	70	612,04	1,05	675,27	1,24	656,67	1,19	702,22	1,33	732,93	1,40	809,62	1,52
		150	477,40	0,56	524,27	0,65	511,85	0,63	545,75	0,70	572,73	0,74	627,28	0,80
		300	336,82	0,32	370,74	0,37	363,41	0,36	387,33	0,40	407,09	0,42	444,72	0,45
	GAS NATURAL	70	852,51	1,07	936,43	1,25	912,92	1,21	672,62	1,27	1.018,72	1,42	1.117,37	1,54
		150	742,30	0,60	812,16	0,69	794,18	0,67	525,36	0,66	769,17	0,75	966,69	0,85
		300	585,61	0,36	641,12	0,42	623,92	0,40	374,26	0,37	523,15	0,42	694,70	0,49
	DUAL	70	860,43	1,08	945,04	1,27	921,35	1,22	681,51	1,28	1.028,13	1,43	1.127,52	1,56
		150	746,82	0,61	817,07	0,71	799,00	0,68	530,43	0,68	774,54	0,77	972,49	0,87
		300	588,26	0,31	644,01	0,35	626,75	0,34	377,25	0,34	526,31	0,38	698,11	0,43
ERNC SFV + BESS	RADIACIÓN SOLAR	70	-	-	2.464,36	4,06	2.467,59	4,06	2.467,81	4,06	2.462,38	4,06	2.469,88	4,06
		150	-	-	2.401,48	3,66	2.403,00	3,66	2.403,58	3,66	2.401,11	3,66	2.404,83	3,66
ERNC PE + BESS	VIENTO	70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		150	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 91: Resumen costos unitarios de inversión (US$/kW) y costos fijos unitarios de operación (US$/kW) por tecnología, tamaño y ubicación en el SEN

COSTOS UNITARIOS INVERSIÓN (CI) Y COSTOS FIJOS UNITARIOS DE OPERACIÓN (CFO) (USD/KW) - SUBESTACIONES SISTEMA ELECTRICO NACIONAL

TECNOLOGÍA	COMBUSTIBLE / RECURSO PRIMARIO	UBICACIÓN → TAMAÑO (MW) ↓	KAPATUR		ILLAPA		NUEVA CARDONES		NUEVA PAN DE AZUCAR		NOGALES		POLPAICO	
			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
TGCA	DIESEL	70	621,13	1,18	651,08	1,23	654,13	1,21	615,39	1,11	667,36	1,27	630,76	1,11
		150	483,28	0,62	506,57	0,65	509,49	0,64	477,84	0,59	509,00	0,66	489,09	0,59
		300	342,53	0,35	360,32	0,37	362,27	0,36	337,79	0,33	349,47	0,37	353,32	0,34
	GAS NATURAL	70	594,20	1,13	901,57	1,25	907,63	1,23	853,54	1,13	770,95	1,25	699,35	1,08
		150	464,58	0,59	782,68	0,69	788,85	0,68	740,35	0,63	580,81	0,65	536,46	0,57
		300	330,49	0,33	619,60	0,41	624,58	0,41	584,34	0,38	379,00	0,36	397,31	0,33
	DUAL	70	602,10	1,14	909,82	1,26	915,98	1,24	861,39	1,14	779,09	1,26	707,40	1,09
		150	469,09	0,60	787,39	0,70	793,61	0,69	744,83	0,64	585,45	0,67	541,05	0,58
		300	333,15	0,30	622,37	0,35	627,38	0,35	586,98	0,32	381,73	0,33	400,01	0,29
ERNC SFV + BESS	RADIACIÓN SOLAR	70	2.465,62	4,06	2.467,68	4,06	2.466,42	4,06	-	-	-	-	2.478,49	4,06
		150	2.402,31	3,66	2.403,44	3,66	2.402,52	3,66	-	-	-	-	2.407,90	3,66
ERNC PE + BESS	VIENTO	70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		150	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 92: Resumen costos unitarios de inversión (US$/kW) y costos fijos unitarios de operación (US$/kW) por tecnología, tamaño y ubicación en el SEN

COSTOS UNITARIOS INVERSIÓN (CI) Y COSTOS FIJOS UNITARIOS DE OPERACIÓN (CFO) (USD/KW) - SUBESTACIONES SISTEMA ELECTRICO NACIONAL

TECNOLOGÍA	COMBUSTIBLE / RECURSO PRIMARIO	UBICACIÓN → TAMAÑO (MW) ↓	LO AGUIRRE		CANDELARIA		ENTRE RIOS		CIRUELOS		TINEO	
			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
TGCA	DIESEL	70	652,89	1,20	638,86	1,18	618,05	1,08	587,60	0,93	599,44	0,95
		150	500,78	0,63	499,48	0,62	479,04	0,57	457,69	0,50	465,52	0,51
		300	352,30	0,36	354,72	0,36	338,45	0,33	324,13	0,29	328,37	0,30
	GAS NATURAL	70	649,86	1,15	612,94	1,13	629,30	1,04	820,40	0,95	835,34	0,97
		150	492,84	0,60	481,67	0,59	486,73	0,55	714,12	0,54	725,44	0,55
		300	348,38	0,34	343,39	0,33	342,87	0,31	564,87	0,33	572,46	0,34
	DUAL	70	657,94	1,16	621,20	1,14	637,18	1,05	828,06	0,96	843,11	0,99
		150	497,45	0,61	486,39	0,60	491,23	0,56	718,49	0,55	729,87	0,57
		300	351,09	0,31	346,16	0,30	345,52	0,28	567,44	0,28	575,07	0,28
ERNC SFV + BESS	RADIACIÓN SOLAR	70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		150	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ERNC PE + BESS	VIENTO	70	-	-	-	-	2.882,03	5,51	-	-	2.877,62	5,51
		150	-	-	-	-	2.742,11	4,61	-	-	2.740,06	4,61

Tabla 93: Resumen costos unitarios de inversión (US$/kW) y costos fijos unitarios de operación (US$/kW) por tecnología, tamaño y ubicación en los SSMM

COSTOS UNITARIOS INVERSIÓN (CI) Y COSTOS FIJOS UNITARIOS DE OPERACIÓN (CFO) (USD/KW) - SISTEMAS MEDIANOS

TECNOLOGÍA	COMBUSTIBLE / RECURSO PRIMARIO	SISTEMA MEDIANO → TAMAÑO (MW) ↓	PUNTA ARENAS		PUERTO NATALES		PORVENIR		PUERTO WILLIAMS		AYSEN (TEHUELCHE)	
			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
TGCA	DUAL	2	1.404,50	5,48	1.380,16	5,48	1.370,14	5,48	-	-	-	-
		5	1.142,64	2,22	-	-	-	-	-	-	-	-
GMG	DIESEL	0,3	-	-	-	-	-	-	1.268,68	18,52	-	-
		0,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		0,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		1,2	-	-	-	-	717,76	4,65	-	-	-	-
		1,5	-	-	645,07	3,74	-	-	-	-	-	-
		2	646,17	2,82	-	-	-	-	-	-	674,62	2,89
		5	655,07	1,14	-	-	-	-	-	-	-	-
	GAS NATURAL	1,2	-	-	-	-	1.063,51	4,63	-	-	-	-
		1,5	-	-	952,64	3,71	-	-	-	-	-	-
		2	687,61	2,79	-	-	-	-	-	-	-	-
		5	515,23	1,12	-	-	-	-	-	-	-	-
ERNC PE + BESS	VIENTO	6	4.078,42	9,57	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 94: Resumen costos unitarios de inversión (US$/kW) y costos fijos unitarios de operación (US$/kW) por tecnología, tamaño y ubicación en los SSMM

COSTOS UNITARIOS INVERSIÓN (CI) Y COSTOS FIJOS UNITARIOS DE OPERACIÓN (CFO) (USD/KW) - SISTEMAS MEDIANOS

TECNOLOGÍA	COMBUSTIBLE / RECURSO PRIMARIO	SISTEMA MEDIANO → TAMAÑO (MW) ↓	AYSEN (CHACABUCO)		GENERAL CARRERA (CHILE CHICO)		PALENA		HORNOPIREN		COCHAMO	
			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
TGCA	DUAL	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		5	-	-	-	-	-		-	-	-	-
GMG	DIESEL	0,3	-	-	1.285,62	18,95	1.140,11	18,88	-	-	-	-
		0,5	-	-	-	-	-	-	892,29	11,09	923,08	11,09
		0,8	743,82	6,95	-	-	-	-	-	-	-	-
		1,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		1,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	GAS NATURAL	1,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		1,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ERNC PE + BESS	VIENTO	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

14 ANÁLISIS DE MAYORES COSTOS DE LA UNIDAD DE PUNTA POR EFECTOS DE INCORPORAR EVENTUALES REQUERIMIENTOS DE FLEXIBILIDAD

Para efectos de lo señalado en el presente capítulo, se entenderá el concepto de flexibilidad como la capacidad de un sistema eléctrico para responder a la variabilidad e incertidumbre de la generación y demanda, de manera segura y económica, en distintas escalas de tiempo[85].

En la actualidad los sistemas eléctricos se encuentran experimentando un nuevo paradigma, el que se encuentra caracterizado por cambios tecnológicos y aspectos sociales y ambientales, cuyas tendencias corresponden a un incremento en la participación de energías renovables variables (ERV), aumento de la generación distribuida, retiros de centrales de base a carbón que aportan inercia a los sistemas, participación activa de la demanda en el mercado eléctrico, electromovilidad, incorporación de capacidad de almacenamiento mediante nuevas opciones tecnológicas, entre otros aspectos.

En virtud de lo señalado anteriormente, se requiere utilización permanentemente de centrales convencionales, sistemas de almacenamiento u otras instalaciones gestionables en el sistema eléctrico, los que deben acomodar sus inyecciones en respuesta a la variación de múltiples variables.

Esta situación podría originar costosas operaciones forzadas o instruidas por seguridad, tales como permanentes ciclados de las centrales termoeléctricas y eventuales aumentos de la necesidad de reservas en el sistema. Todo lo anterior, podría implicar incrementos sobre los costos de partida y detención ("no-load costs") para dar reserva, tiempos mínimos de encendido y operación, etc., algunos de ellos eventualmente no remunerados en forma explícita en los sistemas eléctricos.

Por su parte, los mayores costos de mantenimientos de las centrales termoeléctricas, causados por los ciclados, pueden no ser representados adecuadamente en las metodologías actuales utilizadas para determinar los costos variables no combustibles (CVNC). Estos costos se han calculado normalmente 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 fuentes que incorporan variabilidad e incertidumbre esta hipótesis se ve modificada, pues el número de ciclados y la magnitud de los gradientes de potencia que involucran dependerán de las características de los nuevos agentes que se integren 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 no realicen los mantenimientos necesarios, reduciendo con ello la confiabilidad de la operación de estas centrales.

[85] Estrategia de flexibilidad para el Sistema Eléctrico Nacional publicada por el Ministerio de Energía en agosto del 2020.

Según Kumar[86] 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 aquellos 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 del sistema.

Van den Bergh[87] 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 del 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 desperfectos en el largo plazo. Este daño empeora para los componentes de alta temperatura por el fenómeno conocido como interacción fluencia-fatiga.

Lefton[88] 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.

Balevic[89] et al. (2010) muestran que en las turbinas a gas y en los ciclos combinados, un arranque rápido causa el mismo efecto equivalente a varias partidas estándares.

Adicionalmente, el Coordinador Eléctrico Nacional en el documento denominado "Análisis de Requerimientos de Flexibilidad en la operación y desarrollo del SEN" de Junio de 2019, presentado a la mesa de trabajo Estrategia de Flexibilidad[90] que llevó adelante el Ministerio de Energía, establece en la

---

[86] Kumar, N., P. Besuner, S. Lefton, D. Agan, y D. Hilleman (2012). Power plant cycling costs, preparado para NREL por Intertek APTECH, California.

[87] 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.

[88] Lefton, S. A. y P. Besuner (2006). The cost of cycling coal fired power plants, Coal Power Mag., pp. 1–63.

[89] Balevic, D., S. Hartman, y R. Youmans, (2010). Heavy-duty gas turbine operating and maintenance considerations, GE Energy, GER-3620L.1.

[90] https://www.energia.gob.cl/panel/estrategia-de-flexibilidad.

sección 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 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".

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 ciclados frecuentes.

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 abierto y centrales en base a carbón (turbinas a vapor).

En primer lugar, están los mayores costos de mantenimiento por los mayores regímenes de ciclados, 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 afectan 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.

Cabe destacar que, por la naturaleza del despacho económico de las unidades generadoras, y los costos variables de las unidades que utilizan combustible Diésel, su afectación por este tipo de prestaciones de flexibilidad sería menor, considerando la limitada cantidad de horas que éstas operan (usualmente restringidas a los períodos de mayor exigencia del sistema) y lo prioritaria que resulta la prestación de flexibilidad operativa por tecnologías económicamente más eficientes en lo referente a operación.

Si bien existen otros tipos de costos asociados a la operación flexible de una Unidad de Punta, que dependen del nivel de costo variable de la misma, 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 de los costos fijos de operación de la Unidad de Punta en régimen flexible, que son aquellas componentes que se valorizan para efectos del cálculo del precio básico de la potencia de punta.

Finalmente, para efectos del presente Informe Técnico, no se incorporan consideraciones adicionales asociadas al concepto de flexibilidad que puedan ser imputables a los costos de inversión y fijos de operación de la Unidad de Punta.

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 relevantes de un proyecto de generación eléctrica, las cuales corresponde a: i) central generadora, ii) subestación eléctrica (incluido el paño de conexión), y iii) línea de transmisión. Dichos costos calculados para cada sitio según sus particularidades se encuentran en las tablas resumen del cálculo de los costos de inversión de las unidades de punta, incluidas en el Anexo 3.

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.

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

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

Donde:

- P_b Precio Básico de Potencia de Punta.
- C_{CG} Costo unitario de inversión (US$/kW) de la central generadora.
- C_{SE} Costo unitario de inversión (US$/kW) de la subestación eléctrica (incluido paño de conexión).
- C_{LT} Costo unitario de inversión (US$/kW) de la línea de transmisión (conexión al SEN).
- C_{fijo} Costo fijo unitario (US$/kW) de operación y mantenimiento.
- FRC_{CG} Factor de recuperación de capital de la central 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 41 años y una tasa de descuento del 10%.
- FRC_{LT} : Factor de recuperación de capital de la línea de transmisión (conexión al SEN), corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 45 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 parque eólico y central solar fotovoltaica, ambas con almacenamiento de energía mediante baterías, para la fórmula o estructura del Precio Básico de la Potencia de Punta se propone lo siguiente:

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

Donde:

- P_b : Precio Básico de Potencia de Punta.
- C_{CG} : Costo unitario de inversión (US$/kW) de la central generadora.
- C_{BESS} : Costo unitario de inversión (US$/kW) del sistema de almacenamiento de energía mediante baterías.
- 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 SEN).
- C_{fijo} : Costo fijo unitario (US$/kW) de operación y mantenimiento.
- FRC_{TG} : Factor de recuperación de capital de la central generadora, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 25 años para un parque eólico y 25 años para una central solar fotovoltaica y una tasa de descuento del 10%.
- FRC_{BESS} : Factor de recuperación de capital del sistema de almacenamiento de energía mediante baterías, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 15 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 41 años y una tasa de descuento del 10%.
- FRC_{LT} : Factor de recuperación de capital de la línea de transmisión (conexión al SEN), corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 45 años y una tasa de descuento del 10%.
- MRT : Margen de Reserva Teórica.
- $CFin$: 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 generadora de las tecnologías del tipo turbina a gas y grupo motor – generador, 25 años para los parques eólicos, 25 años para las centrales solar fotovoltaica, 10 años para el sistema de baterías

del tipo LI-Ion, 41 años para la subestación eléctrica y 45 años para la línea de transmisión en el cálculo de los factores de recuperación de capital.

Respecto de la vida útil de subestaciones y líneas de transmisión, estas han sido determinadas considerando lo establecido en el artículo segundo de la Resolución Exenta N° 412, 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 periodos tarifarios consecutivos".

Para efectos de calcular las vidas útiles representativas de las componentes de subestación y línea de transmisión de la unidad de punta a cada elemento del itemizado de costos se le ha asignado una categoría de vida útil, de acuerdo con lo consignado en la Resolución indicada en el párrafo anterior, para cada tecnología y tamaño en estudio. Luego, en base a esto se ha calculado una vida útil ponderada de la componente de subestación y línea de transmisión. Dicha vida útil corresponde a un promedio ponderado por costo, es decir, según la siguiente ecuación:

$$Vida\ Util_{Ponderada_{SSEE_STx}} = \frac{\sum Costo\ Partida_{SSEE_STx_j} * Vida\ Util_j}{\sum Costo\ Partida_{SSEE_STX_j}}$$

El valor representativo para cada tamaño y tecnología se ha definido como el valor promedio de todos los sitios estudiados.

Por último, el valor representativo de vida útil de las componentes de subestación y línea de transmisión para cada tecnología corresponde al promedio de los valores respectivos de cada tamaño.

El detalle de los cálculos se encuentran en las hojas "Vida Útil SSEE y LAT XX" de cada planilla de cálculo del precio básico de potencia de punta, contenida en el Anexo 3, donde "XX" corresponde a cada tamaño en estudio para cada tecnología en el SEN y los SSMM.

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 tecnología[91] de la Unidad de Punta respectivamente, de las tablas resumen incluidas en las planillas de cálculo del Anexo 3.

[91] TG = Turbinas a Gas en ciclo simple o abierto, PSFV_BESS= Parque solar fotovoltaico + BESS, PE_BESS= Parque eólico + BESS.

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[92] de la Unidad de Punta respectivamente, de las tablas resumen incluidas en las planillas de cálculo del Anexo 3.

[92] PE_BESS = Parque solar fotovoltaico + BESS, TG = 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 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 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. La temperatura promedio se ha obtenido del "*Atmospheric Science Data Center "dependiente de la NASA* (https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen/), 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 3.

Tabla 95: Potencia Neta en Sitio Turbinas a Gas de 70 MW-150 MW -300 MW – Gas Natural-SEN

			Operando con Gas Natural		
			Potencia en sitio [MW]		
			Potencia base Unidad de Punta [MW]		
Subestación	Altura [m]	Temp. Promedio anual [°C]	70	150	300
Parinacota	296	9,5	69,0	147,8	295,6
Nueva Pozo Almonte	1.020	8,5	63,4	135,9	271,9
Condores	570	18,7	64,7	138,6	277,3
Kimal	1.255	9,3	61,4	131,6	263,1
Laberinto	1.690	8,9	58,0	124,3	248,6
Centinela	2.108	13,8	53,8	115,2	230,4
Kapatur	128	14,8	69,0	148,0	295,9
Illapa	807	4,1	66,1	141,7	283,3
Nueva Cardones	753	9,4	65,4	140,1	280,1
Nueva Pan de Azucar	177	11,0	69,6	149,1	298,2
Nogales	226	16,7	67,8	145,3	290,7
Polpaico	541	9,4	67,1	143,7	287,4
Lo Aguirre	483	9,4	67,5	144,7	289,4
Candelaria	664	9,5	66,1	141,5	283,1
Entre Rios	164	12,7	69,3	148,4	296,9
Ciruelos	35	8,5	71,3	152,8	305,6
Tineo	142	9,0	70,3	150,7	301,4

Tabla 96: Potencia Neta en Sitio Turbinas a Gas de 70 MW-150 MW -300 MW – Diésel -SEN

			Operando con Petróleo Diesel		
			Potencia en sitio [MW]		
			Potencia base Unidad de Punta [MW]		
Subestación	Altura [m]	Temp. Promedio anual [°C]	70	150	300
Parinacota	296	9,5	66,7	142,9	285,8
Nueva Pozo Almonte	1.020	8,5	61,3	131,4	262,8
Condores	570	18,7	62,6	134,0	268,1
Kimal	1.255	9,3	59,4	127,2	254,4
Laberinto	1.690	8,9	56,1	120,2	240,3
Centinela	2.108	13,8	52,0	111,4	222,7
Kapatur	128	14,8	66,7	143,0	286,1
Illapa	807	4,1	63,9	137,0	273,9
Nueva Cardones	753	9,4	63,2	135,4	270,8
Nueva Pan de Azucar	177	11,0	67,3	144,1	288,2
Nogales	226	16,7	65,6	140,5	281,0
Polpaico	541	9,4	64,8	138,9	277,8
Lo Aguirre	483	9,4	65,3	139,9	279,7
Candelaria	664	9,5	63,9	136,8	273,7
Entre Rios	164	12,7	67,0	143,5	287,0
Ciruelos	35	8,5	68,9	147,7	295,4
Tineo	142	9,0	68,0	145,7	291,4

Tabla 97: Potencia Neta en Sitio Turbinas a Gas de 2 MW-5 MW – Gas Natural-SSMM

				Operando con Gas Natural		Operando con Petróleo Diesel	
				Potencia ISO		Potencia ISO	
				2	5	2	5
N° Subestación	Nombre S/E	Altura [m]	T. Promedio anual [°C]	Potencia en sitio		Potencia en sitio	
1	Tres puentes	50	8	2,04	5,09	1,97	4,92
2	Puerto Natales	46	8	2,04	5,10	1,97	4,93
3	Porvenir	25	8	2,04	5,11	1,98	4,94

Tabla 98: Potencia Neta en Sitio Grupos Motor – Generador de 0,3 MW - 0,8 MW - 1,0 MW - 1,2 MW - 2,0 MW - 5,0 – Diésel - SSMM

N° Subestación	Nombre S/E	Altura [m]	Potencia en sitio						
			0,3	0,5	0,8	1,2	1,5	2	5
1	Tres Puentes	50	0,30	0,50	0,80	1,19	1,49	1,99	4,98
2	Puerto Natales	46	0,30	0,50	0,80	1,19	1,49	1,99	4,98
3	Tehuelche	300	0,29	0,50	0,78	1,16	1,46	1,94	4,85
4	Chacabuco	6	0,30	0,50	0,80	1,20	1,50	2,00	5,00
5	Porvenir	25	0,30	0,50	0,80	1,20	1,50	2,00	4,99
6	Hornopiren	33	0,30	0,50	0,80	1,20	1,50	1,99	4,98
7	Palena	253	0,29	0,50	0,78	1,17	1,46	1,95	4,88
8	Chile Chico	219	0,29	0,50	0,78	1,17	1,47	1,96	4,89
9	Cochamo	32	0,30	0,50	0,80	1,20	1,50	1,99	4,98
10	Puerto Williams	25	0,30	0,50	0,80	1,20	1,50	2,00	4,99

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 a 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 ACAR 700).

Dicho cálculo se incluye en la hoja "Pérdidas" de las tablas resumen del Anexo 3. 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 99: Pérdidas de Transmisión de Unidades de Punta – SEN - TG

	Tamaño Unidad de Punta			Tamaño Unidad de Punta			Tamaño Unidad de Punta		
	70 [MW]	150 [MW]	300 [MW]	70 [MW]	150 [MW]	300 [MW]	70 [MW]	150 [MW]	300 [MW]
SUBESTACIÓN	Pérdidas Línea [kW]			Pérdidas Transformador [kW]			Pérdidas Totales [kW]		
Parinacota 220	8	37	117	280	525	1.050	288	562	1.167
Nueva Pozo Almonte 220	34	156	503	280	525	1.050	314	681	1.553
Condores 220	6	26	84	280	525	1.050	286	551	1.134
Kimal 220	8	37	117	280	525	1.050	288	562	1.167
Laberinto 220	7	31	101	280	525	1.050	287	556	1.151
Centinela 220	16	73	235	280	525	1.050	296	598	1.285
Kapatur 220	8	37	117	280	525	1.050	288	562	1.167
Illapa 220	7	31	101	280	525	1.050	287	556	1.151
Nueva Cardones 220	11	52	168	280	525	1.050	291	577	1.218
Nueva Pan de Azúcar 220	11	52	168	280	525	1.050	291	577	1.218
Nogales 220	30	136	436	280	525	1.050	310	661	1.486
Polpaico 220	196	902	2.902	280	525	1.050	476	1.427	3.952
Lo Aguirre 220	32	146	470	280	525	1.050	312	671	1.520
Candelaria 220	3	16	50	280	525	1.050	283	541	1.100
Entre Rios 220	34	156	503	280	525	1.050	314	681	1.553
Ciruelos 220	6	26	84	280	525	1.050	286	551	1.134
Tineo 220	11	52	168	280	525	1.050	291	577	1.218

Tabla 100: Pérdidas de Transmisión de Unidades de Punta – SSMM

Subestación	Potencia Unidad de Punta [MW]	Tecnologia	Tension [kV]	Pérdidas Línea [kW]	Perdidas Transformador [kW]	Pérdidas Totales [kW]
Tres Puentes	15	TG	11,5	17,3	0,0	17,3
Tres Puentes	5	TG	11,5	8,3	0,0	8,3
Tres Puentes	2	TG	11,5	3,6	0,0	3,6
Puerto Natales	5	TG	13,2	8,3	47,3	55,6
Puerto Natales	2	TG	13,2	3,6	24,1	27,7
Puerto Williams	0,3	MG	13,2	3,6	5,8	9,4
Cochamo	0,3	MG	23	3,6	5,8	9,4
Chile Chico	0,3	MG	23	3,6	5,8	9,4
Palena	0,8	MG	23	3,6	11,8	15,4
Hornopiren	1	MG	23	3,6	16,2	19,8
Porvenir	1,2	MG	13,2	3,6	16,2	19,8
Puerto Natales	2	MG	13,2	3,6	24,1	27,7
Tehuelche	2	MG	33	3,6	24,1	27,7
Chacabuco	2	MG	23	3,6	24,1	27,7
Puerto Natales	5	MG	13,2	8,3	47,3	55,6
Tehuelche	5	MG	33	3,6	47,3	50,9
Chacabuco	5	MG	23	3,6	47,3	50,9

TG: Turbina a Gas
MG: Grupo Motor Generador

16 DETERMINACIÓN DE LA FÓRMULA O POLINOMIO PARA INDEXACIÓN DEL COSTO DE DESAROLLO DE LAS UNIDADES DE PUNTA

16.1 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 formula o polinomio para la indexación del costo de desarrollo de las unidades 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 las unidades 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.
- 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 aplicaran sobre las componentes de costos de la central generadora, subestación eléctrica y línea de transmisión.

16.1.1 SELECCIÓN DE INDEXADORES PARA LA TECNOLOGÍA DEL TIPO TURBINA A GAS Y GRUPO MOTOR - GENERADOR

En base a los criterios descritos en la sección 16.1, se han seleccionado ocho (8) indexadores representativos que impactan directamente en las partidas de costos que forman parte del costo de inversión de una unidad generadora (Unidad de Punta) del tipo turbina a gas y grupo motor - generador, según se detalla a continuación:

- PPI[93] : Serie WPU00000000
  PPI Commodity data for All commodities
- PPI Turbina : Serie PCU333611333611
  PPI industry data for Turbine & turbine generator set unit mfg[94]
- PPI Switchgear : Serie PCU335313335313
  PPI industry data for Switchgear & switchboard apparatus mfg

[93] Producer Price Index.

[94] Manufacturing.

- 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 : Precio referencia del Cobre

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

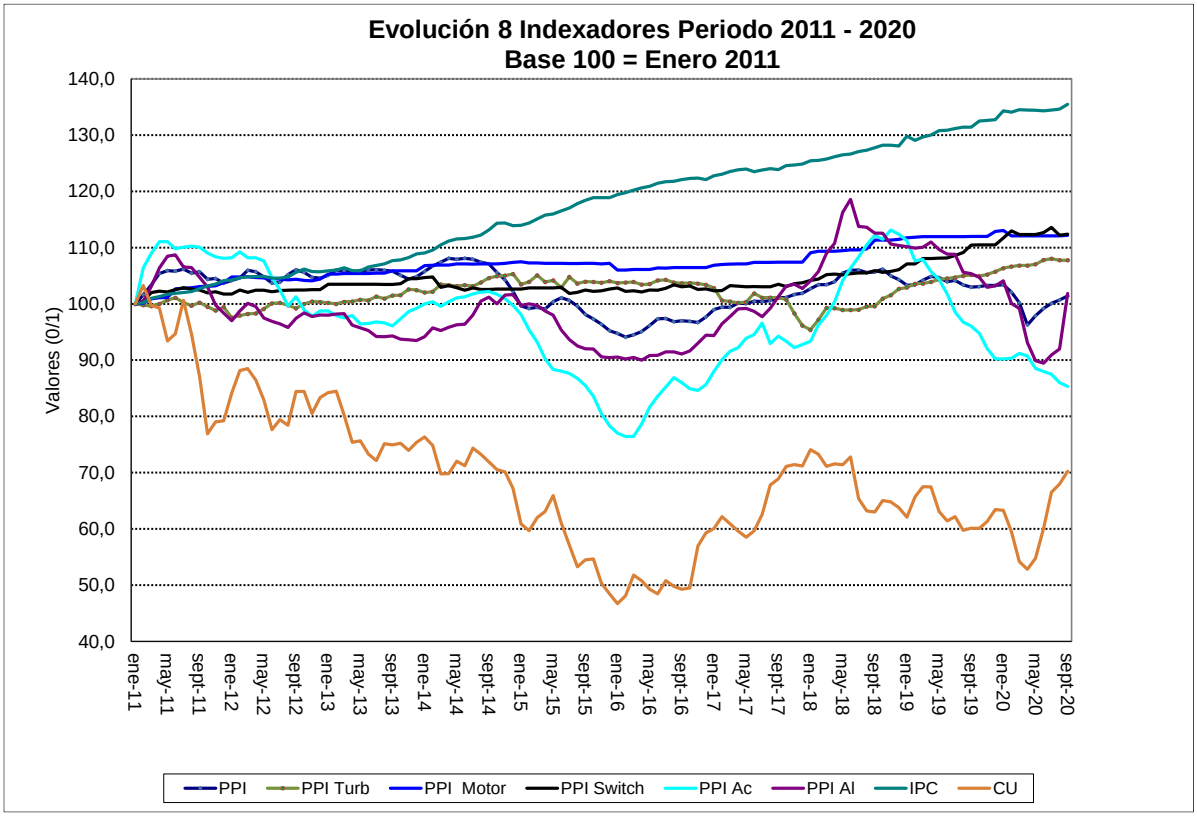
Para las unidades de punta del tipo turbinas a gas se consideran todos los indexadores antes indicados con excepción del PPI Motor. Por su parte, en el caso de las unidades de punta de tipo grupo motor - generador se consideran todos los Indexadores antes indicados con excepción del PPI Turbina. Por su parte, 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 (www.cochilco.cl), COCHILCO.

En la Figura 163 se muestra un gráfico con la evolución los ocho Indexadores propuestos, para los últimos 117 meses, tomando como base para cada uno de ellos el valor del índice al mes de Enero de 2011 (equivalente al 100 %). El detalle de los valores utilizados de cada índice para la elaboración de la Figura 163 se puede encontrar en Anexo 8.

Figura 163: Evolución de Indexadores utilizado en el análisis (p.u., base Enero 2011) – Tecnología Turbinas a Gas y Grupo Motor - Generador



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

16.1.2 SELECCIÓN DE INDEXADORES PARA LA TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA MEDIANTE BATERÍAS

En base a los criterios descritos en la sección 16.1, se han seleccionado siete (7) 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 parque solar fotovoltaico con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías, 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 : Indice de precios para panel solar
- IPC : Índice de Precios al Consumidor
- Cobre : Precio referencia del Cobre
- NREL Battery : Índice de costos de baterías

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

Para los paneles solares se utilizará el índice de precios denominado pvXchange disponible en el link (https://www.pvxchange.com/en/news/price-index). Esta publicación entrega un índice de precios actualizado que refleja la evolución de los precios de los módulos solares de todas las regiones de origen importantes. Esta información se encuentra 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, dado que esta tecnología es bastante nueva en el mercado, no hay información histórica que permita disponer de una serie de datos.

Sin embargo, la National Renewable Energy laboratory (NREL) ha publicado durante el año 2019 y 2020 el documento denominado “Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage” el cual está disponible en el buscador del sitio web mediante el link (https://search4.nrel.gov/texis/search/?pr=metanrel&query=) utilizando el nombre antes señalado. 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 distinto 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. Ahora bien, considerando que el costo normalizado de dicha publicación utiliza como referencia el año anterior a la publicación, y por lo tanto va cambiando de base, se opta por utilizar directamente el costo estimado del sistema de baterías, por lo que se utilizará el parámetro 4-hour Storage Costs $/kWh Mid, considerando como base el año 2019 del estudio indicado (versión 2020). Se utilizará como nombre del índice el de "NREL Battery".

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.

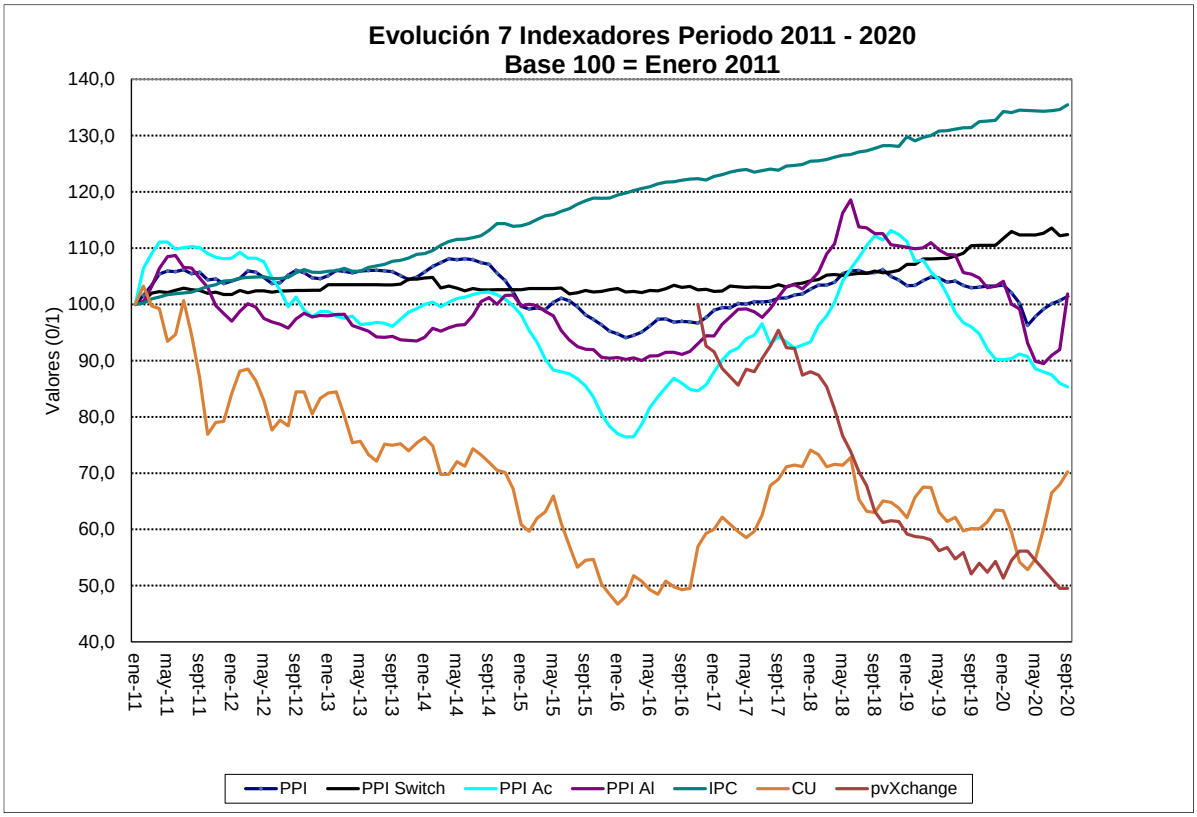
Por su parte, para los componentes de costo de desarrollo de la subestación eléctrica y línea de transmisión de la Unidad de Punta de tecnología del tipo solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías, se utilizarán sólo los índices referidos al PPI e IPC.

En la Figura 164 se muestra un gráfico con los siete Indexadores propuestos, para los últimos 117 meses, tomando como base para cada uno de ellos el valor del índice al mes de Enero de 2011[95] (equivalente al 100 %). El detalle de los valores utilizados de cada índice para la elaboración de la Figura 164 se puede encontrar en Anexo 8.

Para el caso del pvXchange solo se dispone la información de los últimos 47 meses tomando como base el mes de Noviembre de 2016 (equivalente a 100%).

[95] A excepción del pvXchange que se encuentra disponible desde noviembre de 2016

Figura 164: Evolución de Indexadores utilizado en el análisis (p.u., base Enero 2011) – Tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías



Se han obtenido los valores del índice pvXchange desde Noviembre de 2016 a la fecha 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 de revisar la nota de mercado asociada a cada mes. Considerar que se han utilizado los módulos o paneles solares del tipo "high effciency" para efectos de la selección del índice. Además, dado que el valor del pvXchange está en €/Wp, para efectos de expresarlo en USD/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.

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

16.1.3 SELECCIÓN DE INDEXADORES PARA LA TECNOLOGÍA PARQUE EÓLICO CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA MEDIANTE BATERÍAS

En base a los criterios descritos en la sección 16.1, se han seleccionado seis (6) 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 parque eólico con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías, 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 : Precio referencia del Cobre
- NREL Battery : Índice de costos de baterías
- IRENA Eólico : Índice de costos de turbinas eólicas

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

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

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

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

En la Figura 165 se muestra un gráfico con los ocho Indexadores propuestos, para los últimos 117 meses, tomando como base para cada uno de ellos el valor del índice al mes de Enero de 201 (equivalente al 100 %). El detalle de los valores utilizados de cada índice para la elaboración de la Figura 165 se puede encontrar en Anexo 8.

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

Dado lo anterior, y dado la relevancia de la turbina eólica en la estructura de costos, para efectos de actualizar la componente asociada al aerogenerador de una parque eólico con sistema de almacenamiento de baterías, se ha optado por actualizar el costo de la turbina en base a la información de precio unitarios contenidos en la publicación de la International Renewable Energy

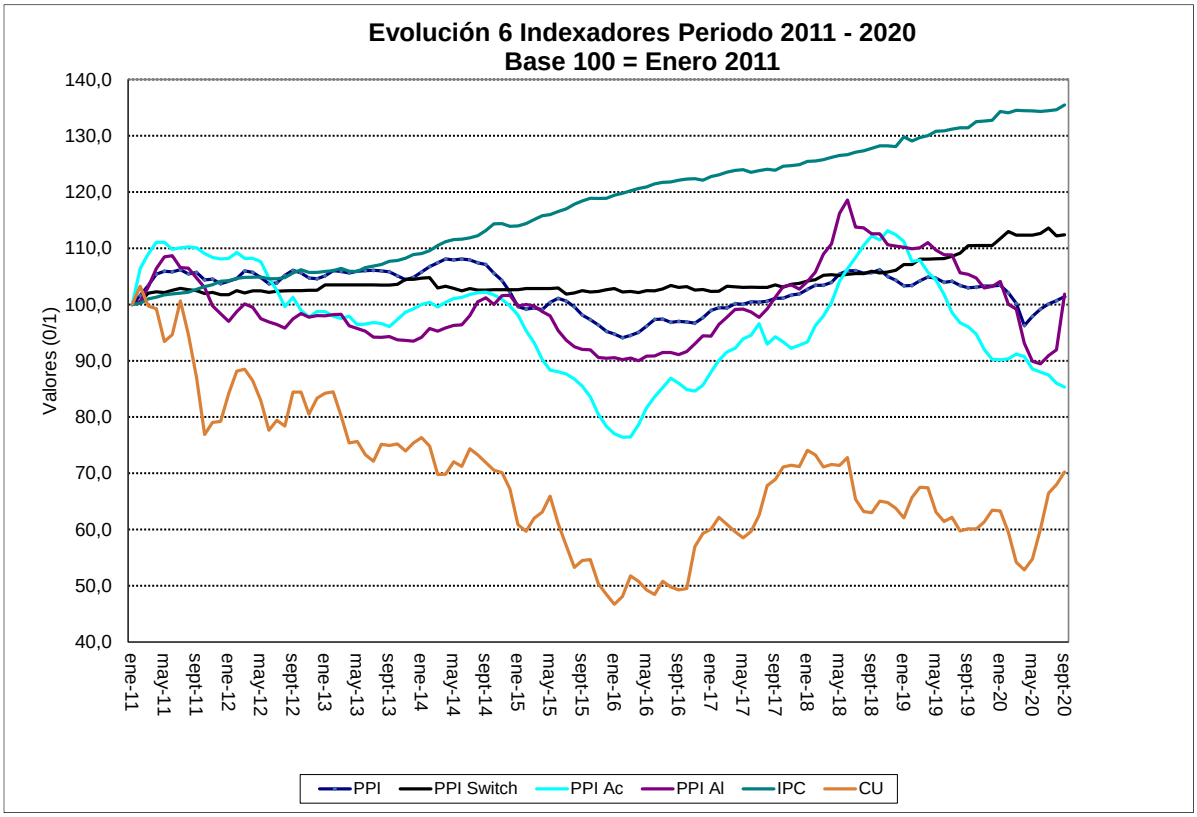
Agency “IRENA” denominada “Renewable Power Generation Costs in yyyy”, donde “yyyy” corresponde a un año en específico, la cual se publica con frecuencia anual. Para estos efectos se han utilizado los precios de aerogeneradores onshore promedio de un año del fabricante Vestas contenida en la edición del año 2020. Dicho índice de costos se ha denominado “IRENA Eólico”.

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 los dos últimos años (2019 y 2020) un documento denominado “Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage” el cual esta disponible en el buscador del sitio web mediante el link (https://search4.nrel.gov/texis/search/?pr=metanrel&query=) utilizando el nombre antes señalado. 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 distinto s escenarios.

Luego, se propone utilizar la información contenida en la publicación indicada para actualizar el costo de los sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías. Ahora bien, considerando que el costo normalizado de dicha publicación utiliza como referencia el año anterior a la publicación, y por lo tanto va cambiando de base, se opta por utilizar directamente el costo estimado del sistema de baterías, por lo que se utilizará el parámetro 4-hour Storage Costs $/kWh Mid, considerando como base el año 2019 del estudio indicado (versión 2020). Se utilizará como nombre del índice el de “NREL Battery”.

Figura 165: Evolución de Indexadores utilizado en el análisis (p.u., base Enero 2011) – Tecnología parque eólico con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías



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

16.1.4 ANÁLISIS COMPARATIVO DE POSIBLES 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 para 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 generadora, subestación eléctrica y línea de transmisión de acuerdo con la experiencia y conocimiento del Consultor. En la Tabla 101 siguiente se muestra la asignación de los indexadores propuestos para cada una de las partidas de costos antes señaladas.

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

Tabla 101: Asignación de indexadores por partida

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

Asignacion Indexadores - 3 Indicadores		Indicador
1.1.6	**SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES**	
	Ducto de Barras	PPI
	Transformadores SS/AA	PPI
	Interruptor de Generador	PPI
	Celdas Distribucion MT	PPI
	Celdas Distribcucion BT y CCM	PPI
	Sistema Corriente Continua	PPI
	Generador de Emergencia	PPI
	Cables de Fuerza, Control e Intrumentacion	IPC
	Sistema de Control	PPI
	SUBTOTAL SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	
1.2	**OBRAS CIVILES Y MONTAJE**	
1.2.1	**INFRAESTRUCTURA CENTRAL**	
	Terreno (82*160 m2)	IPC
	Servidumbre Gasoducto	IPC
	Instalaciones de faena	IPC
	Caminos, urbanización y cierros	IPC
	Movimientos de Tierra masivos	IPC
	Alumbrado Exterior	IPC
	SUBTOTAL INFRAESTRUCTURA	
1.2.2	**CONSTRUCCION Y MONTAJE**	
	Infraestructura y fundaciones turbina	IPC
	Planta Desmineralizadora	IPC
	Sistema de combustible líquido	IPC
	Edificios de administración, eléctrico, sala de control y edificios varios	IPC
	Sala de compresores	IPC
	Sistema contraincendio	IPC
	Sistema de suministro de gas	IPC
	Sistema abatimiento emisiones	IPC
	Instrumentación e instalaciones electricas	IPC
	Protección Catódica	IPC
	Pinturas	IPC
	Montaje grua portal, tecles, monorieles y elevador	IPC
	Servicios de ingeniería asociados a la construcción	IPC
	Servicios de carga, transporte y descarga	IPC
	Tuberías; válvulas; fittings, soportes y colgadores	IPC
	Montaje Gasoducto	IPC
	SUBTOTAL CONSTRUCCION Y MONTAJE	
1.3	**INGENIERÍA**	
	Diseños de Ingeniería Central	IPC
	SUBTOTAL INGENIERÍA CENTRAL	
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL	
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL	
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL	

Asignacion Indexadores - 3 Indicadores		Indicador
2	**SUB-ESTACIONES**	
2.1	**EQUIPAMIEMTO 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	**EQUIPAMIENTOSUBESTACION ENLACE**	
	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
	SUBTOTAL SUBESTACION	
2.3	**OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE**	
2.3.1	**INFRAESTRUCTURA SSEE**	
	Terreno SSEE (23*25 m2)	IPC
	Instalaciones de faena	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, Aisaldores y Conexionado 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 INGENIERÍA SUBESTACIONES	
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	

Asignacion Indexadores - 3 Indicadores		Indicador
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
	Acccesorios Conductor de Fase	PPI
	Acccesorios Cable de Guardia	PPI
	Puesta a Tierra	IPC
	Accesorios Torre	IPC
	SUBTOTAL SUMINISTRO	
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	
3.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	
	Instalaciones de faena	IPC
	Caminos de Acceso	IPC
	Servidumbre	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 ingenieria, estudios y administración del proyecto	IPC
	Gestión EIA	IPC
	E1	IPC
	E2	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 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 150 MW en dos ubicaciones, lo cual permite observar la diferencia para el caso de suministro de gas natural con PSR[96] y el caso de suministro de gas natural con gasoducto. Se estudian dos (2) casos representativos:

[96] Planta Satelital de Regasificación.

Caso 1:

Unidad de Punta del tipo Turbina a Gas 150 MW – 220 kV en Subestación Nueva Pan de Azúcar (suministro de gas natural mediante una PSR)

El resumen del peso de cada indexador en las partidas de costo de este caso particular se muestra en la Tabla 102 siguiente:

Tabla 102: Peso y Coeficientes de peso de 7 Indexadores - Caso 1

Área	PPI Turb	PPI Ac	PPI	PPI Sw	PPI Al	CU	IPC	Total
Central Diesel	44.559.597	257.008	1.120.496	1.216.821	0	461.038	15.113.243	62.728.203
Central Gas	44.559.597	183.120	39.446.920	1.216.821	0	461.038	18.368.736	104.236.232
Central Dual	44.559.597	257.008	39.988.576	1.216.821	0	461.038	18.421.097	104.904.137
SS/EE	0	26.153	27.275	3.690.729	7.070	195.317	1.206.358	5.152.901
LT	0	32.255	12.458	0	26.928	0	424.113	495.755

Indexadores Proyecto

	PPI Turb	PPI Ac	PPI	PPI Sw	PPI Al	CU	IPC	Total
Central Diesel	44.559.597	315.416	1.160.229	4.907.550	33.998	656.355	17.234.548	**68.867.692**
Central Gas	44.559.597	241.528	39.486.653	4.907.550	33.998	656.355	20.486.014	**110.371.695**
Central Dual	44.559.597	315.416	40.028.309	4.907.550	33.998	656.355	20.538.335	**111.039.559**

Central Diesel	64,7%	0,5%	1,7%	7,1%	0,0%	1,0%	25,0%	100,0%
Central Gas	40,4%	0,2%	35,8%	4,4%	0,0%	0,6%	18,6%	100,0%
Central Dual	40,1%	0,3%	36,0%	4,4%	0,0%	0,6%	18,5%	100,0%

Se puede observar que para el caso de la Central Diésel 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 aumenta significativamente su participación debido a la incorporación de la partida de costos relacionada con la PSR[1].

Caso 2:

Unidad de Punta del tipo Turbinas Gas 150 MW – 220 kV en Subestación Polpaico (suministro de gas natural mediante gasoducto)

El resumen del peso de cada indexador en la partida de costo de este caso particular se muestra en la **Tabla 103** siguiente:

Tabla 103: Peso y Coeficientes de peso de 7 Indexadores - Caso 2

Área	PPI Turb	PPI Ac	PPI	PPI Sw	PPI Al	CU	IPC	Total
Central Dies	44.559.597	257.008	1.120.496	1.216.821	0	461.038	14.786.226	62.401.186
Central Gas	44.559.597	5.411.219	747.959	1.216.821	0	461.038	22.756.857	75.153.491
Central Dual	44.559.597	5.485.107	1.289.614	1.216.821	0	461.038	22.809.273	75.821.450
SS/EE	0	77.181	27.275	3.040.181	25.674	189.861	1.463.425	4.823.597
LT	0	243.611	123.972	0	322.233	0	2.128.183	2.817.998

Indexadores Proyecto

	PPI Turb	PPI Ac	PPI	PPI Sw	PPI Al	CU	IPC	Total
Central Dies	44.559.597	577.800	1.271.742	4.257.002	347.907	650.899	19.041.464	**70.706.411**
Central Gas	44.559.597	5.732.010	899.206	4.257.002	347.907	650.899	27.009.938	**83.456.559**
Central Dual	44.559.597	5.805.898	1.440.861	4.257.002	347.907	650.899	27.062.259	**84.124.424**

Central Dies	63,0%	0,8%	1,8%	6,0%	0,5%	0,9%	26,9%	100,0%
Central Gas	53,4%	6,9%	1,1%	5,1%	0,4%	0,8%	32,4%	100,0%
Central Dual	53,0%	6,9%	1,7%	5,1%	0,4%	0,8%	32,2%	100,0%

En este caso el indexador PPI Turbina sobrepasa el 50% de peso para dos de los tres tipos de Central. Se mantiene IPC pero aparece PPI Acero (Gas Natural y Dual) y PPI Switchgear (Diésel) como tercer y cuarto indexador representativo, debido a la incorporación e importancia del gasoducto como partida de costo.

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, 150 MW y 300 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) a poder ser utilizados.

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 el orden del 10 %. Se definió este valor en función de la experiencia del Consultorlos 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 asociadas 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.

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, con el objeto de mantener acotada la cantidad de indexadores a un conjunto entre 2 a 4 a indexadores.

Por lo anterior, se concluye dada la distribución y peso específico de cada indexador, en todas las subestaciones analizadas y tamaños (70 MW, 150 MW y 300 MW) de la Unidad de Punta del tipo Turbinas gas se utilizarán los tres (3) principales indexadores que tienen el mayor peso específico para la elaboración del polinomio de indexación. Los tres indexadores son seleccionados directamente por su peso específico, corresponden a: PPI Turbina, PPI e IPC.

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

De esta manera, en las Tabla 104 y Tabla 105 se muestra el peso y coeficiente de peso de los 3 Indexadores seleccionados, para los dos casos analizados:

Tabla 104: Peso y Coeficientes de peso tres Indexadores - Caso 1

Área	PPI Turb	PPI	IPC	Total
Central Diesel	44.559.597	3.041.962	15.126.643	62.728.203
Central Gas	44.559.597	41.294.499	18.382.136	104.236.232
Central Dual	44.559.597	41.910.042	18.434.497	104.904.137
SS/EE	0	3.751.227	1.401.675	5.152.901
LT	0	70.744	425.011	495.755

Indexadores Proyecto

	PPI Turb	PPI	IPC	Total
Central Diesel	44.559.597	6.863.933	17.444.162	**68.867.692**
Central Gas	44.559.597	45.116.470	20.695.628	**110.371.695**
Central Dual	44.559.597	45.732.013	20.747.949	**111.039.559**

Central Diesel	64,7%	10,0%	25,3%	100,0%
Central Gas	40,4%	40,9%	18,8%	100,0%
Central Dual	40,1%	41,2%	18,7%	100,0%

Tabla 105: Peso y Coeficientes de peso tres Indexadores - Caso 2

Área	PPI Turb	PPI	IPC	Total
Central Diesel	44.559.597	3.041.962	14.799.626	62.401.186
Central Gas	44.559.597	7.823.637	22.770.257	75.153.491
Central Dual	44.559.597	8.439.180	22.822.673	75.821.450
SS/EE	0	3.170.311	1.653.285	4.823.597
LT	0	681.232	2.136.766	2.817.998

Indexadores Proyecto

	PPI Turb	PPI	IPC	Total
Central Diesel	44.559.597	6.893.506	19.253.308	**70.706.411**
Central Gas	44.559.597	11.675.180	27.221.782	**83.456.559**
Central Dual	44.559.597	12.290.723	27.274.103	**84.124.424**

Central Diesel	63,0%	9,7%	27,2%	100,0%
Central Gas	53,4%	14,0%	32,6%	100,0%
Central Dual	53,0%	14,6%	32,4%	100,0%

Cada una de las partidas de costo de los presupuestos de inversión estará por tanto asociada a uno de los indexadores antes mencionados.

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.

16.2 FORMULA DE INDEXACIÓN DEL COSTO DE DESARROLLO DE LA UNIDAD DE PUNTA

16.2.1 SELECCIÓN DE INDEXADORES PARA FÓRMULA DE INDEXACIÓN DEL COSTO DE DESARROLLO DE LA UNIDAD DE PUNTA

Se ha realizado un análisis de los indexadores resultantes a utilizar en la fórmula de indexación del costo de desarrollo, para todas aquellas subestaciones donde es factible técnicamente y tamaños de la Unidad de Punta (70 MW, 150 MW y 300 MW).

Para la selección de los indexadores más representativos dentro de la fórmula de indexación del costo de desarrollo, se definió un valor mínimo (umbral=10%) de tal forma que cada coeficiente (peso del indexador en el costo inversión de la Unidad de Punta) debe superar ese umbral para ser considerado como representativo y por tanto incorporado en la fórmula de indexación. Lo recién señalado fue desarrollado en detalle, para cada una de las tecnologías abarcadas en este informe, en la sección 16.1.4.

16.2.2 DEFINICIÓN DE LA FÓRMULA DE INDEXACIÓN

Para la definición de la fórmula de indexación del costo de desarrollo de la Unidad de Punta se consideran los indexadores definidos en los puntos anteriores. Adicionalmente, para los compontes de costos de moneda internacional se ha considerado corregirlos por la variación del tipo de cambio (dólar), respecto de la tasa arancelaria no se ha considerado su utilización dado que gran parte de los materiales, equipos, etc. de procedencia importada son considerados bienes de capital con tasa arancelaria nula, según lo establecido en la Resolución Exenta N° 399 del Ministerio de Hacienda de fecha 05 de enero de 2018.

La información del tipo de cambio (dólar observado) corresponde a la publicada por el Banco Central en su base de datos estadística publica (https://si3.bcentral.cl/siete/).

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

Se destaca que las componentes de costos están referenciadas a enero de 2020. Los indexadores iniciales corresponden al mes indicado (enero 2020) menos el rezago que corresponde a cada indexador.

16.2.2.1 UNIDAD DE PUNTA DEL TIPO TURBINAS A GAS EN EL SEN Y SSMM / GRUPO MOTOR – GENERADOR EN LOS SSMM

Para la componente del costo de desarrollo de la central 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 realiza una diferenciación dependiendo del tipo de costo, lo que permite mantener la consistencia de la fórmula del precio básico señalada en la sección 15.1.

Una vez señalado lo anterior, las fórmulas de actualización son las siguientes:

Tecnología del tipo Turbinas a Gas

$$C_{componente} = \boldsymbol{C_{componente-0}} * \left[\frac{\boldsymbol{Dol_i}}{\boldsymbol{Dol_0}} * \left(\boldsymbol{Coef_1} * \frac{\boldsymbol{PPIturb_i}}{\boldsymbol{PPIturb_0}} + \boldsymbol{Coef_2} * \frac{\boldsymbol{PPI_i}}{\boldsymbol{PPI_o}}\right) + \boldsymbol{Coef_3} * \frac{\boldsymbol{IPC_i}}{\boldsymbol{IPC_o}}\right]$$

Tecnología del tipo Grupo Motor - Generador

$$C_{componente} = \boldsymbol{C_{componente-0}} * \left[\frac{\boldsymbol{Dol_i}}{\boldsymbol{Dol_0}} * \left(\boldsymbol{Coef_1} * \frac{\boldsymbol{PPIMotor_i}}{\boldsymbol{PPIMotor_0}} + \boldsymbol{Coef_2} * \frac{\boldsymbol{PPI_i}}{\boldsymbol{PPI_o}}\right) + \boldsymbol{Coef_3} * \frac{\boldsymbol{IPC_i}}{\boldsymbol{IPC_o}}\right]$$

Donde:

- $C_{componente}$: Costo de desarrollo actualizado de la componente Central Generadora (Unidad de Punta).
- $C_{componente\text{-}0}$: Costo de desarrollo inicial de la componente Central Generadora (Unidad de Punta) calculado para enero de 2020.
- 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 2019 cuyo valor es 776,53.
- $PPIturb_i$: Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg (Serie PCU333611333611) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente al sexto mes anterior al cual se aplique la fijación.
- $PPIturb_0$: Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg (Serie PCU333611333611) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a junio de 2019 cuyo valor es 222,3.
- $PPIMotor_i$: Producer Price Index Industry Data: Motor and generator mfg (Serie PCU335312335312) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente al sexto mes anterior al cual se aplique la fijación.
- $PPMotor_0$: Producer Price Index Industry Data: Motor and generator mfg (Serie PCU335312335312) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a junio de 2019 cuyo valor es 215,5.
- 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 Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a junio de 2019 cuyo valor es 200,3.
- 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 2019 cuyo valor es 103,55.
- $Coef_n$: Peso de cada indexador en la componente central 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:

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

Donde:

- $C_{componente}$: Costo de desarrollo actualizado del componente Subestación Eléctrica o Linea de Transmisión de la Unidad de Punta.
- $C_{componente\text{-}0}$: Costo de desarrollo inicial del componente Subestación Eléctrica o Línea de Transmisión de la Unidad de Punta calculado para enero de 2020.
- 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 2019 cuyo valor es 776,53.
- 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 Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a junio de 2019 cuyo valor es 200,3.
- 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 2019 cuyo valor es 103,55.
- $Coef_n$: 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:

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

Donde:

- $C_{fijo\text{-}i}$: Costo fijo de operación y mantenimiento de la Unidad de Punta.

- $C_{fijo\text{-}0}$: Costo fijo de operación y mantenimiento de la Unidad de Punta calculado enero de 2020.
- 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 2019 cuyo valor es 776,53.
- 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 2019 cuyo valor es 103,55.

16.2.2.2 UNIDAD DE PUNTA DEL TIPO PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA MEDIANTE BATERÍAS 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, instaladas en el SEN se considera la siguiente formula de actualización.

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

Donde:

- $C_{componente}$: Costo de desarrollo actualizado de la componente Central Generadora (Unidad de Punta).
- $C_{componente\text{-}0}$: Costo de desarrollo inicial de la componente Central Generadora (Unidad de Punta) calculado para enero de 2020.
- 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 2019 cuyo valor es 776,53.
- $NREL\ Battery_i$: Costo unitario estimado de sistema de almacenamiento de energía mediante baterías según publicación NREL "Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage", correspondiente al año i menos 1.
- $NREL\ Battery_0$: Costo unitario estimado de sistema de almacenamiento de energía mediante baterías según publicación NREL "Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage", correspondiente al año 2019 cuyo valor es 393.

- ***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 sexto 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 2019.
- ***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 Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a junio de 2019 cuyo valor es 200,3.
- **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 2019 cuyo valor es 103,55.
- ***Coef***$_n$: Peso de cada indexador en la componente central 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 en el SEN se considera la fórmula de actualización siguiente:

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

Donde:

- ***C$_{componente}$***: Costo de desarrollo actualizado del componente Subestación Eléctrica o Línea de Transmisión de la Unidad de Punta.
- ***C$_{componente\text{-}0}$***: Costo de desarrollo inicial del componente Subestación Eléctrica o Línea de Transmisión de la Unidad de Punta calculado para enero de 2020.
- ***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 2019 cuyo valor es 776,53.
- ***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 Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a junio de 2019 cuyo valor es 200,3.
- ***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 2019 cuyo valor es 103,55.
- ***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 tipo central solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento de energía en el SEN se considera la fórmula de actualización siguiente:

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

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 2020.
- ***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 2019 cuyo valor es 776,53.
- ***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 2019 cuyo valor es 103,55.

16.2.2.3 UNIDAD DE PUNTA DEL TIPO PARQUE EÓLICO CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA MEDIANTE BATERÍAS EN EL SEN

Para la componente del costo de desarrollo de la central generadora (Unidad de Punta) del tipo parque eólico con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías, instaladas en el SEN se considera la siguiente formula de actualización.

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

Donde:

- $\boldsymbol{C_{componente}}$: Costo de desarrollo actualizado de la componente Central Generadora (Unidad de Punta).
- $\boldsymbol{C_{componente\text{-}0}}$: Costo de desarrollo inicial de la componente Central Generadora (Unidad de Punta) calculado para enero de 2020.
- $\boldsymbol{Dol_i}$: 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.
- $\boldsymbol{Dol_0}$: Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente a enoviembre de 2019 cuyo valor es 776,53.
- $\boldsymbol{NREL\ Battery_i}$: Costo unitario estimado de sistema de almacenamiento de energía mediante baterías según publicación NREL "Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage", correspondiente al año i menos 1.
- $\boldsymbol{NREL\ Battery_0}$: Costo unitario estimado de sistema de almacenamiento de energía mediante baterías según publicación NREL "Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage", correspondiente al año 2019 cuyo valor es 393.
- $\boldsymbol{IRENA\ WTG_i}$: 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.
- $\boldsymbol{IRENA\ WTG_0}$: 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 2019 cuyo valor es 865,67.
- $\boldsymbol{PPI_i}$: 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 Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a junio de 2019 cuyo valor es 200,3.
- 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 2019 cuyo valor es 103,55.
- $Coef_n$: Peso de cada indexador en la componente central 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 en el SEN y SSMM se considera la formula de actualización siguiente:

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

Donde:

- $C_{componente}$: Costo de desarrollo actualizado del componente Subestación Eléctrica o Linea de Transmisión de la Unidad de Punta
- $C_{componente\text{-}0}$: Costo de desarrollo inicial del componente Subestación Eléctrica o Línea de Transmisión de la Unidad de Punta calculado para enero de 2020.
- 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 2019 cuyo valor es 776,53.
- 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 Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a junio de 2019 cuyo valor es 200,3.
- 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 2019 cuyo valor es 103,55.
- $Coef_n$: 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 en el SEN y SSMM se considera la formula de actualización siguiente:

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

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 2020.
- 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 2019 cuyo valor es 776,53.
- 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 2019 cuyo valor es 103,55.

16.2.2.4 COEFICIENTES

Tal como se indicó en la sección 16.1.4, 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 que 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 "RESUMEN A MW_220kV_B", donde A y B corresponde a la potencia y a la tecnología[97] de la Unidad de Punta respectivamente, de las tablas resumen incluidas en las planillas de cálculo del Anexo 9.

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 C MW_D", donde C y D corresponde a la potencia y a la tecnología[98] de la Unidad de Punta respectivamente, de las tablas resumen incluidas en las planillas de cálculo del Anexo 9.

[97] PSFV_BESS = Parque solar fotovoltaico + BESS, PE_BESS = Parque eólico + BESS, TG = Turbinas a Gas en ciclo simple o abierto.

[98] PE_BESS = Parque eólico + BESS, TG = Turbinas a Gas en ciclo simple o abierto, GMGD = Grupo Motor Generador Diesel, GMGGN = Grupo Motor – Generador Gas Natural.

17 CÁLCULO DEL PRECIO BÁSICO DE UNIDAD DE PUNTA Y SUS FÓRMULAS DE INDEXACIÓN PARA LA TECNOLOGÍA DEL TIPO TURBINA A GAS EN CICLO ABIERTO PARA TAMAÑOS COMPRENDIDOS ENTRE 70 MW Y 300 MW EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

El presente capítulo tiene como objetivo determinar los costos de inversión de la componente de generación, para las Unidades de Punta de tecnología del tipo turbina a gas en ciclo abierto para todo el rango de potencias que se encuentra entre 70 MW y 300 MW, así como sus fórmulas de indexación.

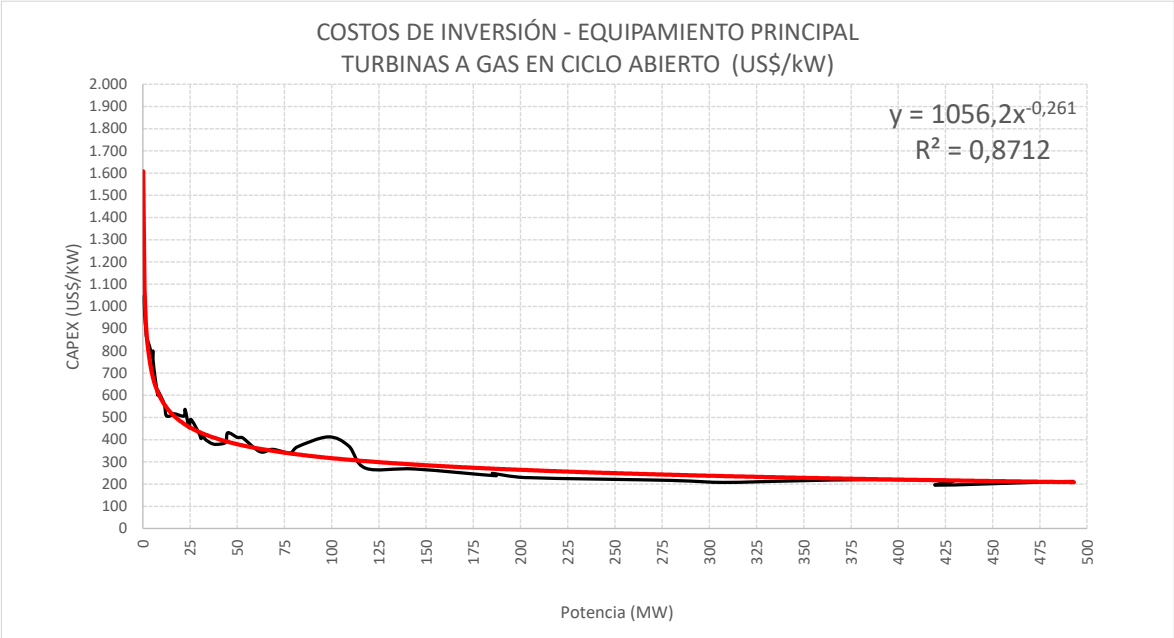
17.1 CÁLCULO DEL PRECIO BÁSICO DE UNIDAD DE PUNTA

La estimación de dichos costos de inversión de la unidad de punta para otros tamaños, se ha realizado según la siguiente metodología, basada en regresiones de costos de inversión y costos del BOP[99] para tamaños de 70 MW, 150 MW y 300 MW. Dicha metodología es descrita a continuación, y sus cálculos se encuentran contenidos en el Anexo 11 *"Partidas de Costo y Precio Básico de potencia Diésel en función de la potencia".*

Sobre la base de la información contenida en la última edición de la publicación especializada "Gas Turbine World Handbook 2020", se procedió analizar y consolidar la información de costos unitarios para distintos modelos de turbinas a gas en ciclo abierto para un amplio rango de potencias. Con lo anterior, fue posible obtener una curva de tendencia que relaciona la potencia nominal en condiciones ISO, con el costo unitario de inversión en US/kW. Para estos efectos, se ha utilizado una regresión del tipo potencial, la cual se muestra en la siguiente figura y está contenida en la hoja *"GT Simple Cycle_Budget*" del Anexo 11.

[99] Balance Of Plant o Balance de Planta en español.

Figura 166: Costos de inversión del equipamiento principal de una turbina a gas en ciclo abierto en función del tamaño



A partir de lo anterior, se modificó cada costo de inversión de equipamiento principal tomando en consideración los efectos de altura y temperatura promedio en el lugar de emplazamiento de la turbina, adicionando el mismo recargo utilizado de 3%.

Por su parte, para el caso del BOP, el cual corresponde a todo el costo de inversión excluido el costo del equipamiento principal de la turbina a gas, se utilizaron como insumo los costos unitarios de turbina calculados para la Unidad de Punta en las secciones anteriores. De esta manera, y para cada sitio de emplazamiento, se obtiene una regresión polinomial de segundo orden para el BOP, utilizando los tres tamaños de (70MW, 150MW y 300 MW) de potencias analizadas en este estudio.

De manera similar al caso del BOP, se obtienen regresiones polinomiales de segundo orden para cada componente de costo distinto al del costo unitario de la central generadora, esto es, el costo unitario de subestaciones, costo unitario de transmisión, costo unitario de costos fijos y el factor de pérdidas, los tres tamaños de (70MW, 150MW y 300 MW) de potencias analizadas en este estudio. Finalmente, e incorporando los factores de recuperación de capital de cada componente de costo, el margen de reserva teórico y el Costo Financiero se obtiene curvas de Precio Básico de Potencia, tal como se señala en el Capítulo 15. A continuación, se presenta la evolución de las distintas componentes de costo de la unidad de punta en función de la potencia de una turbina a gas que opera con combustible diésel.

Figura 167: Costos de equipos principales en función del tamaño de la Unidad de Punta para TG CA - diésel

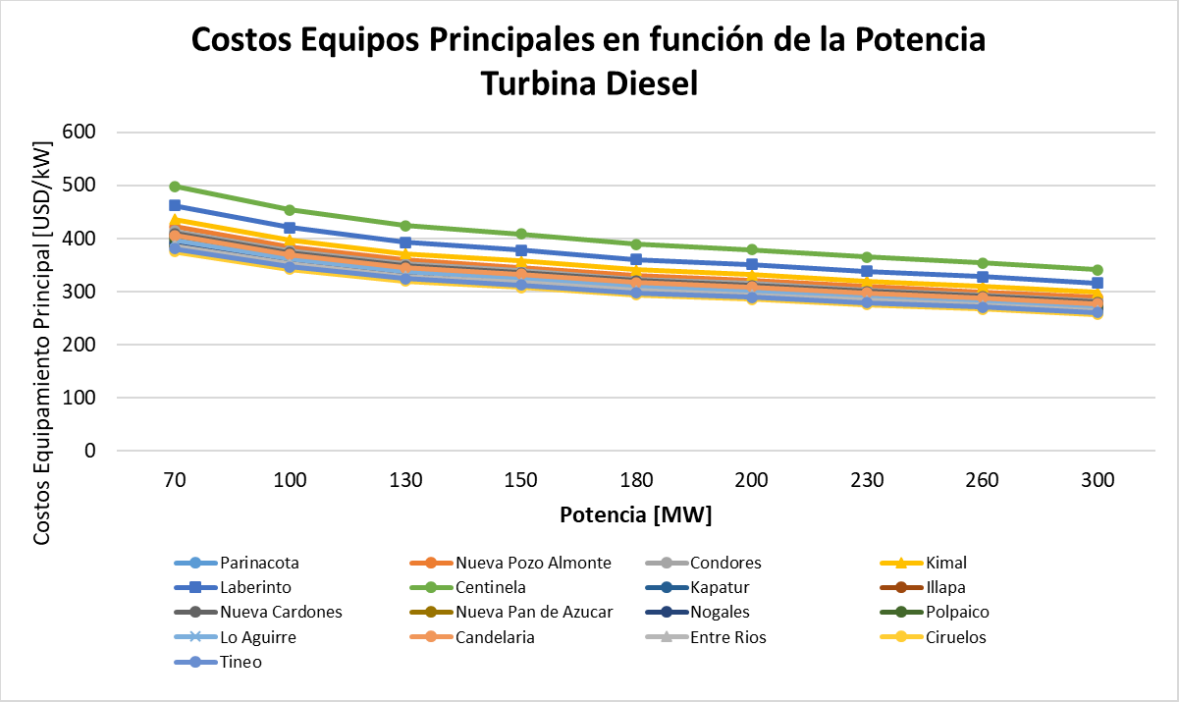


Figura 168: Costos BoP en función del tamaño de la Unidad de Punta para TG CA - diésel

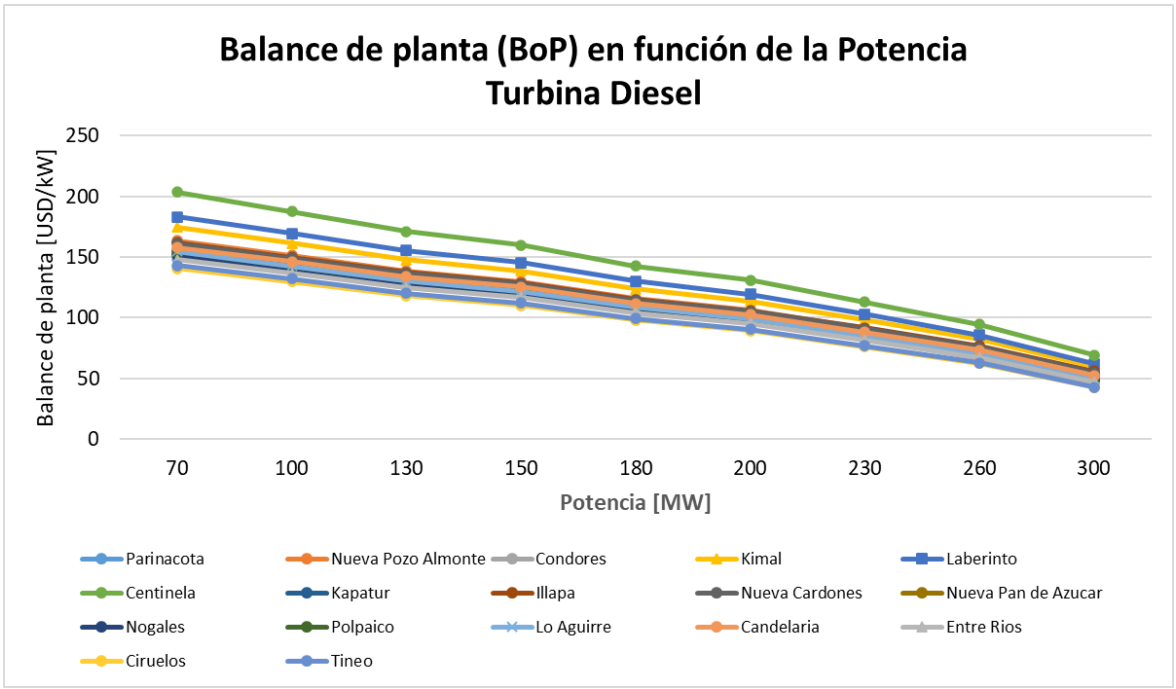


Figura 169: Costos subestación en función del tamaño de la Unidad de Punta para TG CA - diésel

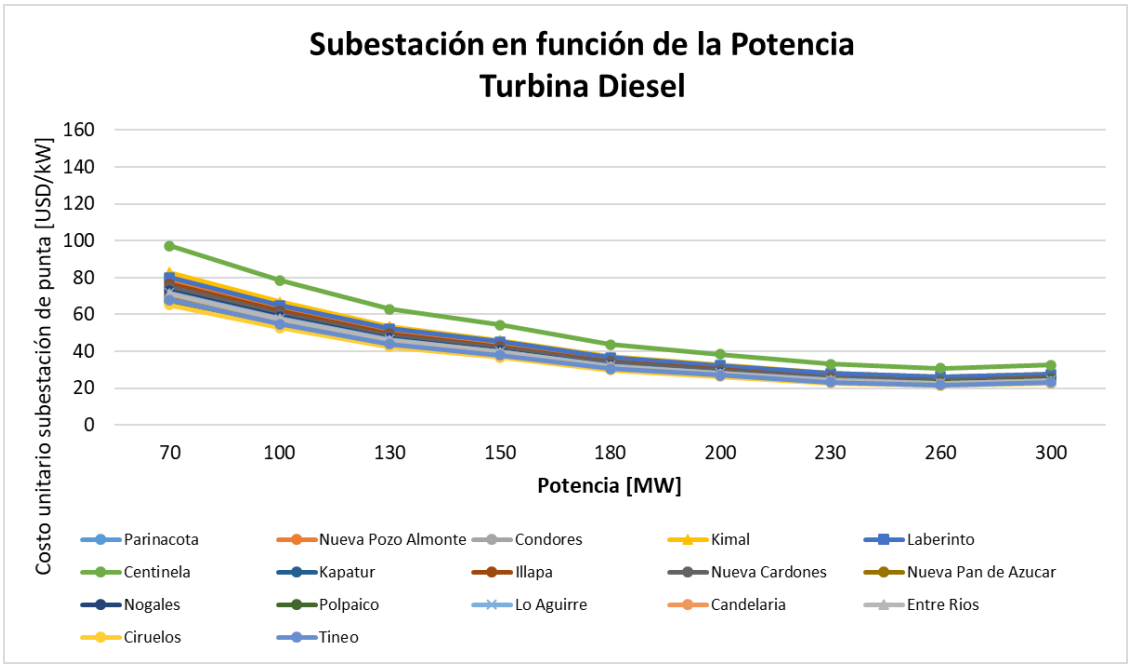


Figura 170: Costos línea de transmisión en función del tamaño de la Unidad de Punta para TG CA – diésel

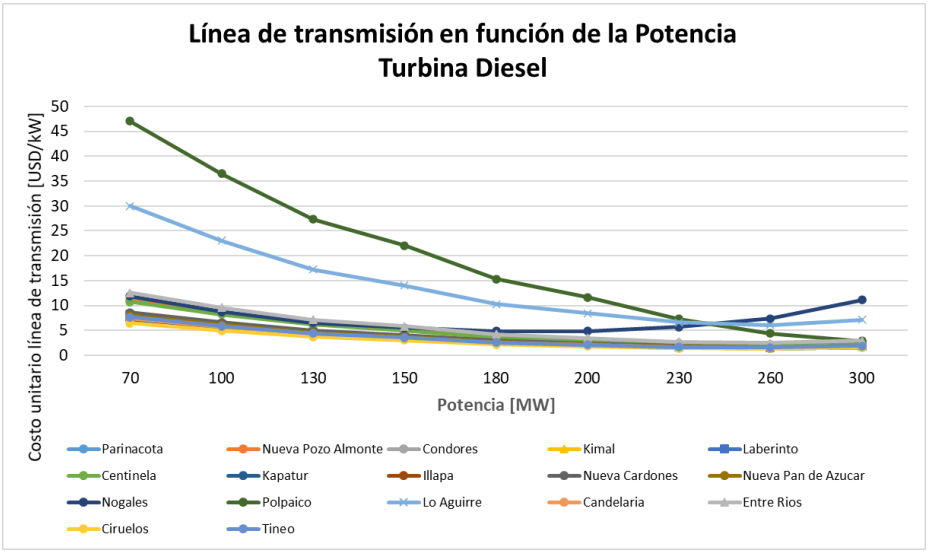


Figura 171: Costos fijo de operación en función del tamaño de la Unidad de Punta para TG CA - diésel

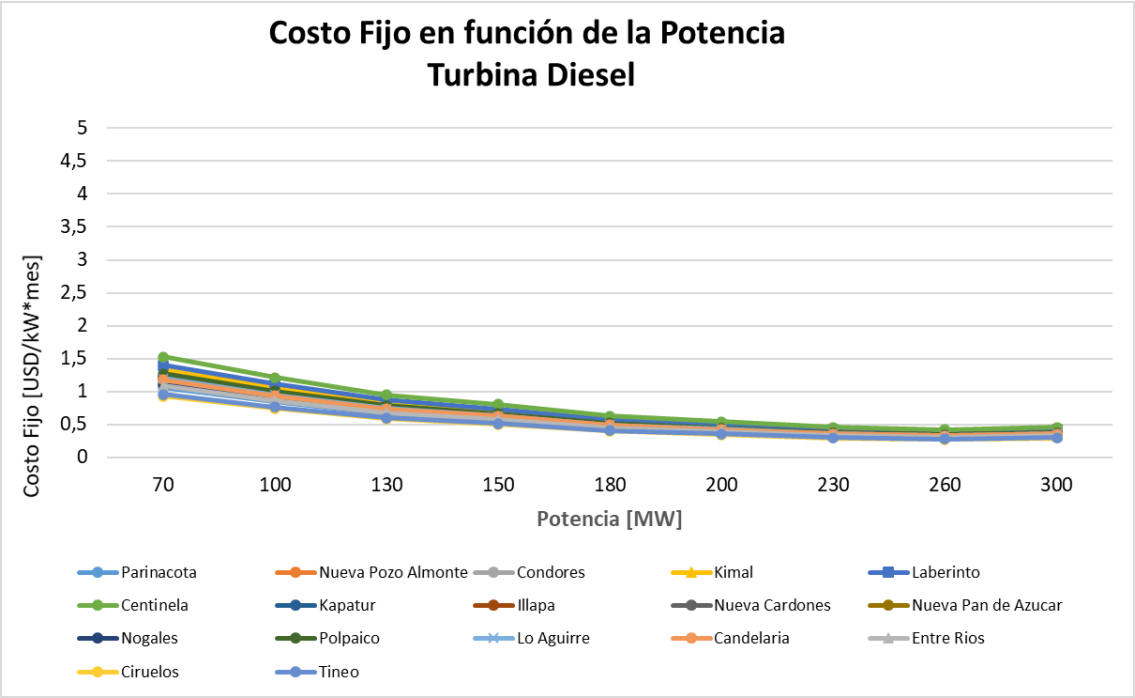
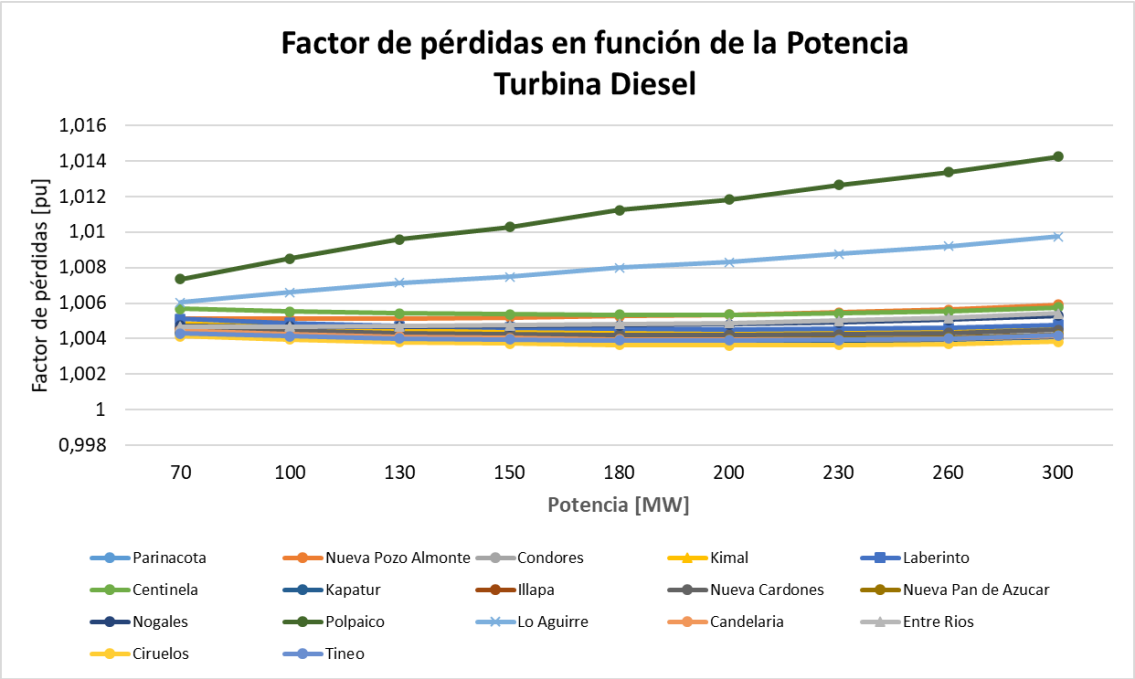


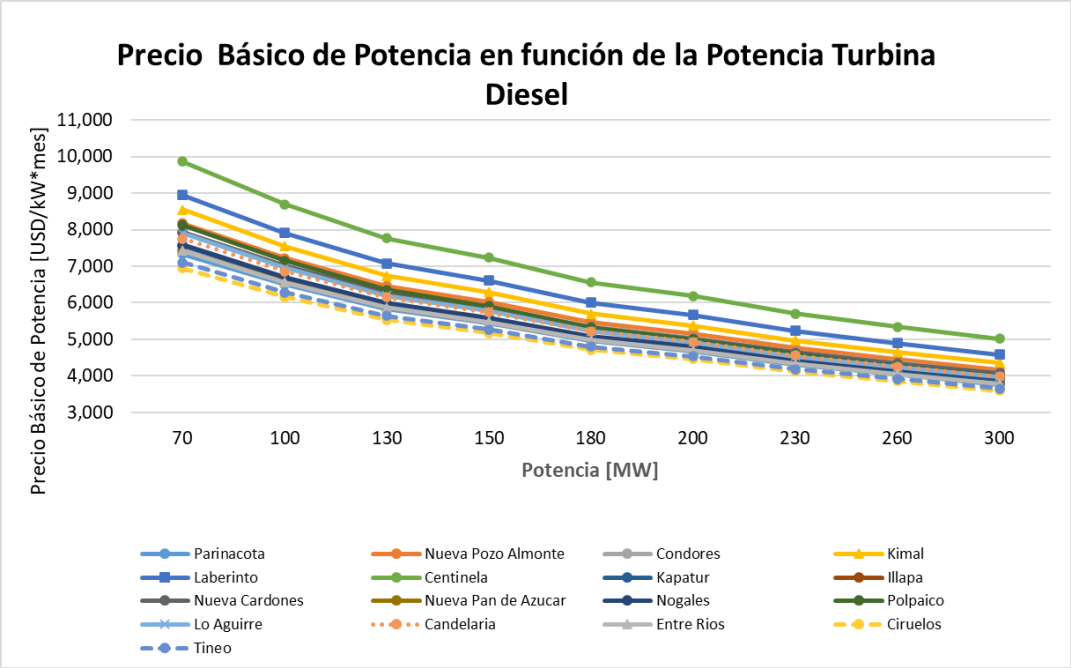
Figura 172: Factor de pérdidas en función del tamaño de la Unidad de Punta para TG CA - diésel



Cabe señalar que para cada tamaño 70, 150 y 300 MW, es posible identificar en cada componente de costo valores idénticos a los determinados en el Anexo 3. Finalmente, a continuación se presenta

el precio básico de potencia en función de la potencia de la turbina a gas diseñada operando con combustible diésel:

Figura 173: Precio básico de la potencia en función del tamaño de la Unidad de Punta para TG CA - diésel



Similar a lo que ocurre con cada componente de costo, en el caso del precio básico de potencia presentado en esta curva es posible observar que para turbinas de 70MW, 150MW y 300 MW, dispone de valores idénticos a los determinados en el Anexo 3.

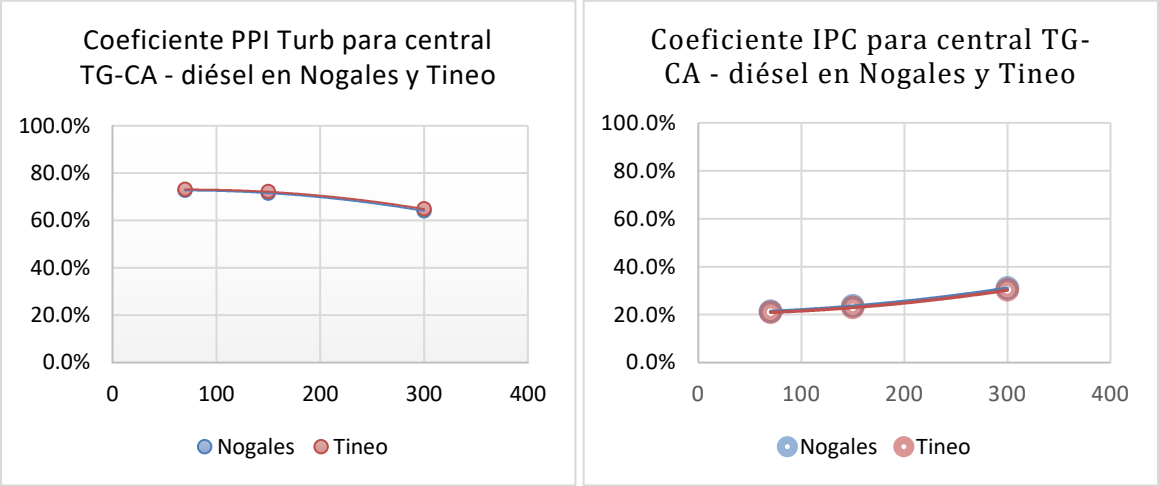
17.2 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

En concordancia con lo descrito en esta sección, y las metodología señaladas en el Capítulo 15 y Capítulo 16, para efectos de indexar el precio de la potencia, para un rango de 70 MW a 300 MW, en una localización en particular, se deben determinar los coeficientes que ponderan los indexadores.

De esta manera, se deben utilizar los coeficientes que se tienen para los casos de 70 MW, 150 MW y 300 MW, para cada la tecnología y localización que corresponda, y a partir de ellos, realizar una regresión polinomial de segundo orden para poder obtener la generalización de dichos coeficientes. Debido a que la suma de los coeficientes suma un valor igual a uno (100%), metodológicamente, en caso de requerir determinar un total de “n” coeficientes en una componente en particular, se debe determinar “n-1” coeficientes mediante regresión, y el restante debe realizarse como una diferencia entre uno y los coeficientes determinados.

Lo indicado anteriormente, se ilustra a continuación para el caso de la tecnología TG-CA diésel conectada a la subestación de Nogales y Tineo.

Figura 174: Determinación de coeficientes para la Central Generadora: PPI Turb e IPC

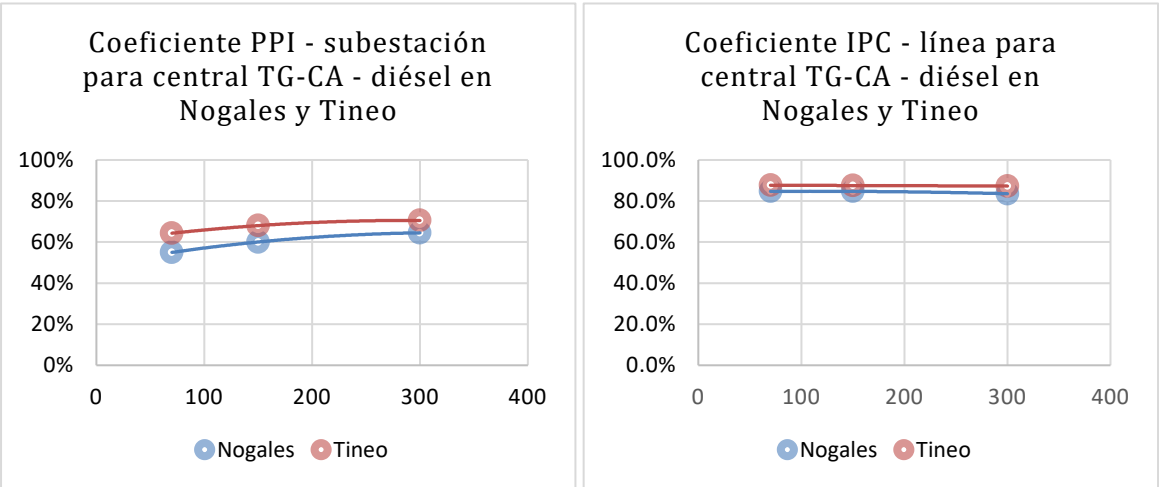


En este caso en particular, componente de la central presenta tres coeficientes, PPI Turb, PPI e IPC. Dado que los coeficientes asociados a los indexadores que presentan mayor ponderación son PPI Turb y al IPC, es a estos a los que se realizan regresiones para el rango de potencias entre 70MW y 300MW. Una vez determinadas las regresiones para estos coeficientes, se calcula el coeficiente asociado al PPI de acuerdo con la siguiente expresión:

$$Coef\ PPI_{tamaño,ubicación} = 1 - Coef\ PPI\ Turb_{tamaño,ubicación} - Coef\ IPC_{tamaño,ubicación}$$

Se aplica una metodología para la componente de la subestación y de la línea de transmisión. Lo anterior se presenta en la figura a continuación.

Figura 175: Determinación de coeficientes para la subestación (PPI) y línea de transmisión (IPC):



En ambos casos, para la línea y la subestación, el coeficiente faltante se obtiene como el complemento al 100% del indexador.

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

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 9.

Adicionalmente, en las mismas planillas de cálculo (formato Excel) se determinan los precios básicos de potencia de punta, mediante las fórmulas o polinomios previamente descritos en secciones anteriores.

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 tecnología[100] de la Unidad de Punta respectivamente.

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[101] de la Unidad de Punta respectivamente.

Por su parte, los indexadores propuestos y elegidos, y sus respectivas 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 9.

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 "**RESUMEN *A* MW_220kV_*B ACT***", donde ***A*** y ***B*** corresponde a la potencia y a la tecnología de la Unidad de Punta respectivamente, de las tablas resumen incluidas en las planillas de cálculo del Anexo 9.

La indexación de las componentes del precio de la potencia de punta en las distintas subestaciones de los SSMM se encuentra implementado en la hoja "**RESUMEN *A* MW_*D ACT***", donde ***A*** y ***D*** corresponde a la potencia y a la tecnología de la Unidad de Punta respectivamente, de las tablas resumen incluidas en las planillas de cálculo del Anexo 9.

[100] TG = Turbinas a Gas en ciclo simple o abierto, PSFV_BESS= Parque solar fotovoltaico + BESS, PE_BESS= Parque eólico + BESS

[101] PE_BESS = Parque eólico + BESS, TG = Turbinas a Gas en ciclo simple o abierto, GMGD = Grupo Motor Generador Diesel, GMGGN = Grupo Motor – Generador Gas Natural

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

Artículo Segundo: Publíquese la presente resolución en forma íntegra en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía.

Anótese y Archívese.



Firmado digitalmente por JOSE AGUSTIN ALBERTO VENEGAS MALUENDA
Nombre de reconocimiento (DN): c=CL, title=NO APLICA, cn=JOSE AGUSTIN ALBERTO VENEGAS MALUENDA, email=jvenegas@cne.cl, serialNumber=7893919-2
Fecha: 2021.06.23 12:48:47 -04'00'

SECRETARIO EJECUTIVO
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

DFD/DPR/FBO/JTC/BMB/CVM/mhs

DISTRIBUCIÓN:
- Ministerio de Energía
- Coordinador Eléctrico Nacional
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles
- Depto. Jurídico CNE
- Depto. Eléctrico CNE
- Oficina de Partes CNE