



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

ESTUDIO DE LOCALIZACIÓN PARA EL EMPLEO DE ENERGÍA
SOLAR TÉRMICA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN
LOCALIDADES DE LAS REGIONES DE ANTOFAGASTA,
ATACAMA Y COQUIMBO

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL MECÁNICA

ANDREA ALICIA JIMÉNEZ NÚÑEZ

PROFESOR GUÍA:
RAMÓN FREDERICK GONZÁLEZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
CLAUDIA RODRÍGUEZ SEEGER
PATRICIO JORQUERA ENCINA

SANTIAGO DE CHILE

2017

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL
TÍTULO DE INGENIERA CIVIL MECÁNICA
POR: ANDREA ALICIA JIMÉNEZ NÚÑEZ
FECHA: 12/01/2017
PROFESOR GUÍA: RAMÓN FREDERICK GONZÁLEZ

ESTUDIO DE LOCALIZACIÓN PARA EL EMPLEO DE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN LOCALIDADES DE LAS REGIONES DE ANTOFAGASTA, ATACAMA Y COQUIMBO

El trabajo de título consiste en el estudio de localización de Centrales Solares Térmicas con generación de electricidad utilizando Ciclo de Rankine. La potencia de trabajo es de 25 [MW] y las centrales se sitúan en cinco localidades a especificar entre las regiones de Antofagasta, Atacama y Coquimbo, ya que estas zonas poseen mayor recurso solar, el cual se puede comprobar mediante el Explorador Solar de la Universidad de Chile, página web que tiene información histórica de la irradiancia en todo Chile. Las centrales del estudio de localización deben operar 24 horas todos los días del año, con 25% de energía solar térmica como mínimo y el resto con energía de respaldo o de apoyo, en las que se permiten escoger entre Energías Convencionales y Energías Renovables No Convencionales (ERNC), cuya decisión final fue usar las energías ERNC como Biomasa, Eólica y Mareomotriz. Las centrales pueden ser de Tipo Torre o con Colectores Cilindro-Parabólicos, ya que estas tecnologías presentan mayor madurez respecto a las otras existentes, en las que solo se han investigado y no han operado comercialmente.

Todo el estudio realizado indicó que uno de los parámetros más relevantes para el emplazamiento de una central termosolar con generación de electricidad junto con la intensidad de radiación solar es el relieve de la superficie y el recurso hídrico. Otros parámetros importantes estudiados fueron: redes viales, centros poblados, planes reguladores vigentes, etc.

AGRADECIMIENTOS

En esta oportunidad quiero agradecer a mi familia, especialmente a mi madre, Alicia Núñez, por ser una mujer ejemplar, una súper mujer, que me inspira cada día a ser una mujer fuerte y perseverante, que sin darse cuenta me enseñó que la fuerza de voluntad no tiene límites, que no hay situación que no se pueda revertir para seguir adelante. Gracias por mantener nuestra familia unida, preocuparse tanto por nosotros y darnos tu amor incondicional. Muchas gracias por tu apoyo y confiar en mí, estar ahí cuando más lo he necesitado.

A mis hermanos, Alejandra y César, por ofrecerme y darme su apoyo en momentos difíciles, que me ayudaron a mantenerme en pie. Por ser como son, personales alegres y que se mantienen siempre positivas. Estoy orgullosa de ustedes por ser personas independientes y con grandes valores.

A mi padre, que desde algún lado me ve, me da fuerzas y que gracias a su historia de vida también me demostró que con esfuerzo y trabajo se pueden lograr las metas personales.

A mis sobrinos, César y Tomás, por darme momentos de alegría, gracias a su inocencia y espontaneidad. Cesarín, espero que algún día seamos colegas.

Agradecer a la vida, por familia que tengo y darme la oportunidad de aprender muchas cosas, que me permiten ser cada día un mejor ser humano.

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. OBJETIVOS.....	2
1.1.1. OBJETIVO GENERAL.....	2
1.1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	2
1.2. ALCANCES.....	3
2. METODOLOGÍA.....	4
3. ANTECEDENTES.....	9
3.1. ENERGIA SOLAR.....	9
3.1.1. CONSTANTE SOLAR	10
3.1.2. RADIACIÓN SOBRE LA SUPERFICIE DE LA TIERRA	10
3.1.3. DISTRIBUCIÓN ESPECTRAL DE LA RADIACIÓN SOLAR	11
3.2. ENERGÍA SOLAR TÉRMICA PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	12
3.2.1. CONSIDERACIONES Y REQUISITOS DE UNA PLANTA SOLAR TÉRMICA 13	
3.2.2. TIPOS DE PLANTAS TÉRMICAS DE CONCENTRACIÓN.....	13
3.2.3. PLANTA DE COLECTORES CILINDRO-PARABÓLICOS	17
3.2.4. PLANTA DE TORRE CENTRAL.....	27
3.2.5. CONSIDERACIONES DE CENTRALES SOLARES TÉRMICAS EN CHILE 40	
3.2.6. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA ENERGÍA SOLAR TÉRMICA PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	40
3.3. ESTUDIO TERRITORIAL DE LAS REGIONES DE ANTOFAGASTA, ATACAMA Y COQUIMBO.....	42
3.3.1. REGIÓN DE ANTOFAGASTA.....	42
3.3.2. REGIÓN DE ATACAMA	49
3.3.3. REGIÓN DE COQUIMBO.....	54
3.4. ANTECEDENTES DE LA SITUACIÓN ENERGÉTICA EN CHILE.....	61
3.5. ANTECEDENTES DE ERNC EN CHILE.....	63
3.5.1. ENERGÍA SOLAR TÉRMICA EN CHILE.....	64
4. RESULTADOS	67

4.1.	CÁLCULOS PREVIOS.....	67
4.2.	PRESELECCIÓN DE LOCALIDADES	83
4.2.1.	RECURSO SOLAR.....	83
4.2.2.	RELIEVE	92
4.2.3.	HIDROGRAFÍA.....	130
4.2.4.	VIALIDAD	149
4.2.5.	POBLACIÓN RURAL Y URBANA	161
4.2.6.	PLAN REGULADOR.....	163
4.2.7.	REDES ENERGÉTICAS Y LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	167
4.2.8.	POTENCIAL DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES ..	175
4.3.	SELECCIÓN DE LOCALIDADES	181
4.3.1.	FACTORES QUE INCIDEN EN LA RADIACIÓN SOLAR	183
4.3.2.	CAUDAL DE CUENCAS.....	192
4.4.	SELECCIÓN DE TIPO DE PLANTA SOLAR TÉRMICA	196
4.5.	SELECCIÓN ENERGÍA DE RESPALDO	201
4.6.	CÁLCULO DE LA PLANTA SOLAR TÉRMICA TIPO TORRE	202
4.6.1.	SELECCIÓN HELIÓSTATO	202
4.6.2.	CÁLCULO BLOQUE DE POTENCIA.....	203
4.6.3.	CÁLCULO DE RECEPTOR.....	206
4.6.4.	CÁLCULO DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA	207
4.6.5.	CONFIGURACIÓN CAMPO SOLAR	208
5.	DISCUSIÓN.....	229
6.	CONCLUSIONES	231
	BIBLIOGRAFÍA	232
	ANEXOS	234

INDICE DE TABLAS

Tabla 3.1 Cuadro comparativo de colectores solares para Energía Solar Térmica.....	15
Tabla 3.2 Factores que influyen en colectores solares según tipo de tecnología	16
Tabla 3.3 Distribución política-administrativa de la región de Antofagasta	43
Tabla 3.4 Cuencas y cauces de la Región de Antofagasta	46
Tabla 3.5 Distribución de habitantes de la Región de Antofagasta	48
Tabla 3.6 Asentamientos humanos en la Región de Antofagasta	49
Tabla 3.7 División Política-Administrativa de la Región de Atacama	49
Tabla 3.8 Población que reside en la Región de Atacama según Censo 2012	53
Tabla 3.9 Población rural en la Región de Atacama	54
Tabla 3.10 División Político-Administrativa de la Cuarta Región.....	55
Tabla 3.11 Superficie y caudal de cuencas en la Región de Coquimbo.....	58
Tabla 3.12 Estado de desertificación de la región de Coquimbo	59
Tabla 3.13 Cantidad de habitantes en la Región de Coquimbo según Censo 2012	60
Tabla 3.14 Distribución de la población en la Región de Coquimbo	61
Tabla 3.15 Potencia instalada en Chile hasta diciembre de 2015	62
Tabla 3.16 Capacidad instalada en Chile de las fuentes energéticas usadas en SIC hasta diciembre de 2015.....	62
Tabla 3.17 Capacidad instalada en Chile de las fuentes energéticas usadas en SING hasta diciembre de 2015	63
Tabla 3.18 Proyectos en construcción en ERNC hasta enero de 2016.....	66
Tabla 4.1 Datos de plantas CSP en el Mundo con potencias entre 20 a 50 [MW]	69
Tabla 4.2 Cálculo de área de campo de colectores y de la planta por Megawatt para central CSP	78
Tabla 4.3 Estimación de área de campo de colectores y de planta para central tipo CSP de 25 [MW]	79
Tabla 4.4 Datos de centrales tipo torre en el Mundo con potencias entre 20 a 50 [MW]	80
Tabla 4.5 Cálculo de área de campo de helióstatos y de la planta por Megawatt para central tipo torre	82
Tabla 4.6 Estimación de área de campo de helióstatos y de planta para central tipo torre de 25 [MW].....	82
Tabla 4.7 Resumen estimación de áreas para planta de 25 [MW]	82
Tabla 4.8 Cuadro resumen de las localidades con mayor radiación de la Región de Antofagasta	86
Tabla 4.9 Cuadro resumen de las localidades con mayor radiación de la Región de Atacama	88
Tabla 4.10 Cuadro resumen de las localidades con mayor radiación de la Región de Coquimbo	91
Tabla 4.11 Resumen de elevaciones por perfil de localidades seleccionadas de la Región de Antofagasta	102
Tabla 4.12 Resumen de elevaciones por perfil de localidades seleccionadas de la Región de Atacama	115
Tabla 4.13 Resumen de elevaciones por perfil de localidades seleccionadas de la Región de Coquimbo	129

Tabla 4.14 Resumen cuencas hidrográficas localidades de Región de Antofagasta ...	134
A continuación se presenta una tabla con el resumen de los datos para las cuencas de la región de Atacama (ver Tabla 4.15). A partir de esto se ve que las localidades del Salvador y Laguna de Colorados no cuentan con el recurso de agua cercano para abastecer por lo menos de limpieza de espejos de una planta termosolar. Por el contrario, las Tazas y Catorcemil se ven favorecidas por poseer amplia y próxima superficie con recurso de agua.	
Tabla 4.16 Resumen cuencas hidrográficas localidades de Región de Atacama	144
Tabla 4.17 Resumen cuencas hidrográficas localidades de Región de Coquimbo	149
Tabla 4.18 Red vial Región Antofagasta	153
Tabla 4.19 Resumen Red vial Región Atacama.....	159
Tabla 4.20 Red Vial Cuarta Región.....	161
Tabla 4.21 Localidades cercanas a las localidades estudiadas de la Región de Antofagasta.....	161
Tabla 4.22 Localidades cercanas a las localidades estudiadas de la Región de Atacama	162
Tabla 4.23 Localidades cercanas a las localidades estudiadas de la Región de Coquimbo	162
Tabla 4.24 Resumen Líneas de transmisión Región Antofagasta.....	169
Tabla 4.25 Resumen Línea de transmisión Región Atacama	172
Tabla 4.26 Líneas de Transmisión Región de Coquimbo.....	175
Tabla 4.27 Potencial eólico localidades de Región de Antofagasta	177
Tabla 4.28 Potencial eólico localidades de Región de Atacama	179
Tabla 4.29 Potencial eólico localidades de Región de Coquimbo.....	181
Tabla 4.30 Puntaje de localidades preseleccionadas.....	182
Tabla 4.31 Radiación promedio mensual en el plano horizontal	185
Tabla 4.32 Radiación promedio por hora	185
Tabla 4.33 Nubosidad promedio mensual.....	186
Tabla 4.34 Nubosidad promedio por hora	187
Tabla 4.35 Ciclo diario de sombra por hora	188
Tabla 4.36 Promedio mensual de temperatura	189
Tabla 4.37 Promedio por hora de temperaturas.....	189
Tabla 4.38 Velocidad promedio del viento mensual.....	190
Tabla 4.39 Velocidad del viento promedio por hora	191
Tabla 4.40 Caudales de cuencas en las localidades de la Región de Antofagasta.....	193
Tabla 4.41 Caudales de cuencas en las localidades de la Región de Atacama.....	194
Tabla 4.42 Caudales de cuencas en las localidades de la Región de Coquimbo	195
Tabla 4.43 Selección de planta para cada localidad	196
Tabla 4.44 Datos de centrales tipo Torre Central en construcción y en espera de ejecución	200
Tabla 4.45 Energía de respaldo para cada localidad	201
Tabla 4.46 Datos helióstato seleccionado.....	202
Tabla 4.47 Rendimiento de equipos y máquinas.....	204
Tabla 4.48 Cálculo bloque de potencia	204

Tabla 4.49 Valores de trabajo, potencia, rendimiento y flujo de calor para el bloque de potencia.....	205
Tabla 4.50 Cálculo de aerocondensador.....	206
Tabla 4.51 Cálculo del receptor de la central.....	206
Tabla 4.52 Cálculo de tanque de sales fundidas.....	207
Tabla 4.53 Número de día y día promedio recomendado por mes.....	211
Tabla 4.54 Cálculo de ángulos para cada localidad.....	215
Tabla 4.55 Pérdidas entre helióstatos y receptor.....	216
Tabla 4.56 Cálculo de parámetros de campo de helióstatos comunes para todas las localidades.....	216
Tabla 4.57 Cálculo de la central para Virginia.....	217
Tabla 4.58 Cálculo de helióstatos y área de campo solar para Virginia.....	219
Tabla 4.59 Cálculo de la central para Ollagüe.....	220
Tabla 4.60 Cálculo de helióstatos y área de campo solar para Ollagüe.....	221
Tabla 4.61 Cálculo de la central para Las Tazas.....	222
Tabla 4.62 Cálculo de helióstatos y área de campo solar para Las Tazas.....	223
Tabla 4.63 Cálculo de la central para Catorcemil.....	224
Tabla 4.64 Cálculo de helióstatos y área de campo solar para Catorcemil.....	225
Tabla 4.65 Cálculo de la central para San Julián.....	226
Tabla 4.66 Cálculo de helióstatos y área de campo solar para San Julián.....	227
Tabla 4.67 Resumen de dimensiones de campo solar para cada localidad.....	228

INDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Visualización del Explorador Solar	5
Figura 2.2 Ejemplo de estudio de relieve para la localidad de San Julián.....	5
Figura 2.3 Visualización de explorador en línea del Geoportal de Chile	6
Figura 2.4 Visualización de explorador en línea del Inventario de Cuencas Hidrográficas	6
Figura 2.5 Esquema de cuencas.....	7
Figura 3.1 Energía solar incidente sobre la tierra.....	9
Figura 3.2 Esquema de selección de tecnología.....	14
Figura 3.3 Esquema de un colector cilindro parabólico.....	18
Figura 3.4 Esquema de central solar de colectores cilindro-parabólicos.....	18
Figura 3.5 Configuración colectores cilindro-parabólicos	25
Figura 3.6 Planta termosolar Manchasol.....	26
Figura 3.7 Planta termosolar Nevada Solar One.....	27
Figura 3.8 Esquema Central solar Torre central.....	28
Figura 3.9 Esquema de funcionamiento de planta termosolar Torre Central	29
Figura 3.10 Partes de un heliostato.....	31
Figura 3.11 Configuración campo solar planta torre central (a) Campo Norte y (b) Campo Circular.....	32
Figura 3.12 Campo de heliostatos de planta Gemasolar	33
Figura 3.13 Receptor de cavidad de central PS10	34
Figura 3.14 Receptor externo cilíndrico de central Gemasolar.....	34
Figura 3.15 Tipos de receptores.....	34
Figura 3.16 Receptor volumétrico	35
Figura 3.17 Ciclo de Rankine con Recalentamiento.....	37
Figura 3.18 Tanques de almacenamiento de Central Gemasolar	38
Figura 3.19 Planta termosolar Gemasolar.....	39
Figura 3.20 Planta termosolar PS20 (en el fondo planta PS10).....	40
Figura 3.21 Mapa de división político-administrativa de la región de Antofagasta (20°56' y 26°05' de latitud sur y desde los 67°00' longitud oeste)	44
Figura 3.22 Relieve sección transversal de la Región de Antofagasta.....	45
Figura 3.23 Mapa división Político-Administrativa de la Región de Atacama (coordenadas 25°17' y 29°30' de latitud sur y desde los 68°17' longitud oeste hacia el Pacífico)	51
Figura 3.24 Relieve sección transversal de la Región de Atacama.....	52
Figura 3.25 Mapa División Político-Administrativa de la Región de Coquimbo (29°20' y 32°15' de latitud sur y desde el meridiano 69°49' de longitud oeste)	56
Figura 3.26 Relieve de la Región de Coquimbo	57
Figura 3.27 Irradiancia directa normal en un año en las regiones de Chile.....	65
Figura 4.1 Radiación solar directa de la Región de Antofagasta ((20°56' y 26°05' de latitud sur y desde los 67°00' longitud oeste)	85
Figura 4.2 Intensidad de radiación en la Región de Atacama (coordenadas 25°17' y 29°30' de latitud sur y desde los 68°17' longitud oeste hacia el Pacífico)	87
Figura 4.3 Radiación de la Cuarta Región de Coquimbo (29°20' y 32°15' de latitud sur y desde el meridiano 69°49' de longitud oeste)	90

Figura 4.4 Esquema de rectas trazadas para el área definida para cada localidad	93
Figura 4.5 Imagen satelital del área explorada de Virginia.....	94
Figura 4.6 Perfil 1 de Virginia	94
Figura 4.7 Perfil 2 de Virginia	94
Figura 4.8 Perfil 3 de Virginia	94
Figura 4.9 Perfil 4 de Virginia	95
Figura 4.10 Imagen satelital del área explorada de Tilomonte	95
Figura 4.11 Perfil 1 Tilomonte	95
Figura 4.12 Perfil 2 Tilomonte	96
Figura 4.13 Perfil 3 Tilomonte	96
Figura 4.14 Perfil 4 Tilomonte	96
Figura 4.15 Imagen satelital del área explorada de Talabre	97
Figura 4.16 Perfil 1 Talabre	97
Figura 4.17 Perfil 2 Talabre	97
Figura 4.18 Perfil 3 Talabre	97
Figura 4.19 Perfil 4 Talabre	98
Figura 4.20 Imagen satelital del área explorada de Ollagüe	98
Figura 4.21 Perfil 1 Ollagüe.....	98
Figura 4.22 Perfil 2 Ollagüe.....	99
Figura 4.23 Perfil 3 Ollagüe.....	99
Figura 4.24 Perfil 4 Ollagüe.....	99
Figura 4.25 Imagen satelital del área explorada de Imilac	100
Figura 4.26 Perfil1 Imilac.....	100
Figura 4.27 Perfil 2 Imilac.....	100
Figura 4.28 Perfil 3 Imilac.....	100
Figura 4.29 Perfil 4 Imilac.....	101
Figura 4.30 Imagen satelital del área explorada de Cerro Paranal	101
Figura 4.31 Perfil 1 Cerro Paranal.....	101
Figura 4.32 Perfil 2 Cerro Paranal.....	102
Figura 4.33 Perfil 3 Cerro Paranal.....	102
Figura 4.34 Perfil 4 Cerro Paranal.....	102
Figura 4.35 Imagen satelital del área explorada de Amarilla.....	103
Figura 4.36 Perfil 1 Amarilla	103
Figura 4.37 Perfil 2 Amarilla	103
Figura 4.38 Perfil 3 Amarilla	103
Figura 4.39 Perfil 4 Amarilla	104
Figura 4.40 Imagen satelital del área explorada de Montado.....	104
Figura 4.41 Perfil 1 Montado	104
Figura 4.42 Perfil 2 Montado	104
Figura 4.43 Perfil 3 Montado	105
Figura 4.44 Perfil 4 Montado	105
Figura 4.45 Imagen satelital del área explorada de Los Barros	105
Figura 4.46 Perfil 1 Los Barros.....	105
Figura 4.47 Perfil 2 Los Barros.....	106
Figura 4.48 Perfil 3 Los Barros.....	106

Figura 4.49 Perfil 4 Los Barros.....	106
Figura 4.50 Imagen satelital del área explorada de Palermo	106
Figura 4.51 Perfil 1 Palermo.....	107
Figura 4.52 Perfil 2 Palermo.....	107
Figura 4.53 Perfil 3 Palermo.....	107
Figura 4.54 Perfil 4 Palermo.....	107
Figura 4.55 Imagen satelital del área explorada de El Bronce	108
Figura 4.56 Perfil 1 El Bronce.....	108
Figura 4.57 Perfil 2 El Bronce.....	108
Figura 4.58 Perfil 3 El Bronce.....	108
Figura 4.59 Perfil 4 El Bronce.....	109
Figura 4.60 Imagen satelital del área explorada de Noreste del Salvador	109
Figura 4.61 Perfil 1 Noreste del Salvador.....	109
Figura 4.62 Perfil 2 Noreste del Salvador.....	110
Figura 4.63 Perfil 3 Noreste del Salvador.....	110
Figura 4.64 Perfil 4 Noreste del Salvador.....	110
Figura 4.65 Imagen satelital del área explorada de Noroeste de Laguna de Colorados	111
Figura 4.66 Perfil 1 Noroeste de Laguna de Colorados	111
Figura 4.67 Perfil 2 Noroeste de Laguna de Colorados	111
Figura 4.68 Perfil 3 Noroeste de Laguna de Colorados	111
Figura 4.69 Perfil 4 Noroeste de Laguna de Colorados	112
Figura 4.70 Imagen satelital del área explorada de Sur Las Tazas.....	112
Figura 4.71 Perfil 1 Sur Las Tazas	112
Figura 4.72 Perfil 2 Sur Las Tazas	113
Figura 4.73 Perfil 3 Sur Las Tazas	113
Figura 4.74 Perfil 4 Sur Las Tazas	113
Figura 4.75 Imagen satelital del área explorada de Catorcemil.....	114
Figura 4.76 Perfil 1 Catorcemil.....	114
Figura 4.77 Perfil 2 Catorcemil.....	114
Figura 4.78 Perfil 3 Catorcemil.....	114
Figura 4.79 Perfil 4 Catorcemil.....	115
Figura 4.80 Imagen satelital del área explorada de Almirante La Torre.....	116
Figura 4.81 Perfil 1 Almirante La Torre	116
Figura 4.82 Perfil 2 Almirante La Torre	116
Figura 4.83 Perfil 3 Almirante La Torre	117
Figura 4.84 Perfil Almirante La Torre	117
Figura 4.85 Imagen satelital del área explorada de La Vinita.....	117
Figura 4.86 Perfil 1 La Vinita	117
Figura 4.87 Perfil 2 La Vinita	118
Figura 4.88 Perfil 3 La Vinita	118
Figura 4.89 Perfil 4 La Vinita	118
Figura 4.90 Imagen satelital del área explorada de Las Breas.....	119
Figura 4.91 Perfil 1 Las Breas.....	119
Figura 4.92 Perfil 2 Las Breas.....	119

Figura 4.93 Perfil 2 Las Breas	119
Figura 4.94 Perfil 3 Las Breas	120
Figura 4.95 Imagen satelital del área explorada de Guanto	120
Figura 4.96 Perfil 1 Guanto	120
Figura 4.97 Perfil 2 Guanto	120
Figura 4.98 Perfil 3 Guanto	121
Figura 4.99 Perfil 4 Guanto	121
Figura 4.100 Imagen satelital del área explorada de Andacollo	121
Figura 4.101 Perfil 1 Andacollo	122
Figura 4.102 Perfil 2 Andacollo	122
Figura 4.103 Perfil 3 Andacollo	122
Figura 4.104 Perfil 4 Andacollo	122
Figura 4.105 Imagen satelital del área explorada de Fundina	123
Figura 4.106 Perfil 1 Fundina	123
Figura 4.107 Perfil 2 Fundina	123
Figura 4.108 Perfil 3 Fundina	123
Figura 4.109 Perfil 4 Fundina	124
Figura 4.110 Imagen satelital del área explorada de El Huacho	124
Figura 4.111 Perfil 1 El Huacho.....	124
Figura 4.112 Perfil 2 El Huacho.....	124
Figura 4.113 Perfil 3 El Huacho.....	125
Figura 4.114 Perfil 4 El Huacho.....	125
Figura 4.115 Imagen satelital del área explorada de La Totorita.....	125
Figura 4.116 Perfil 1 La Totorita	126
Figura 4.117 Perfil 2 La Totorita	126
Figura 4.118 Perfil 3 La Totorita	126
Figura 4.119 Perfil 4 La Totorita	126
Figura 4.120 Imagen satelital del área explorada de Huentelauquén	127
Figura 4.121 Perfil 1 Huentelauquén.....	127
Figura 4.122 Perfil 2 Huentelauquén.....	127
Figura 4.123 Perfil 3 Huentelauquén.....	127
Figura 4.124 Perfil 4 Huentelauquén.....	128
Figura 4.125 Imagen satelital del área explorada de Sur San Julián	128
Figura 4.126 Perfil 1 Sur San Julián.....	128
Figura 4.127 Perfil 2 Sur San Julián.....	129
Figura 4.128 Perfil 3 Sur San Julián.....	129
Figura 4.129 Perfil 4 Sur San Julián.....	129
Figura 4.130 Leyenda cuencas hidrográficas.....	130
Figura 4.131 Subcuenca Quebrada de Taltal.....	131
Figura 4.132 Límite subsubcuencas.....	131
Figura 4.133 Subsubcuenca Quebrada de Yerba Buena.....	132
Figura 4.134 Subsubcuenca Quebrada de Taltal entre Quebrada del Chaco y Bajo Junta Quebrada Corcovado	132
Figura 4.135 Límite subcuencas	133
Figura 4.136 Subsubcuenca Salar de Ollagüe	133

Figura 4.137 Subsubcuenca Salar de Carcote	134
Figura 4.138 Límite de cuencas	135
Figura 4.139 Subsubcuenca Río Salado Alto	135
Figura 4.140 Subcuenca Salar de Pedernales	136
Figura 4.141 Límite de cuencas	136
Figura 4.142 Subcuenca Quebrada de Pan de Azúcar	137
Figura 4.143 Subsubcuenca Salar de Aguilar	137
Figura 4.144 Subsubcuenca Quebrada de La Encantada y El Salitre.....	138
Figura 4.145 Subcuenca al Norte del Salar de Pedernales.....	138
Figura 4.146 Subsubcuenca Quebrada Flamenco hasta Quebrada Varillas.....	139
Figura 4.147 Límite de subcuencas	139
Figura 4.148 Subsubcuenca del Morado entre Quebrada del Potrero y Desembocadura	140
Figura 4.149 Subcuenca Quebrada de Flamenco.....	140
Figura 4.150 Subcuenca Quebrada del Morado.....	141
Figura 4.151 Subsubcuenca Paipote entre Quebrada de San Andrés y Quebrada Martínez	141
Figura 4.152 Límite de cuencas	142
Figura 4.153 Subsubcuenca Quebrada Flamenco hasta Quebrada Varillas.....	142
Figura 4.154 Subcuenca Quebrada de Flamenco.....	142
Figura 4.155 Subcuenca Quebrada de Paipote	143
Figura 4.156 Subsubcuenca Río Choapa entre Estero Canela y Desembocadura.....	145
Figura 4.157 Límite de cuencas	145
Figura 4.158 Subsubcuenca Costeras entre Estero Totoral y Río Choapa.....	146
Figura 4.159 Subcuenca Río Choapa Bajo	146
Figura 4.160 Subcuenca Costeras entre Quebrada Totoral y Río Choapa	146
Figura 4.161 Subcuenca Río Limarí.....	147
Figura 4.162 Límite de subsubcuencas.....	147
Figura 4.163 Subsubcuenca Estero Punitaqui entre Estero Las Mojadas y Quebradas Las Damas.....	148
Figura 4.164 Subsubcuenca Estero Punitaqui entre Quebrada Las Damas y Río Limarí	148
Figura 4.165 Subsubcuenca Río Limarí entre Quebrada del Imperio y Bajo Junta Estero La Plata	148
Figura 4.166 Leyenda Red Vial.....	150
Figura 4.167 Camino 1 cercano a Virginia	150
Figura 4.168 Camino 2 cercano a Virginia	151
Figura 4.169 Camino 3 cercano a Virginia	151
Figura 4.170 Camino 4 cercano a Virginia	152
Figura 4.171 Camino 1 cercano a Ollagüe.....	152
Figura 4.172 Camino 1 cercano a Noreste del Salvador.....	153
Figura 4.173 Camino 2 cercano a Noreste del Salvador.....	154
Figura 4.174 Camino cercano a Noreste del Salvador.....	154
Figura 4.175 Camino 1 cercano a Laguna de Colorados	155
Figura 4.176 Camino 2 cercano a Laguna de Colorados	155

Figura 4.177 Camino 3 cercano a Laguna de Colorados	156
Figura 4.178 Camino 4 cercano a Laguna de Colorados	156
Figura 4.179 Camino 1 cercano a Sur Las Tazas	157
Figura 4.180 Camino 2 cercano a Sur Las Tazas	157
Figura 4.181 Camino 1 cercano a Catorcemil	158
Figura 4.182 Camino 2 cercano a Catorcemil	158
Figura 4.183 Camino 1 cercano a Huentelauquén	160
Figura 4.184 Camino 1 cercano a Sur San Julián	160
Figura 4.185 Leyenda de Zonificación Planes Reguladores Comunales Región de Antofagasta	163
Figura 4.186 Zonificación planes reguladores comunales cercanos a Ollagüe.....	164
Figura 4.187 Leyenda de Zonificación del borde costero	165
Figura 4.188 Zonificación del borde costero en Huentelauquén	165
Figura 4.189 Leyenda de Zonificación Plan Regional de Desarrollo Urbano	166
Figura 4.190 Zonificación Plan Regional de desarrollo urbano en Huentelauquén	166
Figura 4.191 Zonificación Plan Regional de Desarrollo Urbano en Sur de San Julián	167
Figura 4.192 Leyenda para mapas de centrales y redes eléctricas	167
Figura 4.193 Línea de transmisión eléctrica cercana a Ollagüe.....	168
Figura 4.194 Red eléctrica cercana a Virginia.....	168
Figura 4.195 Red Eléctrica más cercana a Salvador	169
Figura 4.196 Subestación eléctrica más cercana al Salvador	170
Figura 4.197 Subestación cercana a Laguna de Colorados.....	170
Figura 4.198 Concesión eléctrica cercana a Sur de Las Tazas	171
Figura 4.199 Red eléctrica más cercana a Catorcemil.....	171
Figura 4.200 Subestación eléctrica cercana a Catorcemil	172
Figura 4.201 Concesión eléctrica cercana a Huentelauquén	173
Figura 4.202 Concesión red eléctrica más cercana a Huentelauquén	173
Figura 4.203 Línea de transmisión eléctrica más cercana a Huentelauquén	174
Figura 4.204 Concesión eléctrica más cercana al Sur de San Julián.....	174
Figura 4.205 Subestación eléctrica más cercana al Sur de San Julián.....	175
Figura 4.206 Concesión geotérmica en la localidad de Ollagüe.....	176
Figura 4.207 Potencial Eólico Virginia	177
Figura 4.208 Potencial Eólico Ollagüe	177
Figura 4.209 Potencial eólico Salvador	178
Figura 4.210 Potencial eólico Laguna de Colorados	178
Figura 4.211 Potencial eólico sur Las Tazas	179
Figura 4.212 Potencial eólico Catorcemil	179
Figura 4.213 Potencial eólico Huentelauquén	180
Figura 4.214 Potencial eólico Sur San Julián	180
Figura 4.215 Potencial mareomotriz de Huentelauquén	181
Figura 4.216 Participación de plantas termosolares de concentración por tecnología hasta agosto de 2014.....	197
Figura 4.217 Vista planta simulación de central Cerro Dominador.....	198
Figura 4.218 Configuración campo solar planta Cerro Dominador.....	198
Figura 4.219 Modelo Sanlucar heliostato	202

Figura 4.220 Esquema ciclo de Rankine con Recalentamiento.	203
Figura 4.221 Diagrama T-S Ciclo de Rankine con Recalentamiento	203
Figura 4.222 Visualización de posición de helióstatos respecto a la torre y radiación solar	208
Figura 4.223 Distancia entre primer helióstato (x) y altura óptica (Z_o)	209
Figura 4.224 Distancia radial y acimutal entre helióstatos	210
Figura 4.225 Representación gráfica de los distintos tipos de pérdidas.....	214

INDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 3.1 Distribución Espectral de la radiación solar	12
Gráfico 3.2 Porcentaje de las distintas fuentes energéticas utilizadas en Chile en SIC hasta diciembre de 2015	62
Gráfico 3.3 Porcentaje de las distintas fuentes energéticas utilizadas en Chile en SING hasta diciembre de 2015	63
Gráfico 3.4 Inyección de ERNC según AGG y obligación según la Ley	64
Gráfico 4.1 (A la izquierda) Radiación promedio mensual (A la derecha) Radiación promedio diaria.....	186
Gráfico 4.2 (A la izquierda) Nubosidad promedio mensual (A la derecha) Nubosidad promedio por hora	187
Gráfico 4.3 Ciclo diario de sombra por hora	188
Gráfico 4.4 (A la izquierda) Promedio de temperatura mensual (A la derecha) Promedio de temperatura por hora.....	190
Gráfico 4.5 (A la izquierda) Velocidad del viento promedio mensual (A la derecha) Velocidad del viento promedio por hora	191

1. INTRODUCCIÓN

El abastecimiento de energía eléctrica ha sido un problema en Chile en los últimos años, ya sea para el uso en procesos industriales como para el suministro en viviendas, público y comercial. Más aún, se han cuestionado las formas de obtener energía, llegando a grandes discusiones sociales cuestionando la sustentabilidad de los proyectos que están aprobados y pendientes. Dado lo anterior, es inevitable pensar en las posibles soluciones que se pueden proponer considerando las fuentes energéticas que posee Chile si se tiene conocimiento sobre el potencial energético que tiene la zona norte dada por la alta intensidad de la radiación solar que incide sobre las regiones de Tarapacá, Antofagasta, Atacama y Coquimbo.

Reflexionando sobre lo anteriormente comentado, se decidió hacer un estudio de localidades específicas de las regiones de Antofagasta, Atacama y Coquimbo, en las que no se ha investigado lo suficiente sobre el provechoso recurso solar que poseen, con el propósito de dar las bases para estudios de prefactibilidad para centrales solares térmicas con generación de electricidad y que éstas tengan un impacto positivo en las zonas más próximas de las instalaciones solares. Para ello, lo primero que se debe tomar en cuenta es que la integración de dicha tecnología depende de las condiciones locales, lo que hace indispensable el estudio geográfico de las comunas a evaluar.

Es importante mencionar que la energía solar tiene múltiples aplicaciones, entre éstas ser fuente de calor directa para calefacción o procesos industriales. La Energía Solar Térmica mediante concentradores aprovechan la radiación solar, donde se utilizan hornos solares, centrales térmicas de Torre, colectores cilindro-parabólicos, entre otros. También, se usa como fuente de energía electromagnética en generación directa de electricidad con celdas fotovoltaicas, lo que es llamado Energía Solar Fotovoltaica. Por otro lado, las ventajas de su utilización son diversas: durante la conversión de energía no hay emisión de contaminantes, es un excelente recurso para lugares de difícil acceso de las redes eléctricas ya instaladas, etc.

Las centrales solares térmicas convierten la energía proveniente de la radiación solar en calor por medio de un captador o colector por el que circula el fluido de trabajo que absorbe la energía irradiada por el sol. De acuerdo a la temperatura de operación de la central se clasifican en centrales de baja (menor a 100°C), media (100-300°C) y alta (mayor a 300°C) temperatura.

Otro punto a destacar, es la razón por la cual se elige estudiar la Energía Solar Térmica en vez de la Energía Solar Fotovoltaica. Primero, las plantas de Energía Solar Térmica permiten la concentración de energía proveniente del sol con lo que se consigue una temperatura mucho más elevada, produciendo vapor para poner en funcionamiento la turbina. En segundo lugar, este tipo de obtención es más eficiente y menos compleja respecto a la Energía Fotovoltaica. Además, la tecnología termosolar presenta mayores ventajas en la gestión en cuanto a la flexibilidad de almacenamiento y distribución.

En el trabajo se proponen plantas solares térmicas híbridas de generación eléctrica en cinco comunas de las regiones citadas y que éstas operen 24 horas los 365 días del año con una potencia de 25 [MW]. Además, el aporte solar debe ser mayor al 25% y se requiere de una fuente de energía de respaldo que puede ser Energías Convencionales o Energías Renovables No Convencionales.

Para llevar a cabo el Trabajo de Tesis, la memoria se dividió en etapas de investigación, estudio de necesidades económicas, energéticas, sociales y ambientales en las regiones II, III y IV de Chile, cálculo de la planta, análisis de resultados, entre otros.

1.1. OBJETIVOS

1.1.1. OBJETIVO GENERAL

Desarrollar un estudio de localización y factibilidad técnica de Centrales Solares Térmicas de generación eléctrica utilizando Ciclo de Rankine, en cinco comunas de las regiones de Antofagasta, Atacama y Coquimbo.

1.1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Los objetivos específicos son:

- Recopilar y estudiar información pertinente para situar el proyecto en un entorno geográfico considerando sus recursos y respetando el medioambiente
- Definir escenarios del problema a solucionar: alternativas conceptuales, localización, recursos, inconvenientes
- Seleccionar fuente de energía de respaldo (ERNC o energías convencionales) conveniente de acuerdo a los recursos de cada comuna o tipo de almacenamiento que permita el funcionamiento continuo de la planta
- Analizar viabilidad del estudio realizado en las cinco comunas considerando los posibles factores que influyen en la operación de la planta y superar dificultades.

1.2. ALCANCES

Los alcances del trabajo realizado son:

- Se investigaron cinco localidades: dos localidades de la región de Antofagasta y región de Atacama y una para la región de Coquimbo.
- El estudio de localización abarcó el análisis en detalle de los aspectos más importantes para el emplazamiento de una planta termosolar para la generación de energía eléctrica, dentro de los cuales fueron: estudio de la radiación solar y factores que influyen en la obtención de ésta de manera óptima, recursos hídricos cercanos a las localidades de estudio, relieve del área acotada para el emplazamiento de la planta solar, entre otros
- Solo se consideró el estudio de factibilidad técnica, sin hacer estudio de costos

2. METODOLOGÍA

Previamente al trabajo de Memoria, se investigó a fondo y se estudiaron los antecedentes necesarios para entender que aspectos eran los más relevantes para la factibilidad del emplazamiento de una planta solar térmica. En concreto se hizo un análisis de la radiación solar, tipos de plantas termosolares para la generación de electricidad, profundizando en las centrales de colectores cilindro parabólicos y luego en las centrales de Torre Central, comparándolas entre ellas e identificando las ventajas y desventajas de cada una para la posterior selección de tipo de tecnología para el cálculo la planta en cada localidad. Para continuar con la etapa de investigación, se estudió para cada región temas como la división político-administrativa, aspectos físico-ambientales, como la geomorfología, clima, hidrografía y vegetación, demografía, actividad económica y centros poblados. En último lugar, se revisó la situación actual energética de Chile.

El desarrollo de la tesis se dividió en preselección de localidades, selección de localidades, profundización de las localidades elegidas y finalmente, el cálculo de planta solar térmica para cada localidad seleccionada.

Para empezar con el desarrollo del estudio de localización, es decir, la preselección de localidades, se tomaron datos de la radiación solar directa en zonas cuyo recurso solar era provechoso. El criterio de preselección fue usar el Explorador Solar 3 disponible en línea, creado por el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile. En este explorador, se puede visualizar el mapa de todo el territorio de Chile y en una gama de colores entre azul y rojo se representa la intensidad de radiación solar, baja y alta respectivamente. Tomando en cuenta el color rojo indica radiación muy alto (como se puede ver en la Figura 2.1, con el cursor del computador se escogieron localidades al azar para cada región, extrayendo reportes para cada localidad en donde se pudo obtener información de radiación, coordenadas geográficas, nubosidad, velocidad del viento, sombra, cuyos datos estaban en promedios por hora y mensuales entre los años 2004-2015. Para la región de Antofagasta se escogieron seis localidades, para la región de Atacama nueve localidades y para la región de Coquimbo diez localidades. En estas dos últimas, se escogieron más localidades ya que la radiación es menor con respecto a la región de Antofagasta y, además, al revisar el mapa con acercamiento mayor, se pudo ver que algunas zonas presentaban relieve irregular.

Luego, para cada localidad se observó el relieve de una zona acotada, en otras palabras, el área que podría ocupar una planta solar térmica. Dado lo anterior, fue necesario estimar el área que utiliza una central termosolar. Para esto, se recopiló información de las plantas de colectores cilindro-parabólicos y central de torre en operación de todo el mundo, con la finalidad de calcular el promedio de la superficie que abarcan y sus características. Una vez obtenido el promedio, se impuso que dicha figura formada por la planta tiene geometría cuadrada para simplificar el estudio de relieve. A continuación, se utilizó el software Google Earth Pro ingresando los datos de las coordenadas geográficas para cada localidad preseleccionada. Al establecer la coordenada, se estableció punto

central de un cuadrado cuya área es conocida y corresponde al promedio calculado previamente.

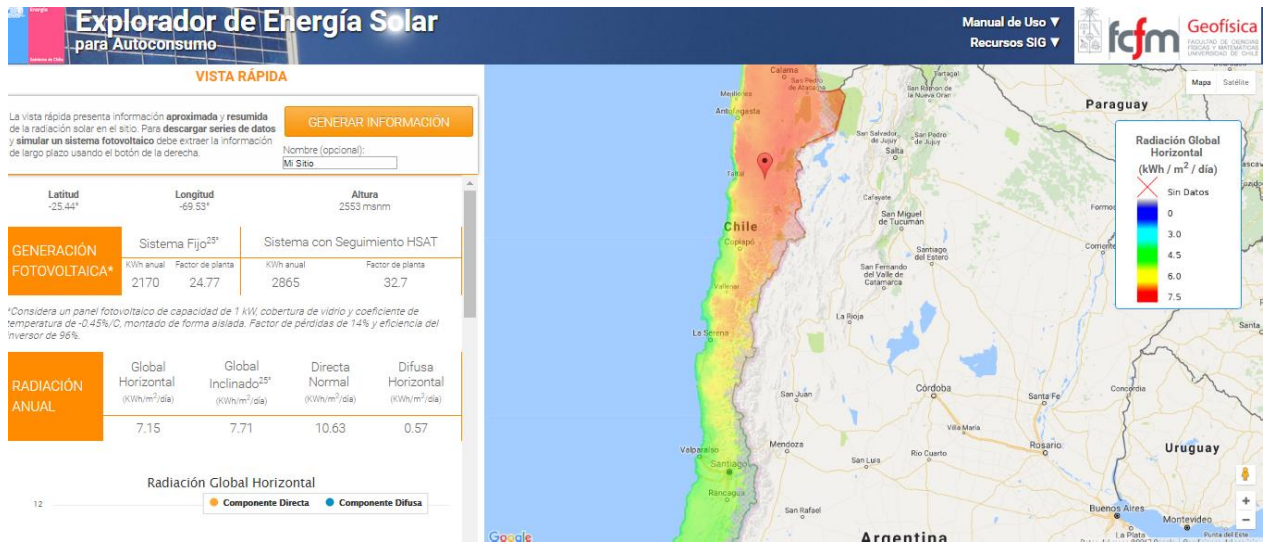


Figura 2.1 Visualización del Explorador Solar

Fuente 33

Una vez dibujado el cuadrado para cada localidad, se trazaron cuatro perfiles equiespaciados, dos horizontales y dos verticales para cada uno de los cuadrados dibujados (ver Figura 2.2), con el objetivo de estudiar los perfiles de relieve para el área acotada, analizar las pendientes e identificar si la zona cumplía con un relieve regular o llano y con pendientes lo más pequeñas posibles.

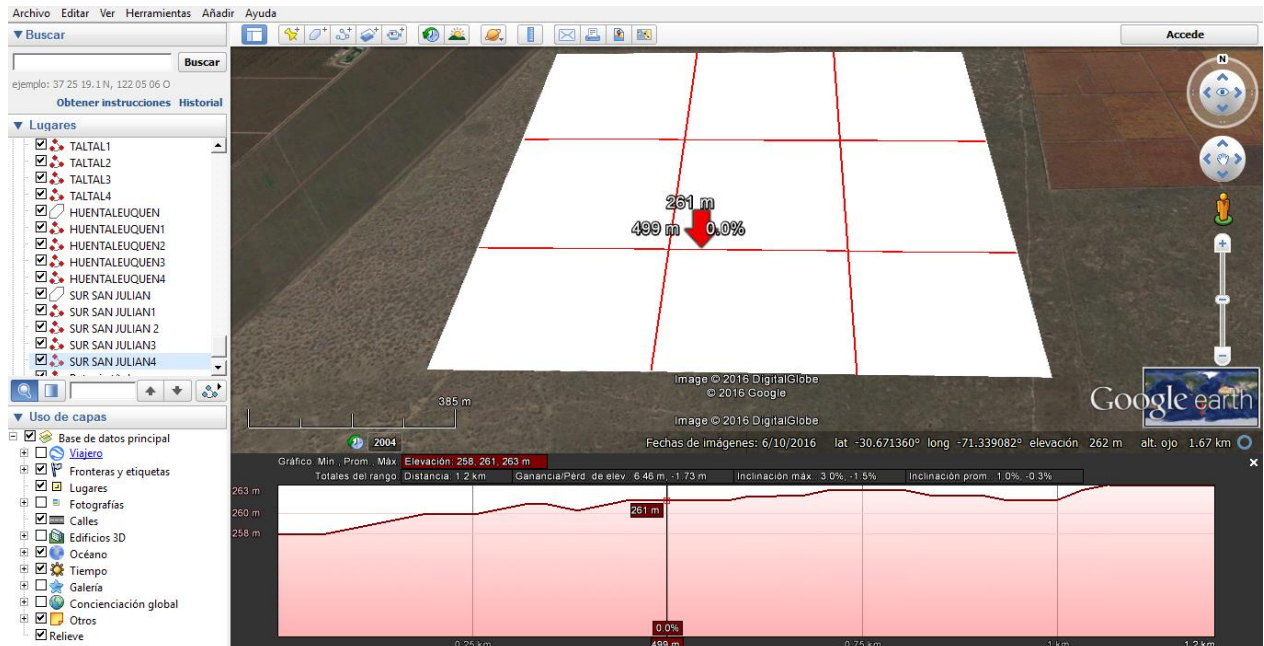


Figura 2.2 Ejemplo de estudio de relieve para la localidad de San Julián

Fuente: Elaboración propia usando Google Earth Pro

Posteriormente, se analizó el recurso de agua para cada localidad, verificando si cada una contaba con cuencas hidrográficas a menos de 10 [km]. Para esto, en exploradores en línea de Geoportal de Chile y Dirección General de Aguas se comprobó la existencia

de este recurso y las posibles restricciones de aguas. Al igual que el explorador solar, se puede visualizar el mapa de Chile y hacer acercamientos a distintas escalas, como también ingresar las coordenadas geográficas. En esta etapa, se obtuvo las imágenes de cada localidad y datos de los nombres de las cuencas para la posterior búsqueda de caudales de cada una de ellas.

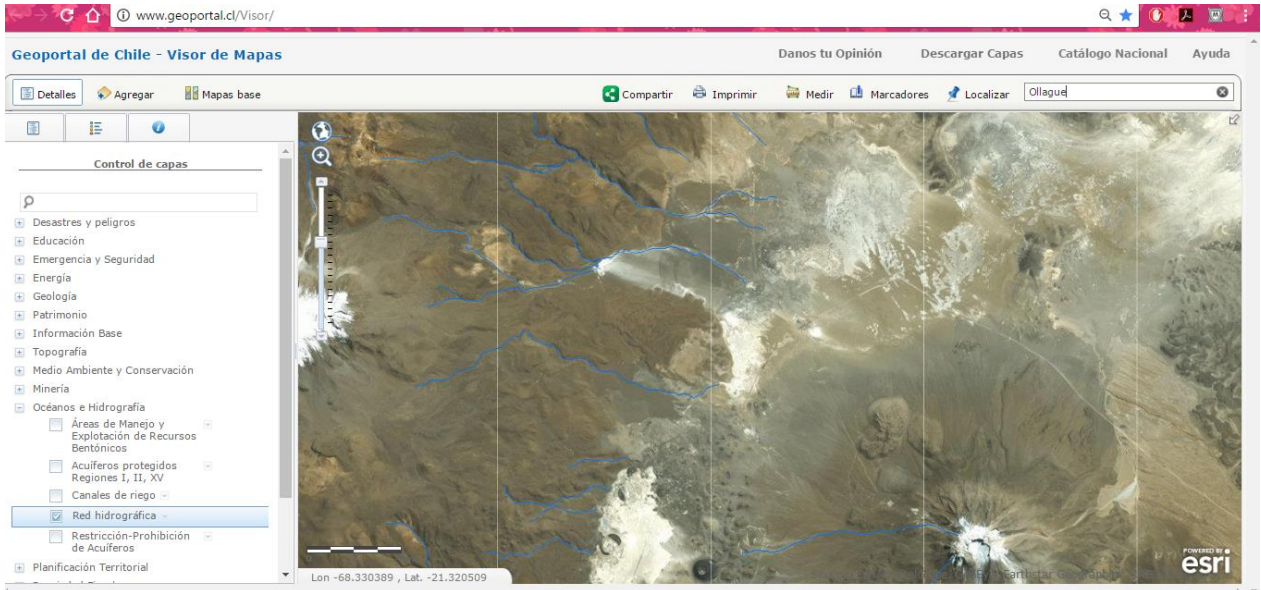


Figura 2.3 Visualización de explorador en línea del Geoportal de Chile
Fuente 36

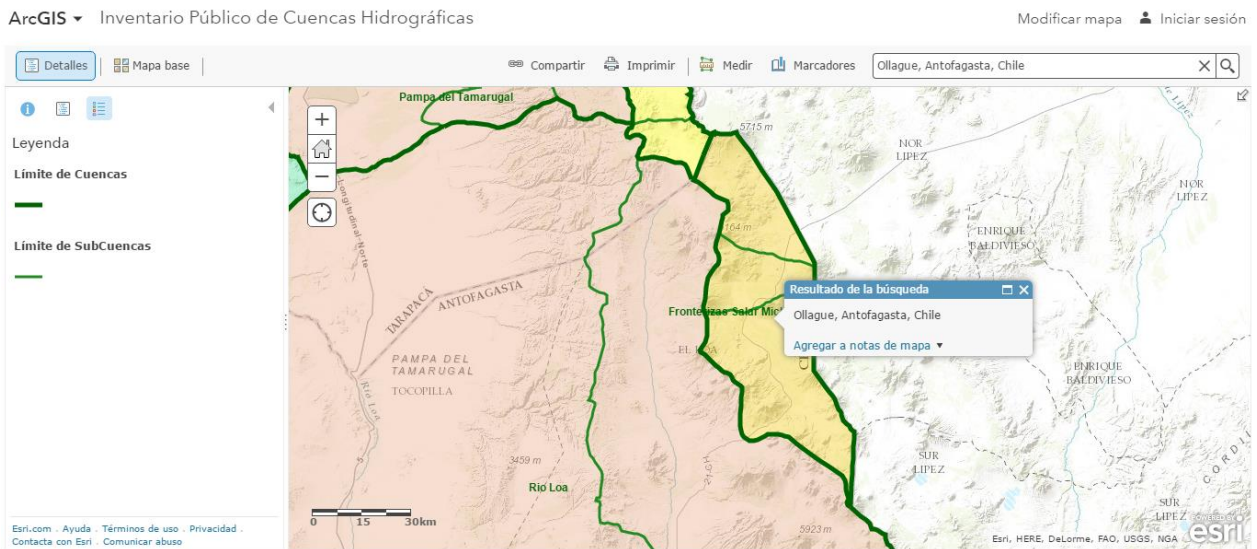


Figura 2.4 Visualización de explorador en línea del Inventario de Cuencas Hidrográficas
Fuente 34

De manera análoga, se buscó y rastreó en mapas exploradores en línea para verificar si se contaba con caminos vigentes (vialidad) cercanos al punto a emplazar una central para cada localidad. Igualmente, para ver los planes reguladores de cada localidad, centros poblados, líneas de transmisión eléctricas y otros recursos de energías renovables no convencionales, estudiándolas solo si estaban a menos de 10 [km] de distancia.

Para terminar esta fase, se hizo un estudio comparativo de las localidades con condiciones de relieve más favorables (baja pendiente y terreno regular). De las ocho localidades se seleccionaron cinco considerando todos los aspectos previamente mencionados, analizando los puntos más relevantes y su influencia en el funcionamiento de una posible planta termosolar.

Luego se avanzó a la etapa de profundización de localidades, cuyo objetivo era ver en detalle los datos de radiación y los factores que afectan a su efectividad en los colectores solares junto con la obtención de datos de caudales de las cuencas hidrográficas. Dado que éstas se subdividen en subcuencas y subsubcuencas y que en algunos casos solo se contaba con el caudal de la cuenca, para calcular el valor del caudal de la subsubcuenca se tomó cada subdivisión y se obtuvo un factor (ver Figura 2.5. Por ejemplo, si una cuenca cuenta con 3 subcuencas y cada subcuenca tiene 2 subsubcuencas, para calcular el caudal de una subsubcuenca se multiplicó por $1/6$ el valor del caudal de la cuenca de origen.

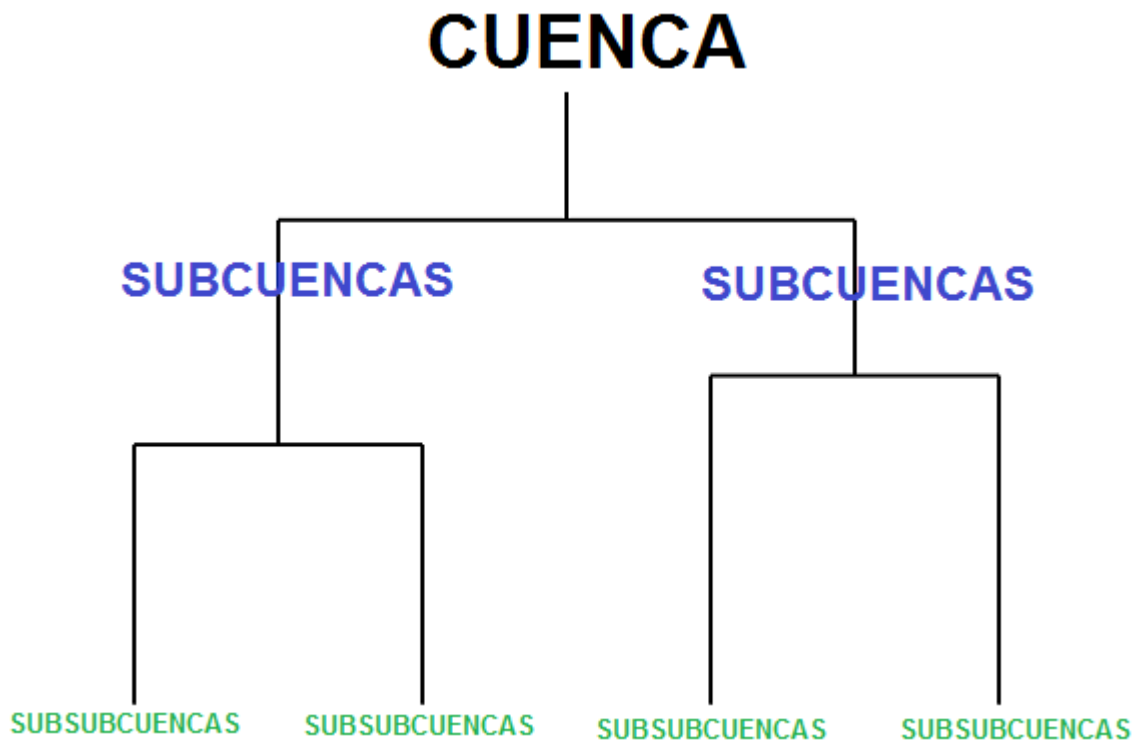


Figura 2.5 Esquema de cuencas
Fuente: Elaboración propia

De acuerdo a información de las etapas finalizadas, se seleccionó el tipo de central a calcular para cada localidad, precisamente los datos de relieve fueron decisivos para determinar qué tecnología usar. Posteriormente, se vio la posibilidad de que en caso de que la radiación no fuera suficiente para desarrollar una central autónoma (pues esto en esta etapa aún se podía confirmar), se sugirieron fuentes de energía alternativas para el respaldo de la central termosolar en épocas de baja radiación solar en base a los recursos disponibles en cada sitio.

Finalmente, se calcularon los parámetros necesarios para estudiar la posibilidad de emplazar una planta termosolar en cada localidad, usando distintos recursos, tanto en línea (Internet) como en catálogos, tesis, libros, manuales, etc. Esto permitió estudiar la factibilidad técnica de situar centrales en el norte de Chile y las condiciones de operación de cada una de ellas según la localidad.

3. ANTECEDENTES

3.1. ENERGIA SOLAR

La energía solar proviene de la radiación solar que es energía electromagnética que abarca distintas zonas del espectro electromagnético, desde radiación infrarroja, luz visible hasta ultravioleta. Desde el punto de vista de sus aplicaciones, existen dos tipos de energía solar, la activa y la pasiva. La primera busca captar la energía y convertirla para sacar provecho de ella, como es el caso de la energía solar térmica de alta, media y baja temperatura o como energía solar fotovoltaica, que se obtiene usando estructuras semiconductoras para transformar la radiación en corriente continua. Por otro lado, la energía solar pasiva se aprovecha en estaciones de invierno y se aparta en verano para poseer condiciones ambientales propicias [1].

Geográficamente, solo el 70% de la radiación solar que llega a la Tierra normal a la dirección de propagación puede llegar a la superficie en un día con baja nubosidad, gracias a la absorción y dispersión de la atmósfera. Cabe destacar que las zonas más provechosas son las zonas desérticas a ambos lados de la zona ecuatorial (ver Figura 3.1), puesto que se benefician de rayos solares suficientemente verticales y poseen transparencia atmosférica mayor que la zona ecuatorial, ya que esta última tiene alta nubosidad [1]. Como se ve en la Figura 3.1, la gama de colores entre amarillo y rojo presentan alta intensidad de radiación, lo que beneficia a países como Chile y Brasil en Sudamérica, el sur de Norteamérica, África y Oceanía (al norte de Australia).

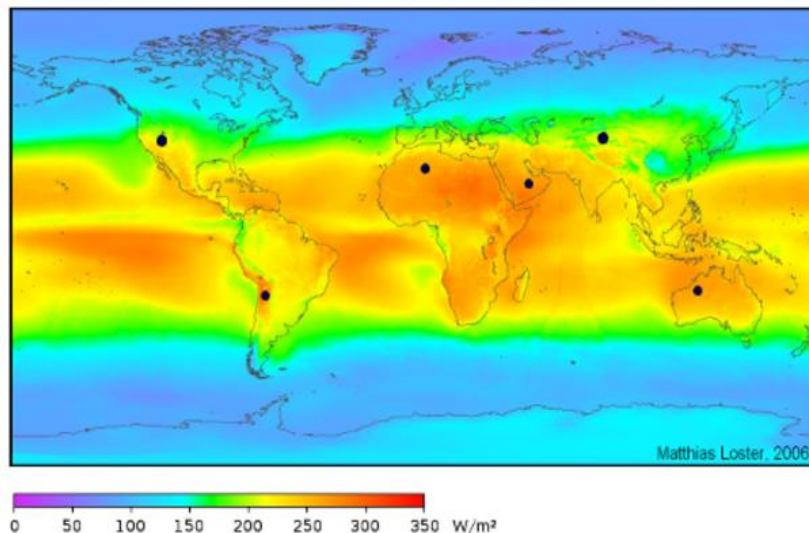


Figura 3.1 Energía solar incidente sobre la tierra

Fuente ¹

¹ LOSTER, MATHIAS. Total Primary Energy Supply from Sunlight [En línea] 2010. [Citado el: 15 de febrero de 2016.] <http://www.ez2c.de/ml/solar_land_area/index.html>.

3.1.1. CONSTANTE SOLAR

Es la energía solar que incide en un plano perpendicular a los rayos, en el exterior de la atmósfera terrestre cuyo valor es de $1,73 \times 10^{14}$ [kW], es decir, $1,353$ [kW/m²]. Dicha constante fluctúa $\pm 3\%$ a causa de la variación periódica de la distancia entre la Tierra y el Sol.

La radiación solar que alcanza la Tierra se distribuye como energía solar en: 47% que se usa para calentar la atmósfera, 30% reflejada por la atmósfera hacia el espacio exterior, 23% se utiliza para la evaporación de océanos, 0,21% se aprovecha para generar perturbaciones atmosféricas (como por ejemplo el viento) y 0,029% se usa para el proceso de fotosíntesis [1].

A partir de lo anterior, se concluye que del 47% de la energía solar que incide en la superficie de la Tierra, el 31% incide de manera directa y el 16% es difundida por el polvo, vapor de agua y moléculas de aire. El resto que equivale al 53%, no alcanza la superficie terrestre, ya que el 23% es reflejada por las nubes, el 15% es absorbida por la troposfera, el 7% es reflejada por el suelo, el 2% es absorbida por la estratosfera y el resto es la energía difundida por la atmósfera que se dirige hacia el cielo [1].

El Sol emite energía en forma de radiación electromagnética debido a reacciones de fusión que ocurren en su núcleo. Esta radiación tiene que ser transferida hacia el exterior para luego ser difundida al espacio mediante transferencia de calor por convección y radiación.

La Tierra gira alrededor del Sol en forma elíptica con excentricidad de 0,06, por lo que la distancia entre la Tierra y el Sol, varía en $\pm 3\%$. La distancia máxima entre ambos es de $152.100.000$ [km], cuando la Tierra se ubica en el Afelio (4 de julio) y la distancia mínima es de $147.300.000$ [km], cuando la tierra se encuentra en el Perihelio (3 de enero) [2].

3.1.2. RADIACIÓN SOBRE LA SUPERFICIE DE LA TIERRA

3.1.2.1. Radiación Directa

Radiación solar que no tiene obstáculo al atravesar la capa atmosférica que envuelve la Tierra sin cambio de dirección. Su dirección depende del instante, la longitud y latitud del lugar.

- La radiación solar en la Tierra varía según los siguientes parámetros:
- Variación de la distancia entre la Tierra y el Sol
- Variaciones de la difusión causadas por las moléculas de aire, vapor de agua y polvo
- Variaciones en la absorción atmosférica por O₂, H₂O y CO₂

3.1.2.2. Radiación Difusa

La energía reflejada por la atmósfera no ingresa a ésta. La componen la energía absorbida por las moléculas de CO₂ y H₂O y reemitida por éstas.

3.1.2.3. Radiación Global

Es la suma de la radiación directa más la radiación difusa.

3.1.2.4. Radiación horizontal, normal y en un plano inclinado

La radiación normal incidente corresponde a la que recibe una superficie perpendicular a los rayos procedentes del sol. Para que la superficie receptora obtenga la radiación normal, es necesario que la superficie se mueva de acuerdo de este a oeste siguiendo la posición del sol.

En caso de que la superficie receptora esté posición horizontal, la radiación que incide se llama radiación horizontal.

Para obtener la máxima radiación durante el día o el año, se busca un ángulo de inclinación que favorezca la recepción de los rayos solares. A dicha radiación se le denomina radiación en un plano inclinado [3].

3.1.2.5. Factores que afectan en la atenuación de la radiación solar

La radiación que proviene del sol primeramente antes de llegar a la atmósfera, es absorbida, reflejada y dispersada por las nubes y moléculas que componen la atmósfera terrestre. Por consiguiente, para comprender cómo la radiación llega a la superficie terrestre, es importante identificar las características de la atmósfera y su composición en cada momento y espacio [3].

Uno de los factores a considerar es la localización, es decir, las coordenadas geográficas del lugar a estudiar, pues mientras mayor sea el camino recorrido por la radiación, mayor será su interacción con la atmósfera y en consecuencia mayor será su atenuación. Cuando la radiación llega directamente en una posición, que ocurre a las 12 p.m., ésta llega a un máximo y va decreciendo durante la tarde [3].

Dado que las nubes interfieren en el paso directo de la radiación, este es otro aspecto importante a tomar en cuenta si se necesita optimizar la recepción de rayos solares.

3.1.3. DISTRIBUCIÓN ESPECTRAL DE LA RADIACIÓN SOLAR

La radiación solar normal que incide en la Tierra tiene una distribución como se expone en el Gráfico 3.1. Tanto los rayos X como radiaciones de onda corta del espectro solar son absorbidos en la ionósfera por N₂, O₂ y otros componentes atmosféricos y los rayos ultravioleta son absorbidos por el O₃. Para longitudes de onda mayores a 2,5 [µm] se

produce la radiación terrestre y absorción por el CO₂ y el H₂O de la atmósfera, por el cual al suelo llega muy poca energía [1].

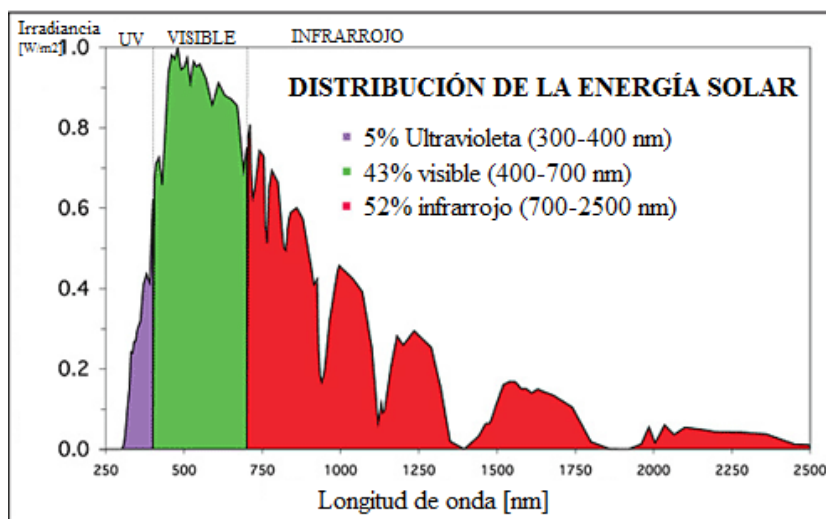


Gráfico 3.1 Distribución Espectral de la radiación solar
Fuente ²

Por lo tanto, para aplicaciones de energía solar sólo interesan las radiaciones incluidas en las longitudes de onda entre 0,29 a 2,5 [µm], las que se ven afectadas por difusión y absorción al pasar a través de la atmósfera.

3.2. ENERGÍA SOLAR TÉRMICA PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El proceso de generación de energía eléctrica a través de energía solar térmica se resume en las siguientes etapas:

- 1º Concentración de la radiación solar por medio de un sistema de colectores
- 2º Recepción de la radiación reflejada por los colectores mediante un receptor o absorbedor, es decir, la conversión de energía solar en energía térmica
- 3º Conversión de energía térmica en energía mecánica mediante el accionamiento de una turbina
- 4º Conversión de energía mecánica en energía eléctrica usando un generador

Existen dos tipos de plantas solares térmicas:

- **Plantas de concentración (CSP-Concentrating Solar Power):** La radiación directa normal es concentrada mediante espejos situados en un campo de colectores llegando a altas temperaturas entre 300° a 750°C [4].
- **Plantas sin concentración:** Como lo dice su nombre, no concentran la energía solar en un punto o línea.

² BIERNAT, K. [En línea] 2015. [Citado el: 7 de marzo de 2016.] <<http://cdn.intechopen.com/pdfs-wm/42202.pdf>>.

Ahora bien, para explicar con mayor detalle, una planta solar térmica con generación de electricidad es una instalación industrial en la cual un fluido térmico se calienta a través de la radiación solar incidente en un campo de colectores o espejos, para luego pasar por un ciclo termodinámico y producir energía mecánica para mover un alternador y de esta manera generar energía eléctrica.

Las plantas termosolares disponen de equipos de almacenamiento térmico que permiten almacenar calor durante el día, posibilitando una mayor duración de la energía eléctrica. El equipo de almacenamiento permite generación eléctrica cuando no hay aporte de energía solar, es decir, durante las horas con baja radiación durante el día o en la noche.

El proceso de generación de vapor en una planta solar térmica es similar al proceso usado en una planta de gas convencional o una planta nuclear, a excepción de que la central termosolar es 100% energía renovable y no tiene emisiones nocivas ni residuos.

Generalmente, la planta solar se completa con diversos sistemas auxiliares como equipos de refrigeración, bombas, calderas de gas natural para calentar el fluido de trabajo cuando la radiación solar es muy baja y otros equipos.

3.2.1. CONSIDERACIONES Y REQUISITOS DE UNA PLANTA SOLAR TÉRMICA

Para situar una planta solar, se deben considerar distintos aspectos, siendo el más importante la radiación directa que incide sobre el lugar a estudiar. Paralelamente, se deben estudiar otros factores, por ejemplo, el relieve de la superficie, la disponibilidad de recursos hídricos, caminos de acceso al lugar (vialidad), restricciones de planes reguladores y medioambientales, entre otros.

3.2.2. TIPOS DE PLANTAS TÉRMICAS DE CONCENTRACIÓN

Los colectores solares de concentración son dispositivos que incrementan la intensidad de radiación solar sobre la superficie receptora. Según el tipo de colectores se determina el tipo de planta a emplazar, lo cual depende de factores tales como la potencia necesaria para generar energía eléctrica, superficie disponible, relieve, etc.

Para precisar la energía que se obtiene a partir de un colector específico, se analiza la Razón de Concentración³, que es el cociente entre la radiación incidente y la utilizada por el colector:

³ Universidad de Castilla La Mancha, Curso Energía Solar Térmica [En línea] 2016 [Citado el: 19 de abril de 2016] <www.uclm.es/profesorado/ajbarbero/FAA/Solar%20termica3.pdf>

$$C = \frac{A_i}{A_a} \quad (1)$$

Donde

A_i : Área de la superficie incidente [m²]

A_a : Área de la superficie del absorbedor o receptor [m²]

De manera resumida, las plantas termosolares de concentración se clasifican de acuerdo a las condiciones de temperatura de trabajo a la cual se necesite operar. Con esto, se selecciona un tipo de tecnología y el fluido de trabajo primario, que es donde se transfiere el calor de la energía solar. Junto con ello, se debe establecer si la planta opera de manera continua o no, pues si se necesita el funcionamiento 24 horas del día de lunes a domingo, es fundamental contar con un sistema de almacenamiento térmico o energía de respaldo. Posteriormente, se debe determinar ciclo para ejecutar el bloque de potencia, por consiguiente, el fluido de trabajo secundario del ciclo es conocido.

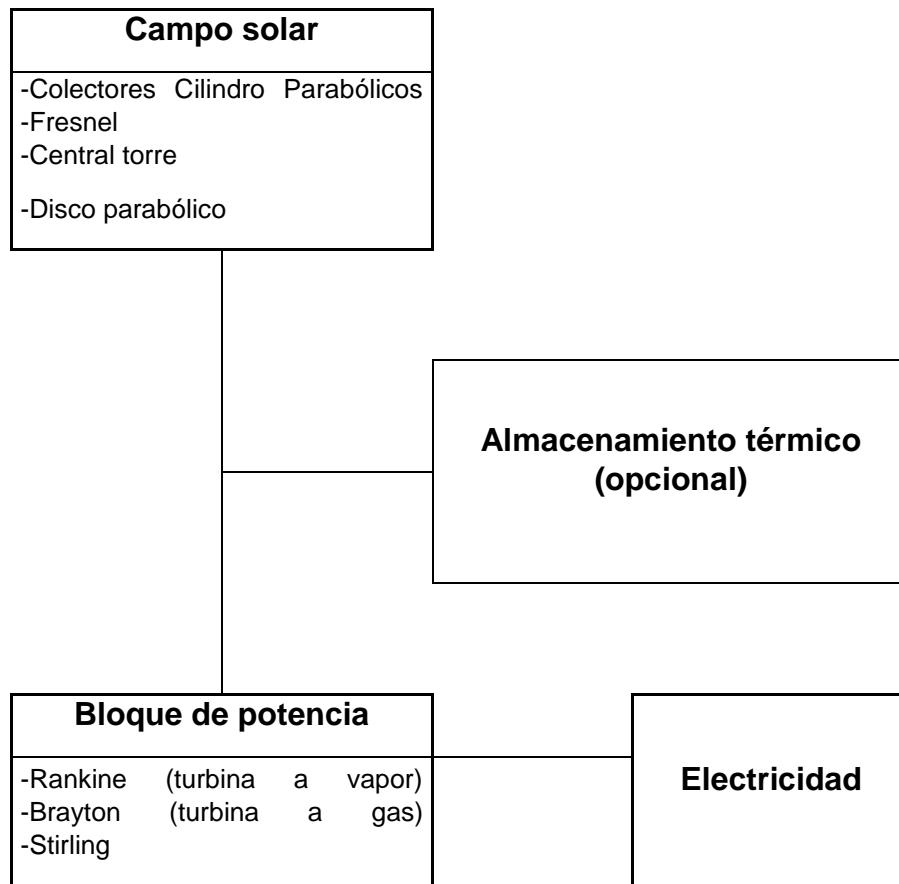


Figura 3.2 Esquema de selección de tecnología

Fuente [5]

Como se mencionó previamente, las centrales de concentración obtienen la energía del sol para luego transferirla a un fluido de transferencia de calor (o fluido calor portador). Según el tipo de concentración, los colectores de la central o el tipo de central concentra la radiación de las siguientes formas:

- **Concentración en un punto:**
 - Disco parabólico (con motor Stirling en el punto focal)
 - Torre central con generación directa de vapor
 - Torre central con sales inorgánicas

- **Concentración en una línea:**
 - Espejos Fresnel
 - Concentrador cilindro parabólico

- **Plantas híbridas:**
 - Biomasa
 - Ciclo combinado
 - Turbina a gas

Cada una de ellas opera bajo distintas condiciones, siendo los parámetros más relevantes los que se muestran en la siguiente Tabla 3.1. y los factores que inciden preponderantemente expuestos en la Tabla 3.2.

Tabla 3.1 Cuadro comparativo de colectores solares para Energía Solar Térmica

	Tipo de tecnología			
	Cilindro-parabólico	Torre Central	Fresnel	Dish Stirling
Madurez de la tecnología	Probado comercialmente	Probado comercialmente	Proyectos comerciales recientes	Proyectos de demostración
Temperatura de funcionamiento [°C]	350-400	250-565	250-350	550-750
Razón de concentración	70-80	>1.000	>60	>10.000
Receptor o Absorbedor	Absorbedor conectado con el colector, moviéndose con él	Receptor de superficie externa o de cavidad, fijo	Absorbedor fijo, sin reflector secundario de evacuación	Absorbedor conectado con el colector, moviéndose con él
Tipo de aplicación	On-grid ⁴	On-grid	On-grid	On-grid/Off-grid
Almacenamiento con sales fundidas	Comercialmente disponible	Comercialmente disponible	Posiblemente, pero no probado	Posiblemente, pero no probado

Fuente ⁵

⁴ On-grid: Solo generan energía cuando la red eléctrica está disponible

Off-grid: Permite almacenar energía solar en baterías cuando la red no esté disponible

⁵ Anapode Solar [En línea] 2016 [Citado el: 22 de mayo de 2016] <www.anapode.com/content/On-GridVsOff-Grid>

Tabla 3.2 Factores que influyen en colectores solares según tipo de tecnología

Tecnología	Factores que influyen en:			
	Recepción de radiación	Generación térmica	Almacenamiento	Bloque de potencia
Colectores cilindro parabólicos	-Espejos, tamaño y precisión -Diseño de estructura de soporte	-Características del colector -Fluido de trabajo -Mayor temperatura de funcionamiento	-Medios de almacenamiento -Diseño de sistemas	-Eficiencia de la turbina
Torre central	-Optimización de la configuración del campo solar y del tamaño de colectores -Optimización de los costos del sistema de seguimiento	-Características del colector -Fluido de trabajo -Mayor temperatura de funcionamiento -Tecnología del ciclo mejorada	-Medios de almacenamiento -Diseño de sistemas	-Eficiencia de la turbina
Fresnel	-Montaje de espejos -Optimización de espejos	-Características del receptor -Mayor temperatura de funcionamiento	-Desarrollo de almacenamiento	-Eficiencia de la turbina
Dish Stirling	-Diseño de estructura de soporte optimizado -Optimización de tamaño de espejos	-----	-Desarrollo de almacenamiento	-Confiabilidad del motor -Nuevos motores

Madurez de la tecnología

Potencial de mejora

Alta
Media
Baja

Fuente [5]

Dada la poca madurez de las tecnologías de colectores tipo Fresnel y Disco Stirling, se procede a profundizar en tipos de plantas ya construidas y en las que se puede obtener mayor información fiable y precisa.

3.2.3. PLANTA DE COLECTORES CILINDRO-PARABÓLICOS

3.2.3.1. Funcionamiento

Las centrales solares de colectores cilindro parabólicos están formadas por un campo de colectores solares, una red de tuberías de conducción de calor de fluido térmico, un edificio de generación y control y una estación de transformación de la energía.

Los colectores, como se ve en la Figura 3.3, se componen de una estructura metálica que soporta la estructura reflectante en forma de parábola, concentrando en el foco de ésta 60 veces la radiación solar. Los rayos del sol inciden sobre los espejos que concentran la radiación solar en un tubo absorbedor situado en la lineal focal de los cilindros. A través de éste, pasa el fluido de transferencia o fluido calor portador, que se calienta gracias a la energía solar reflejada por los espejos de los colectores que es focalizada en el tubo central permitiendo que sea absorbida por el fluido que circula por el interior del tubo. Este fluido, generalmente es un fluido orgánico sintético, llamado comúnmente aceite térmico.

Una vez que el fluido térmico ha aumentado su temperatura al pasar por el campo de colectores, es conducido por tuberías desde el campo solar hasta el interior del edificio de generación, En el edificio de generación el fluido térmico se hace circular por un intercambiador de calor (generador de vapor), donde traspasa su energía térmica a un fluido secundario (agua), que, al aumentar su temperatura, se evapora. El fluido que ha cedido calor vuelve al campo solar para comenzar nuevamente el proceso.

La entalpía del vapor proveniente del generador de vapor se transforma en energía mecánica en una turbina de vapor siguiendo el principio del Ciclo de Rankine, para luego producir energía eléctrica a través de un alternador conectado al eje de la turbina. La energía producida en el generador a un determinado voltaje es transformada a través de un transformador principal a una tensión de otro voltaje establecido, para ser evacuada a través de una subestación eléctrica hacia una red general. En la figura Figura 3.4, se puede ver con detalle el ciclo anteriormente descrito.

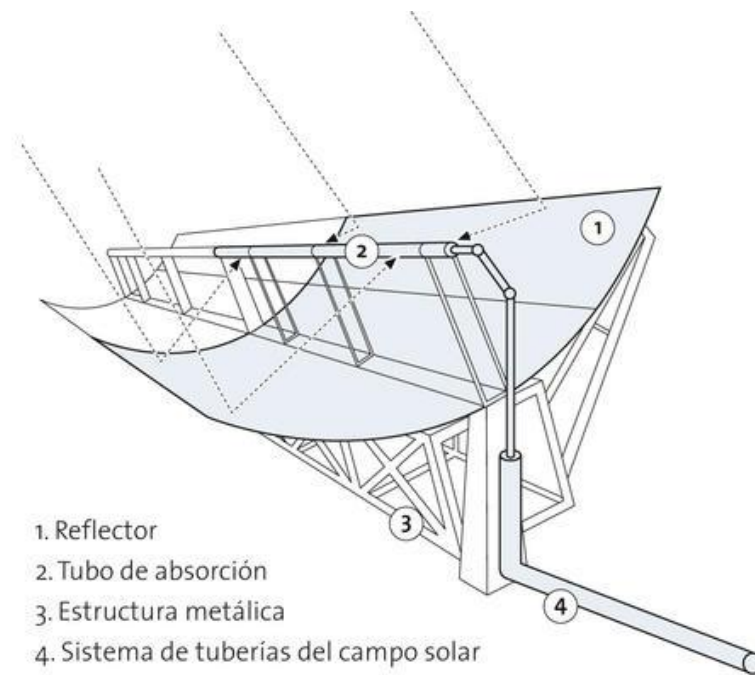


Figura 3.3 Esquema de un colector cilindro parabólico
Fuente⁶

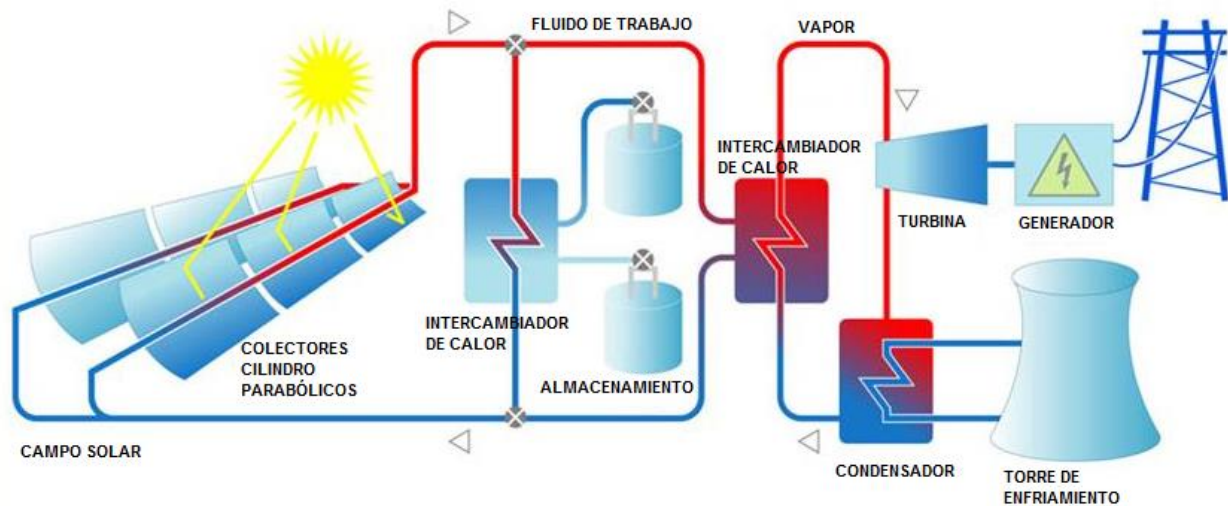


Figura 3.4 Esquema de central solar de colectores cilindro-parabólicos
Fuente⁷

3.2.3.2. Requisitos

El requisito fundamental en este tipo de plantas es la Inclinación del terreno. El terreno debe ser completamente llano, a lo más 1% de pendiente [6], ya que los arreglos de colectores son de gran longitud, en algunos casos pueden superar los 100 [m], por lo

⁶ SOLAR MILLENIUM. [En línea] 2016. [Citado el: 17 de febrero de 2016.] <<http://www.solarmillennium.de/cache/a3dadf6dd26669610fcaec0b1d47f8a2.jpg>>.

⁷ SCHOTT. [En línea] 2016. [Citado el: 15 de febrero de 2016.] <<http://www.schott.com/csp/media/img/csp-working-principle.jpg>>.

tanto, no solo interfiere en el sistema de tuberías y, por consiguiente, en el flujo de fluido térmico, sino que también en el bloqueo de la radiación solar entre colectores.

3.2.3.3. Campo de Colectores

En el campo solar (ver Figura 3.4) se calienta el fluido calor portador al pasar por los tubos absorbedores. Posteriormente, el fluido es conducido al bloque de potencia, donde se transfiere el calor en un intercambiador de calor.

El elemento central responsable del aumento de la temperatura del fluido de trabajo es el tubo receptor de los colectores. Dicho tubo está compuesto por:

- Tubo metálico central y tubo de vidrio exterior, concéntrico
- Soldadura vidrio metal
- Dilatador
- Soldadura entre tubos
- Elementos de unión de tuberías

La unión de tuberías es la forma en que se conectan los captadores, las cuales pueden ser:

- Tuberías flexibles: De acero inoxidable
- Juntas rotativas: Pueden pivotar y girar

3.2.3.4. Fluido de trabajo

Es el fluido de transferencia de calor que circula por el campo solar, calentándose cuando pasa a través del tubo receptor, transformándose la energía solar en energía térmica llevándola al bloque de potencia.

El tipo de fluido de trabajo que se utiliza para colectores cilindro parabólicos puede ser: aceite térmico, agua y mezclas anticongelantes. La selección del fluido que se haga depende de las temperaturas de trabajo a las que se van a someter durante su operación. Para temperatura menores a 150°C se puede operar con anticongelantes. En el caso del agua, se puede usar hasta los 220°C, pero se debe tener cuidado, ya que puede cambiar de fase a través de las tuberías debido a su presión de vapor, es decir, se evapora al pasar por los tubos de los colectores en puntos intermedios del recorrido. Para el caso de aceites térmicos, se pueden emplear a altas temperaturas (superiores a 350°C), debido a que no cambia su estado al calentarse por su paso por los colectores.

Como se mencionó previamente, el tipo de fluido que se utilice determina el rango de temperaturas de operación del campo solar, por lo tanto, el rendimiento máximo que se puede lograr en el bloque de potencia.

Dentro de los fluidos orgánicos sintéticos (llamados comúnmente como aceites térmicos) más utilizados en la actualidad es la mezcla eutéctica entre dos hidrocarburos aromáticos óxido de difenilo al 26,5% y 73,5 de bifenilo. Este es un fluido poco volátil a temperatura

ambiente y tiene una presión de vapor de 0,01 a 100°C y nula a temperatura ambiente. La máxima temperatura de trabajo debe ser de 393°C.

Las principales propiedades del fluido calor portador que se deben considerar para su selección son:

- Temperatura máxima de utilización
- Temperatura de congelación
- Densidad
- Presión de vapor
- Calor específico
- Entalpía
- Viscosidad

En algunas ocasiones, es necesario proveer unos tanques de expansión capaces de absorber los cambios de volumen del fluido de trabajo debido a la temperatura

La vida útil del fluido calor portador está limitada a una serie de procesos de degradación que modifican las características del fluido. Dentro de estos procesos están la contaminación, la oxidación y cracking.

3.2.3.5. Sistema HTF

El sistema HTF (Heat Transfer Fluid) es el conjunto de equipos donde el vapor o aceite caliente (con una temperatura cerca a los 450°, para el aceite) procedente de los colectores solares, cede su calor al agua, calentándola y produciendo vapor a alta temperatura en el generador de vapor, que luego se dirige a la turbina.

El HTF proveniente de la bomba de impulsión recorre el campo solar por medio de tuberías de conducción llamadas tuberías colectoras frías y calientes. Al pasar por cada lazo de colectores, el fluido entra a una determinada temperatura y sale a una temperatura superior.

El sistema HTF está compuesto por una serie de subsistemas y equipos:

- Sistema de bombeo
- Tubería caliente frío caliente
- Tanques de expansión
- Sistema de nitrógeno de inertización
- Caldera auxiliar
- Sistema de eliminación de productos de degradación

Para evitar pérdidas térmicas en la tubería por mecanismos de radiación, conducción y convección, la tubería se recubre de un material aislante, como lana de roca, silicato cálcico, aislamiento microporoso y vidrio celular.

Existen distintas configuraciones para las tuberías que conducen el fluido de trabajo a partir de la bomba de impulsión a los colectores:

- Retorno directo
- Retorno inverso
- Alimentación central

El sistema de bombeo tiene como finalidad elevar la presión del fluido térmico para vencer la resistencia que se opondrá en el circuito a su circulación. Las presiones de trabajo deben ser tales que se asegure en todo momento que el fluido permanezca en estado líquido en todo momento y que no haya vaporización.

Las bombas de impulsión se clasifican siguiendo diferentes criterios:

- Dirección de flujo
- Tipo de accionamiento
- Orientación del eje
- Soporte de los rodamientos
- Tipo de servicio

Las centrales solares térmicas que utilizan fluidos orgánicos sintéticos como HTF, utilizan bombas que según las especificaciones de la norma API 610.

Los parámetros más importantes de una bomba de alimentación que deben considerados en el diseño, operación y mantenimiento de la instalación son:

- Caudal nominal
- Presiones
- NPSH requerido
- Tipo de bomba
- Número de etapas
- Tipo de motor
- Tensión de alimentación
- Tipo de regulación
- Tipo de cierre
- Potencia eléctrica
- Potencia térmica
- Potencia hidráulica
- Altura manométrica en la descarga
- Rendimiento
- Curva característica

Otro artefacto a tener en cuenta en el sistema HTF son los dispositivos de sellado, que tienen la finalidad de evitar la fuga que se puede producir entre dos o más partes de un recipiente que contiene un fluido a una determinada presión.

El HTF pasa por cambios bruscos de densidad entre los 40°C (temperatura mínima) y los 395°C (temperatura máxima a la que llega al pasar por los colectores), por lo cual puede pasar desde 1060 [kg/m³] a 690 [kg/m³] de densidad. Dado esto, es necesario solucionar el cambio de volumen en el fluido térmico utilizando tanques de expansión. Por otra parte,

para evitar la oxidación y la evaporación del fluido, el tanque debe estar presurizado con un gas inerte.

Para realizar el cálculo del volumen de los tanques de expansión, es fundamental destacar su función principal, la cual es absorber el cambio de volumen de HTF entre la temperatura mínima y la temperatura máxima de operación. Dado que el cambio de volumen como consecuencia del cambio de temperatura del fluido de trabajo es elevado, generalmente se dispone de más de un tanque de expansión, por consiguiente, para la configuración de los tanques se tienen que considerar los siguientes factores:

Para asegurar que el vapor generado sea transportado a los tanques de expansión es necesario que al menos uno de los tanques esté ubicado en el punto más alto de la instalación del sistema HTF.

Debido a la presión de vapor del fluido térmico, se tiene asegurar que la presión en la aspiración de las bombas HTF esté por encima de ésta. La presión a la que resulta conveniente presurizar está entre 5 a 10 [bar].

A partir de estas consideraciones, son posibles varias configuraciones:

- Dos tanques a baja altura (tanques de rebose) y uno más pequeño elevado (tanque de expansión) a más de 20 metros respecto del nivel del suelo.
- Tres tanques iguales elevados en el punto más alto de la instalación, dependiendo la altura de la configuración del campo solar.

Los parámetros físicos del sistema HTF son necesarios medir en diferentes puntos son el caudal, temperatura, presión y nivel. Con dichos datos, el sistema de control realiza una serie de actividades, como el accionamiento de válvulas, regulación de caudal de las bombas de impulsión, la emisión de alarmas o el desenfoque parcial de espejos.

La medición de caudal es uno de los parámetros más importantes a medir, pues es necesario establecer con precisión el caudal del HTF, porque determina la energía captada por el campo solar.

Por otra parte, la medición de temperatura en los distintos puntos del sistema HTF permite un control preciso del fluido a su paso por los diferentes equipos y posibilita también conocer si éstos están funcionando correctamente.

Con la medición de la presión es posible determinar las pérdidas de carga de la instalación, funcionamiento de las bombas y condiciones existentes en un tanque determinado.

Por último, las mediciones de nivel en un sistema HTF se requieren en los distintos depósitos del sistema, por ejemplo, tanques de expansión, sistema de eliminación de productos de degradación.

Todos los instrumentos que miden caudal, temperatura, presión y nivel, sirven para alimentar controladores locales, interruptores de seguridad o envían datos para el sistema de control de la planta, pues a partir de esta información el sistema envía señales a equipos actuadores para realizar determinadas funciones.

3.2.3.6. Almacenamiento de energía

El almacenamiento térmico se realiza durante el día, calentando las sales fundidas mediante un intercambiador de calor con el fluido de trabajo (agua o aceite) a alta temperatura calentado por los colectores. Las sales fundidas son almacenadas en dos tanques, frío y caliente (ver Figura 3.4). En la noche, las sales fundidas ceden su calor mediante intercambiadores de calor para generar vapor y así poder accionar la turbina.

3.2.3.7. Sistema de accionamiento y seguimiento solar

El sistema de seguimiento tiene el objetivo de mover los colectores de tal manera que la normal al plano de apertura del colector y el vector solar se encuentren en el mismo plano. El sistema de accionamiento y seguimiento solar se compone de:

- **Unidad motriz:** Formada por el sistema hidráulico (para uniones de espejos de gran área) y sistema moto-reductor (para captadores pequeños)
- **Control local:** Indica a la unidad motriz cuando debe actualizar la posición, en qué sentido y cuánto debe girar. En bucle cerrado (en base a un sensor solar) y en bucle abierto (en base a un detector de posición del eje de giro y algoritmo astronómico)

3.2.3.8. Sistema de control

Una de las funciones del sistema de control es identificar las temperaturas para iniciar el ciclo o parar el ciclo (a qué temperatura está calentando el fluido de trabajo a través del campo de colectores). Para ello, es necesario poner condiciones de partida y de parada con temperaturas.

3.2.3.9. Parámetros de diseño

3.2.3.9.1. Razón de concentración

Cuociente entre área de concentración y área de tubo.

3.2.3.9.2. Ángulo de aceptación

Es el máximo ángulo que pueden formar dos rayos incidentes sobre un extremo de la parábola de forma de que al ser reflectados sean tangentes al tubo. Dicho ángulo si es muy pequeño, el funcionamiento de los colectores debe ser muy preciso para seguir la

radiación del sol. Variando el diámetro del tubo se puede modificar el ángulo de aceptación, ya que, al aumentar el diámetro, es mayor el ángulo de aceptación.

3.2.3.9.3. Posición de los colectores

La posición adecuada de la parábola de los colectores respecto al sol para que la radiación directa le llegue de manera correcta se debe regir por lo siguiente: el vector solar tiene que estar en el plano bisectriz de la parábola, el vector normal al plano de apertura de la parábola y el vector solar tienen que estar en el mismo plano bisectriz de la parábola. Si esto sucede, la radiación directa llegará tubo receptor en su totalidad, de lo contrario, la normal y el vector solar forman un ángulo llamado ángulo incidente, convergiendo al tubo receptor.

Si el ángulo de incidencia es muy grande, se aprovecha una fracción más pequeña de la radiación directa, ya que ésta depende del coseno del ángulo de incidencia. A partir de lo anterior, se puede deducir que la radiación se maximiza cuando el ángulo tiende a cero.

3.2.3.9.4. Configuración campo solar

El campo solar consta de las siguientes partes:

- **Módulo (SCE, Solar Collector Elements):** Es la parte del captador comprendida entre dos apoyos consecutivos. Son siempre del mismo largo.
- **Pilón:** Estructura de soporte
- **Captador (SCA, Solar Collector Assembly):** Es el conjunto de módulos conectados a una misma unidad de accionamiento y seguimiento. Un SCA puede estar formado por 12 SCE.
- **Loop:** Conjunto de captadores unidos mediante el tubo receptor. Cada loop puede estar formado por 4 a 6 SCA, en el cual desde la entrada ingresa fluido térmico frío y a la salida se retira caliente, donde el fluido caliente se dirige a una tubería principal que pasa a través de todo el campo solar.

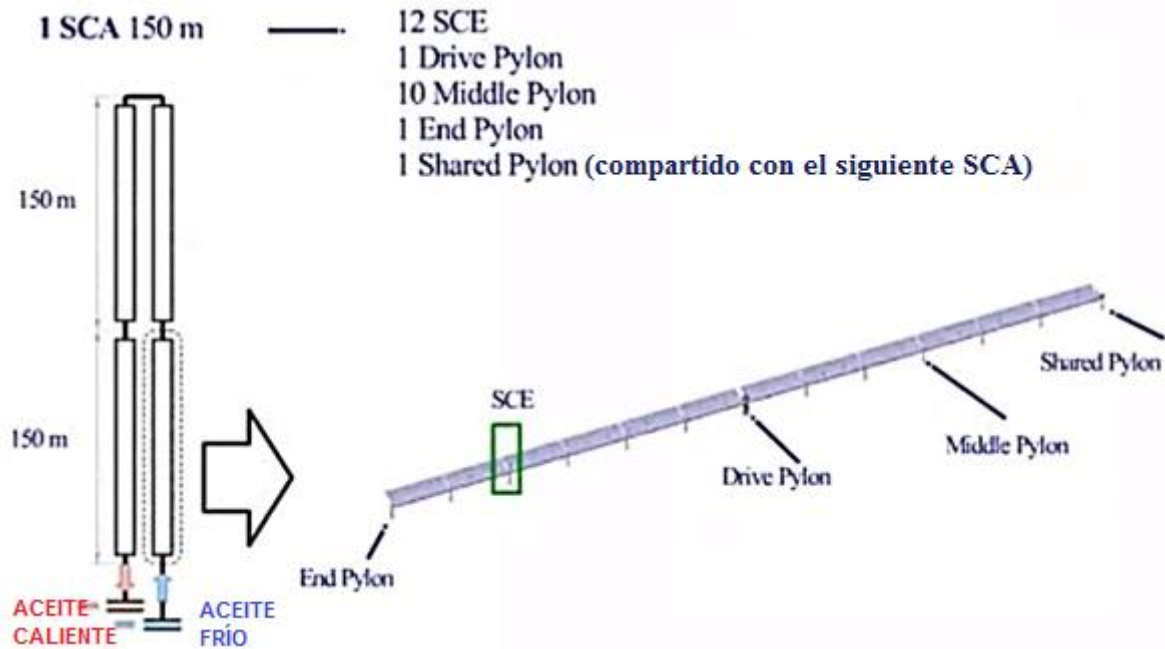


Figura 3.5 Configuración colectores cilindro-parabólicos
Fuente ⁸

3.2.3.9.5. Orientación de los colectores

Los colectores están situados en filas paralelas alineados en los ejes norte-sur o este-oeste, y para asegurar la captación de la máxima de radiación solar los colectores disponen de un sistema de movimiento de rotación en el eje longitudinal que permite un seguimiento continuo del sol desde su salida hasta su puesta.

Para cumplir con lo anterior, motores eléctricos se ubican entre grupos de colectores que permiten seguir la radiación del sol. Las orientaciones y seguimientos que toman los colectores pueden ser:

- **Orientación Norte-Sur:**
 - Seguimiento Este-Oeste
 - Requieren de seguimiento continuo
 - La inclinación depende de la estación del año
 - Largo del absorbedor debe ser igual a la del reflector
 - Tiene mejor eficiencia térmica

- **Orientación Este-Oeste:**
 - Seguimiento Norte-Sur
 - No se requiere de seguimiento continuo
 - Plano axial tiene que estar inclinado dependiendo de la estación
 - El largo del absorbedor debe ser mayor al del reflector

⁸ Youtube. <https://www.youtube.com/watch?v=DMLXwg5RTbg>. [En línea] 2016 [Citado el: 22 de mayo de 2016]

3.2.3.10. Ejemplos de plantas de colectores cilindro-parabólicos en el mundo

La planta solar Manchazol (ver Figura 3.6) ubicada en Castilla la Mancha, España y construida por la empresa Cobra Energía, está constituida por dos plantas solares térmicas de 50 [MW] cada una. Funciona de manera continua, usando almacenamiento térmico mediante sales fundidas. La zona se caracteriza por tener escasez de lluvias, disponibilidad de recurso hídrico y terreno llano. Manchazol tiene una inversión de 300 millones de euros por planta, se crearon 1000 nuevos empleos y necesita de 100 puestos fijos de trabajo de operación y mantenimiento.

Manchazol 1, tiene un área de 0,51 [km²] de campo solar y utiliza dos tanques de sales fundidas para el almacenamiento de energía. Las plantas producen anualmente 360.000 [MWh], pudiendo abastecer a más de 30.000 hogares. La generación de energía eléctrica de estas plantas evita que se emitan 299 millones de kilos de CO₂.



Figura 3.6 Planta termosolar Manchazol

Fuente⁹

Otra planta termosolar de la misma tecnología es Nevada Solar One (ver Figura 3.7), construida por Acciona en el año 2007, en las Vegas, Estados Unidos. Dicha planta posee una potencia de 64 [MW] y está constituida por 182.000 espejos curvados con 18.240 metros de tubos reciben la radiación reflejada por los espejos.

⁹ Arram Consultores [En línea] 2016. [Citado el: 25 de abril de 2016] < <http://www.aram.net/mx/proyectos/manchazol-1-2>>



Figura 3.7 Planta termosolar Nevada Solar One
Fuente ¹⁰

3.2.4. PLANTA DE TORRE CENTRAL

Los componentes de una central con torre central son:

- Superficie reflectante formada por heliostatos
- Torre central
- Mecanismo de seguimiento
- Sistema de control

En la siguiente Figura 3.8, se pueden ver los componentes básicos de una central tipo torre.

3.2.3.11. Funcionamiento

Un conjunto de espejos planos llamados heliostatos, como se muestra en la Figura 3.9, siguen el sol reflejando la luz a un receptor ubicado en la parte más alta de una torre situada en el centro. Los heliostatos siguen la radiación del sol y colectan la luz del sol durante las horas de sol. En el receptor de la torre, sales fundidas absorben el calor de la radiación reflejada por los heliostatos, alcanzando temperaturas superiores 500°C. El calor transferido por las sales fundidas se transfiere a un sistema agua-vapor en el generador de vapor y éste último acciona una turbina de vapor y de esta manera generar energía eléctrica.

El campo de heliostatos permanece fijo, pero cada uno de ellos puede girar en torno a su eje y el espejo puede girar en torno a su eje longitudinal. El objetivo del movimiento es modificar la orientación buscando que la radiación directa reflejada llegue al receptor. Los

¹⁰ Acciona [En línea] 2016 [Citado el 25 de abril de 2016] < <http://www.acciona.com/es/lineas-de-negocio/energia/proyectos-temosolares/planta-temosolar-nevada-solar-one/>>

helióstatos se mueven automáticamente controlados por computadores, en donde su movimiento está definido por funciones complejas basadas en el calendario solar.

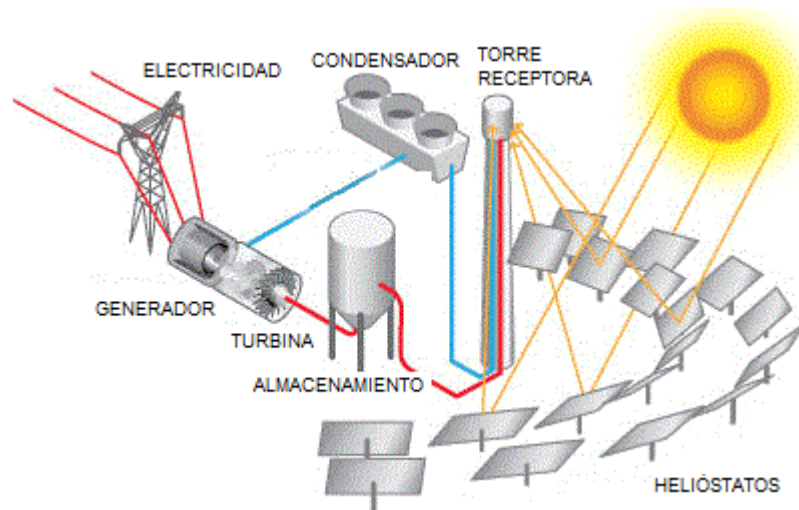


Figura 3.8 Esquema Central solar Torre central
Fuente ¹¹

Luego de pasar por el receptor, las sales fluyen hacia abajo a través de la tubería por dentro de la torre hasta llegar al tanque de almacenamiento térmico, donde la energía es almacenada a alta temperatura hasta que se necesite generar energía. Cuando la generación de electricidad es requerida, las sales fundidas a alta temperatura fluyen a un generador de vapor al mismo tiempo que el agua canalizada desde el tanque de almacenamiento de agua para generar vapor, es decir, se transfiere calor de las sales fundidas al agua que circula por medio del intercambiador de calor. Cuando las sales se enfrían al pasar por el generador de vapor, retornan a un tanque de sales de baja temperatura y posteriormente fluyen hacia arriba al receptor de la torre para ser recalentadas y volver a realizar el mismo proceso. Simultáneamente, el vapor de agua es usado para accionar la turbina de vapor. Luego el vapor remanente pasa por el condensador para transformarse en agua y volver al tanque de almacenamiento de agua, para volver con el mismo ciclo de vapor de Rankine.

3.2.4.1. Requisitos

Al contrario de los colectores cilindro parabólicos, no requieren un terreno plano, puesto que la configuración de los heliostatos permite adaptarse para que no se produzcan sombras entre los espejos [6]. En el Hemisferio norte, si la pendiente aumenta hacia el norte, el espaciamiento de los colectores debe aumentar. Por el contrario, si aumenta hacia el sur, dicho espaciamiento debe disminuir. Por lo tanto, el factor más importante es la pendiente del terreno respecto a la ubicación de la torre central (sobre todo cuando se tiene una superficie irregular) para evitar efectos de bloqueos de la radiación incidente y reflejada en los heliostatos.

¹¹ U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. [En línea] 2016. [Citado el: 17 de febrero de 2016.] <http://energy.gov/sites/prod/files/styles/large/public/power_tower.gif?itok=3t-cnttG>

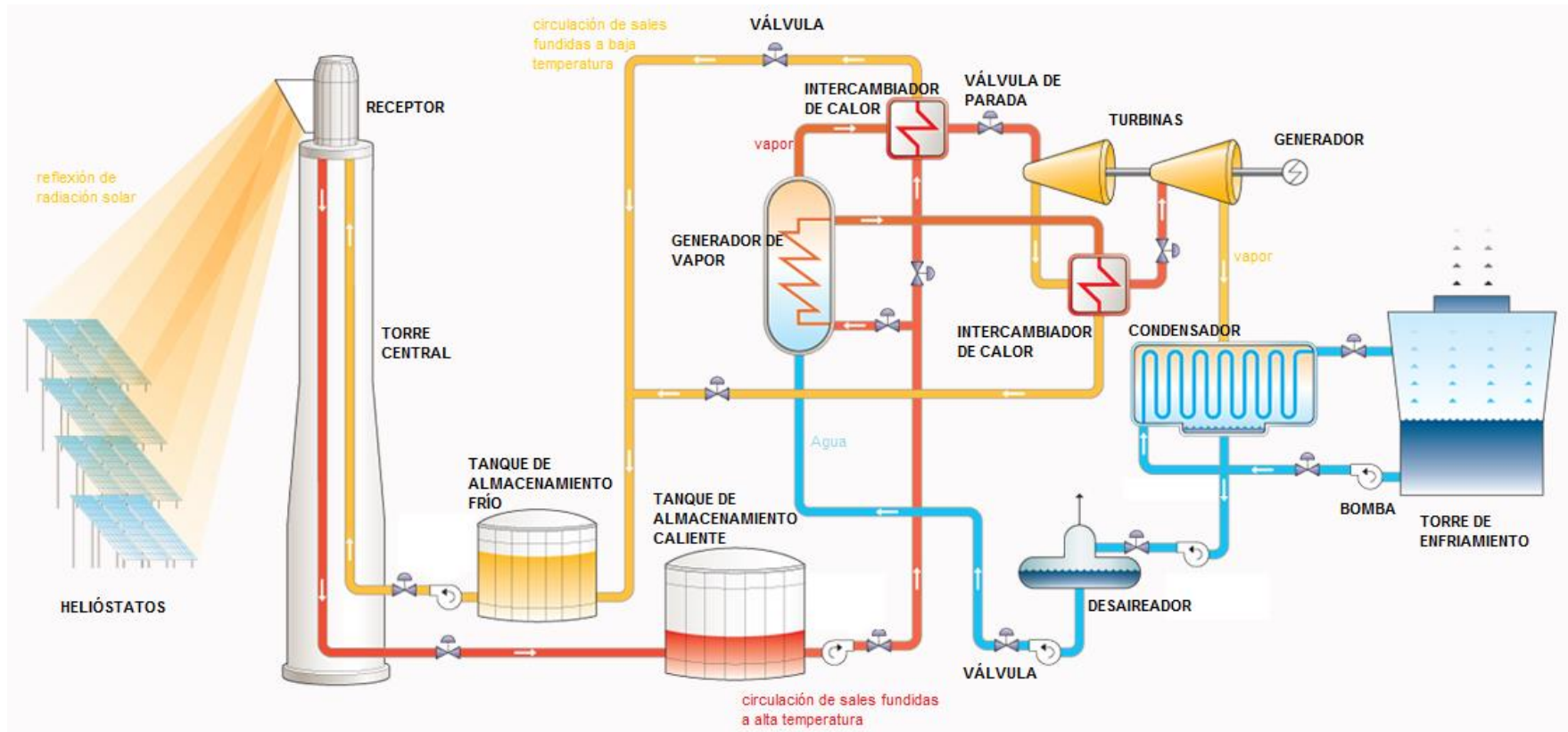


Figura 3.9 Esquema de funcionamiento de planta termosolar Torre Central

Fuente ¹²

¹² Flowserve [En línea] 2016 [Citado el: 5 de mayo de 2016] < http://www.flowserve.com/files/Images/Industries/static/020-I-Power_Tower-CSP_large.png >

3.2.4.2. Campo de helióstatos

Helióstatos son superficies reflectantes provistas de un sistema de seguimiento de dos ejes (torsión y seguimiento como se ilustra en la Figura 3.10) para asegurar que la radiación solar incidente se refleje hacia un determinado punto. Éstos se distribuyen espacialmente y van modificando su orientación desde un sistema de control para optimizar el flujo de radiación solar reflejada hacia la torre.

Las partes de un helióstato están conformadas principalmente por una superficie reflectante (plancha de acero como medio de soporte, una capa adhesiva, una capa reflectora y por último una capa gruesa protectora de vidrio [7]), estructura de soporte (unión entre espejo y cimentación que aporta rigidez), sistema de seguimiento y sistema de control. Por otra parte, el tamaño de los espejos está entre los 20 a 200 [m²] como se muestra en la Figura 3.12.

Existen dos tipos de helióstatos:

- **Helióstatos facetados:** Tiene un determinado número de facetas reflectantes conectados entre ellos y montados en una estructura (tubo). Las facetas son espejos individuales, cuyo tamaño varía entre los 2 a 4 [m²]. La orientación de los espejos individuales en la parte superior del montaje de espejos es diferente para cada helióstato en el campo solar, por lo cual resulta muy caro. Poseen dos ejes de movimiento, uno vertical (estructura base) y horizontal (respecto al ángulo azimut).
- **Helióstatos membrana:** La superficie reflectante consiste en un tambor o disco con membranas del metal unidas en la parte frontal y trasera. En el interior del concentrador hay vacío creado por un soplador.

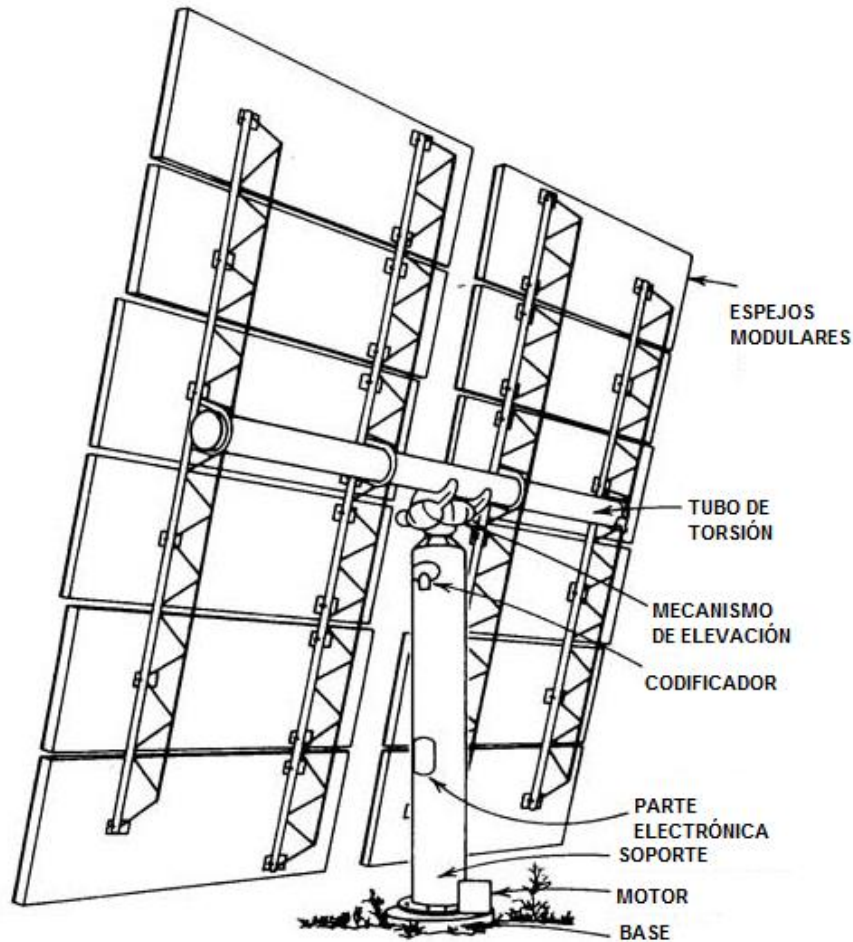


Figura 3.10 Partes de un helióstato
Fuente ¹³

La posición de los helióstatos se obtiene mediante un cálculo complejo tomando como parámetros la posición actual del sol, la posición espacial de los helióstatos en el campo solar y el punto de destino (receptor). Todo el movimiento se coordina mediante un sistema de control que da la señal para el accionamiento de los motores de los helióstatos, todo en pocos segundos.

Actualmente, se utiliza software de para la optimización de dichos cálculos, en los que se considera los factores económicos-técnicos, superficie total disponible y la potencial solar suministrada [7]. Además, se estudian los efectos del viento, efectos de las sombras entre helióstatos y apantallamiento. El apantallamiento ocurre cuando un espejo obstruye la luz que refleja otro espejo próximo a él, hacia el receptor de la torre.

Existen dos tipos de configuraciones básicas que son conocidas y utilizadas en las plantas construidas:

- **Campo norte (Hemisferio norte) o Campo sur (hemisferio sur):** Los helióstatos se ubican detrás de la torre, al norte en campo norte (ver Figura 3.11) y al sur en

¹³ Power from the sun [En línea] 2016 [Citado el: 24 de mayo]
< http://www.powerfromthesun.net/Book/chapter10/chapter10_files/image001.gif>

campo sur, en vista de que logra un mejor ángulo de incidencia. Esta distribución proporciona que la construcción del receptor sea más fácil, pues recibe haces de luz por solo una cara [8].

- **Campo circular:** Todos los helióstatos se disponen alrededor de la torre (ver Figura 3.11), no en el centro del círculo, sino que desplazada hacia el sur para el Hemisferio norte y desplazada hacia el norte para el Hemisferio sur.

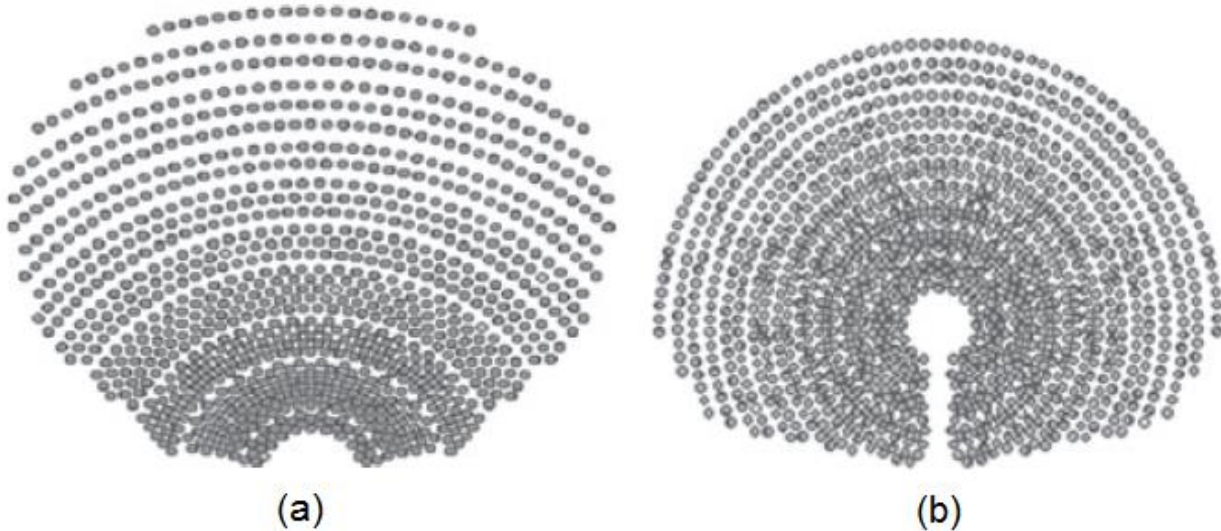


Figura 3.11 Configuración campo solar planta torre central (a) Campo Norte y (b) Campo Circular

Fuente [9]

Dependiendo de las coordenadas geográficas, de la latitud específicamente y del área que comprende la central. Respecto a lo anterior, para una central que se sitúe más lejos de la Línea Ecuatorial, mayor es la eficiencia del campo norte respecto al campo circular si ésta se encuentra en el Hemisferio Norte, pero el campo norte necesita que la torre central tenga altura mayor que el campo circular, por lo que los costos de construcción aumentan [7].



Figura 3.12 Campo de helióstatos de planta Gemasolar

Fuente ¹⁴

3.2.4.3. Receptor y Torre

El receptor es el punto central donde llega la radiación reflejada por los helióstatos. El receptor permanece fijo (sin giros) y es montado en una torre. Su función es recibir la radiación reflejada por los helióstatos ubicados en el campo solar y transformarla en energía térmica.

Existen distintos tipos de receptores: de cavidad y externo cilíndrico (Figura 3.15):

- **Cavidad:** Tienen forma de paralelepípedo y abierta orientándose al campo de helióstatos. Ésta se tapa en las horas de ausencia de radiación. En este tipo de receptor, se requiere que el cociente entre el área absorbente y área de apertura sea lo más alta posible [7], para reducir las pérdidas por radiación (ver Figura 3.13).
- **Externo cilíndrico:** Recibe la reflexión de la radiación de los espejos desde cualquier dirección. Se componen de tubos absorbentes en el contorno de forma cilíndrica (ver Figura 3.14).

Los dos receptores están compuestos por paneles de acero, en donde cada uno de ellos está formado por un arreglo de tubos soldados, por los que pasa el fluido de trabajo, como, por ejemplo, sales fundidas.

¹⁴ Youtube [En línea] 2013 [Citado el 5 de mayo de 2016]

< <https://www.youtube.com/watch?v=uxdlCxhcBj8&list=PL2t5qsXDCEFJolUqWaHimzWDDuLub2SIY&index=25&t=80s>>



Figura 3.13 Receptor de cavidad de central PS10
Fuente ¹⁵

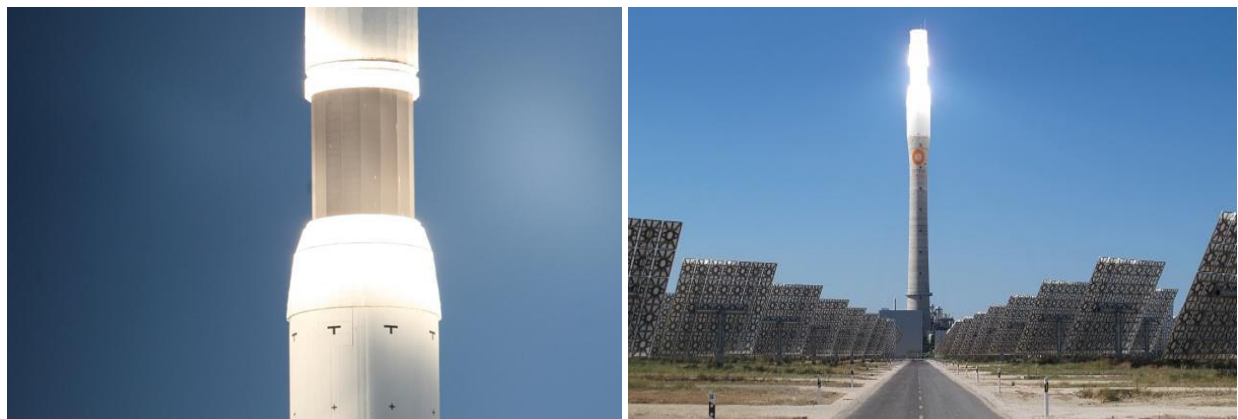


Figura 3.14 Receptor externo cilíndrico de central Gemasolar
Fuente ^{16 17}



Figura 3.15 Tipos de receptores
Fuente ¹⁸

Todos los receptores deben cumplir con una serie de condiciones para favorecer el rendimiento de la planta, tales como: optimización del tamaño para reducir pérdidas

¹⁵ Youtube [En línea] [Citado el: 10 de junio de 2016] <www.youtube.com/watch?v=4C-4Dr_4w8M>

¹⁶ Microtherm [En línea] 2011 [Citado el: 10 de junio de 2016] <www.microthermgroup.com/low/EXEN/site/image-enlarge.aspx?../assets_db/INFODATE4/enlarge/Gemasolar_tower_heatshield.jpg>

¹⁷ Earthtechling [En línea] 2013 [Citado el: 10 de junio de 2016] <earthtechling.com/2013/04/storing-renewable-energy-pumped-storage-compressed-air-molten-salt-hydrogen-more>

¹⁸ Youtube [En línea] [Citado el: 5 de mayo de 2016] <<https://www.youtube.com/watch?v=5r-zXaIGYO>>

térmicas, optimización del diseño para poder trabajar con temperaturas más altas, entre otros.

Otra clasificación de los receptores se establece según el mecanismo para la transferencia de calor al fluido de trabajo, como:

- **De placa:** La radiación alcanza llega a una placa donde están unidos tubos por los que pasa el fluido de trabajo
- **Tubulares:** La radiación se dirige directamente sobre los tubos
- **Volumétricos:** La radiación llega sobre una malla perpendicular a ésta, cuyo fluido de trabajo es aire. El aire circula por la parte posterior del receptor, refrigerándolo y la vez aumentando su temperatura [8].

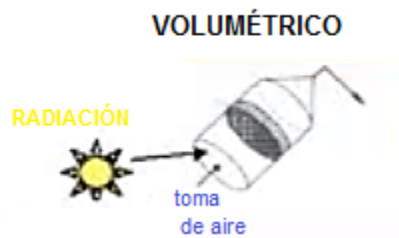


Figura 3.16 Receptor volumétrico
Fuente ¹⁸

El tamaño de una torre varía entre 80 a 160 [m]. La altura de la torre debe ser tal que optimice el funcionamiento de la planta. Además, las torres están hechas de hormigón y al interior se disponen tubos para conducir el fluido de trabajo, para las torres con receptor externo cilíndrico. Asimismo, las torres pueden construirse con otros materiales, como, por ejemplo, acero.

La torre necesita gran estabilidad y rigidez bajo condiciones de cargas dinámicas y estáticas [10]. Entre más alta la torre, es más favorable para campos solares más grandes y densos, ya que presentan menores pérdidas por efectos de la sombra. Esta ventaja se puede ver afectada por la precisión del sistema de seguimiento, la pérdida de bombeo del fluido de trabajo.

La altura y la forma de la torre, como se mencionó anteriormente, influyen en la eficiencia de la planta, y, por lo tanto, en los costos de generación, entonces se debe tener en cuenta en la construcción de la torre los efectos de las sombras, estabilidad contra el viento, espacio para el montaje y mantención del receptor [10].

Todas las torres tienen los siguientes componentes: receptor, cavidad, estructura de soporte y elementos auxiliares.

3.2.4.4. Fluido de trabajo para receptor cilíndrico

El receptor puede funcionar con distintos fluidos de trabajo: agua-vapor, aire o sales térmicas.

- **Agua-vapor:** El receptor actúa como generador de vapor, donde el agua (a presión mayor a la atmosférica) es evaporada y parcialmente sobrecalentada en el arreglo de tubos receptor. Desde el sobrecalentamiento, el proceso se hace más complejo, ya que la puesta en marcha requiere un sistema de control complicado. Con este tipo de fluido, se consiguen eficiencias relativamente bajas. Posteriormente, el vapor se conduce hasta la turbina.
- **Aire:** Aumenta su entalpía en forma de calor sensible, es decir, aumentando su temperatura. Se emplea en receptores metálicos que reciben la radiación reflejada a través de una malla porosa y el aire se hace circular al interior de los poros.
- **Sales fundidas:** Es una mezcla eutéctica de nitratos de potasio y de sodio. Soporta altas temperaturas sin disociarse y posee buena conducción térmica. Dicha mezcla sirve tanto para la transferencia de calor para la generación de vapor en el bloque de potencia como para el almacenamiento térmico. Una de las desventajas que posee este fluido es que debe mantenerse en estado líquido en todo momento (con o sin radiación solar), por lo cual eleva el consumo de energía generada por la planta. Además, en fase gaseosa es altamente corrosiva, por lo que se debe tener cuidado cuando las sales fundidas se sobrecalientan.

Las sales circulan mediante tuberías en el receptor de la torre central, que opera como intercambiador de calor durante el día. Las sales se calientan y pasan a tanques de almacenamiento caliente, luego de pasar por el receptor y frío, posteriormente al intercambiador de calor donde se calienta el agua mediante la transferencia de calor de las sales calientes. Del intercambiador de calor sale vapor sobrecalentado para accionar la turbina.

3.2.4.5. Bloque de potencia

Tanto para planta de colectores cilindro parabólicos (capítulo 3.2.3) como para centrales de tipo torre central, se utiliza el Ciclo de Rankine para la generación de energía eléctrica.

Específicamente, se usa el Ciclo de Rankine con recalentamiento, ya que con dicho proceso la central térmica puede beneficiarse de la mayor eficiencia que resulta de una presión de generador de vapor más alta y además evitar el vapor de bajo título a la salida de la turbina [11].

El ciclo comienza (ver Figura 3.17), bombeando el agua (de la etapa 1 a 2) hasta el generador de vapor, donde el líquido entra a alta presión al generador de vapor, en el cual el fluido de trabajo o calor portador calienta el agua a presión constante hasta llegar a vapor sobrecalentado (2 a 3). Luego, el vapor sobrecalentado se expande en la turbina de alta presión (3 a 4) para poder en funcionamiento el generador y producir electricidad. El vapor de sale de esta turbina, se recalienta en un intercambiador de calor (4 a 5) y después se dirige a la turbina de baja presión (5 a 6). El vapor húmedo que sale de la turbina de baja presión se conduce hasta el condensador, donde se enfría a baja presión hasta líquido saturado (6 a 1). A continuación, el ciclo se repite.

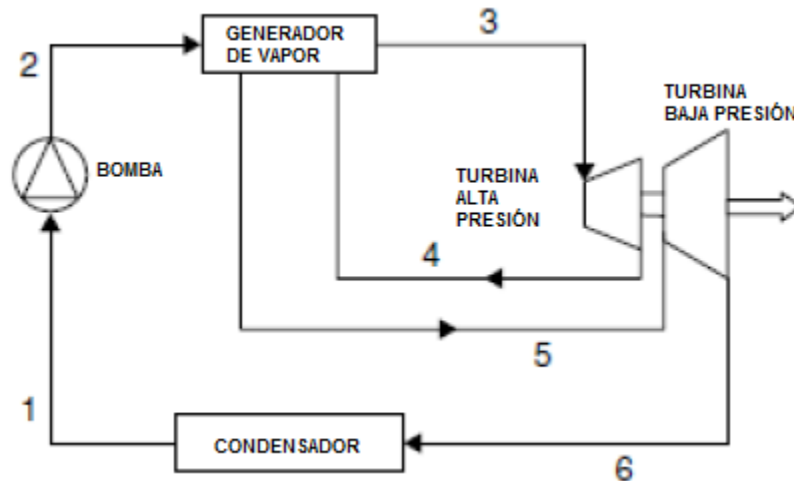


Figura 3.17 Ciclo de Rankine con Recalentamiento
Fuente: Elaboración propia

3.2.4.6. Almacenamiento de energía

A pesar de que el calor producido es usado para generar electricidad directamente, otra parte es almacenada en tanques aislados de sales fundidas. Estas sales pueden proveer hasta 15 horas de generación de energía eléctrica sin radiación solar que incida sobre los espejos en invierno y 24 horas en verano.

Del tanque de sales fundidas frías, éstas se van al receptor de la torre a 300°C (calentadas y bombeadas previamente) y son calentadas hasta los 565°C. La velocidad de bombeo se regula, siendo ésta variable, para la temperatura de las sales sea constante. Posteriormente, las sales bajan por acción de la gravedad a un tanque de almacenamiento caliente (ver Figura 3.9). Posteriormente, en la noche, las sales fundidas calientes se pasan por intercambiador de calor para generar vapor y así permitir el funcionamiento de la turbina en las horas de noche. Como las sales fundidas ceden su calor, se enfrían y luego vuelven al tanque de sales fundidas frías para que se repita el ciclo en las horas de alta radiación.

El almacenamiento diurno de energía permite a las plantas operar como si fueran centrales que utilizan combustible fósil o centrales nucleares, puesto que la generación de electricidad es continua, pero sin emisiones nocivas y sin costos asociados a uso de combustibles.

Las sales fundidas poseen componentes químicos y propiedades físicas de interés para el almacenamiento de energía. Dentro de las sales más utilizadas en este campo son el nitrato de sodio y nitrato de potasio.

Una de sus propiedades más destacadas es mantener las sales en estado líquido en un rango amplio de temperaturas, lo que permite que el sistema funcione a baja presión para la captación de energía y almacenamiento de manera segura.



Figura 3.18 Tanques de almacenamiento de Central Gemasolar

Fuente ¹⁹ ²⁰

3.2.4.7. Sistema de accionamiento y seguimiento solar

Motores de accionamiento que orientan al espejo mediante giros en dirección azimutal y en altura [7].

3.2.4.8. Sistema de control

El control de la planta coordina su operación en las secciones de campo solar, ciclo de transferencia de calor (almacenamiento) y bloque de potencia.

La función del sistema de control en cada sección es:

- **Bloque de potencia:** Entregar energía eléctrica requerida
- **Receptor:** Regular el flujo del fluido de trabajo a través de éste con temperatura fija de salida
- **Campo solar:** Coordinar el movimiento de los helióstatos para que la radiación se refleje óptimamente en el receptor. Mantiene a todos los helióstatos orientados de manera que reflejen los rayos al receptor central de forma óptima y además reducir el consumo de energía eléctrica del sistema de accionamiento de los espejos.

¹⁹ Qmt [En línea] 2011 [Citado el: 11 de junio de 2016] <www.qmtmag.com/display_edes.cfm?edno=7863502>

²⁰ Csp World [En línea] 2015 [Citado el 11 de junio de 2016] <cspworld.org/cspworldmap/Gemasolar>

3.2.4.9. Ejemplo de plantas de torre central en el mundo

Gemasolar, planta termosolar tipo torre central se ubica en Sevilla, España y tiene una potencia de 20 [MW]. El campo solar está formado por 2560 helióstatos que sitúan de forma radial (ver configuración en Figura 3.19) y una torre de 140 [m]. La producción de energía eléctrica de la planta es de 80 [GWh/año] y funciona con almacenamiento térmico (con tanques de sales fundidas), proporcionando independencia de la radiación solar para la producción de energía eléctrica por 15 horas.



Figura 3.19 Planta termosolar Gemasolar
Fuente ²¹

Otra planta solar de torre central es la central PS20, situada en Solúcar la Mayor, España. La central es de 20 [MW] y fue construida por Abengoa Solar. El campo solar abarca 80 hectáreas y abastece anualmente a 10.000 hogares. Junto con esta planta, se encuentra la planta PS10 (como se ve en la Figura 3.20). La potencia de esta central es de 11 [MW] y el área del campo solar es de 60 hectáreas, suministrando de electricidad 5.500 hogares al año.

²¹ Torresol Energy [En línea] 2016 [Citado el: 5 de mayo de 2016]
< http://www.torresolenergy.com/EPORTAL_IMGS/GENERAL/SENERV2/IMG2-cw4e41253840d81/gemasolar-plant-june2011-2b.jpg>



Figura 3.20 Planta termosolar PS20 (en el fondo planta PS10)
Fuente ²²

3.2.5. CONSIDERACIONES DE CENTRALES SOLARES TÉRMICAS EN CHILE

Chile posee condiciones diferentes a los países donde ya se han construido plantas termosolares, como altos niveles de insolación solar, altos niveles de radiación UV y alto contenido de aerosoles y polvos en la atmósfera por efecto de la actividad minera, sobre todo en el norte de Chile. [10].

El alto nivel de radiación UV perjudica la durabilidad de los materiales, Así, por ejemplo, el efecto de la fotodegradación en las pinturas con las que se protegen los espejos, revestimientos absorbentes, sellantes expuestos y estructuras plásticas de soporte [10]

En cuanto a la configuración del campo solar, para centrales de tipo torre central, todo lo referente a la bibliografía disponible se describe en términos de plantas construidas en el Hemisferio norte, por lo que es necesario hacer un cambio para el Hemisferio sur, solamente reemplazando cada vez que aparezca dirección norte por sur.

3.2.6. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA ENERGÍA SOLAR TÉRMICA PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Las principales ventajas de la generación de electricidad mediante energía termosolar son:

²² Abengoa Solar [En línea] 2009 [Citado el 5 de mayo del 2016]
< http://www.abengoa.es/web/es/noticias_y_publicaciones/noticias/historico/2009/11_noviembre/abe_20091126_1.html>

- La energía solar resulta de una fuente de energía inagotable que es el Sol
- Las centrales solares térmicas son adecuadas en zonas aisladas donde existe alta radiación solar y no hay una fuente de electricidad acorde a las necesidades de los habitantes de la localidad
- La energía solar no contamina, ya que no hay emisiones de gases tóxicos, por lo que se puede suministrar electricidad libre de contaminación
- En Chile, el recurso solar es bastante amplio, lo que favorece la instalación de plantas solares, sobre todo en el norte, entre las regiones de Tarapacá y Coquimbo
- Las centrales termosolares pueden construirse con un sistema de almacenamiento de energía y/o de hibridación que posibilita que la central continúe operando cuando hay intervalos de tiempo con alta nubosidad o con baja radiación, dando abastecimiento diario y estacional de electricidad respectivamente en ausencia de radiación solar alta, lo que hace que este tipo de plantas tenga mayor capacidad de gestionabilidad respecto a otras energías renovables, puesto que permite regular la energía según los ascensos y caídas de la demanda energética
- El calor residual que se usa en las turbinas de vapor puede ser reutilizado para otros procesos, como, por ejemplo, para desalinizar el agua del mar. Esto tiene un impacto positivo en zonas con escasez de agua en las partes más áridas del mundo. El calor residual también se puede utilizar para el funcionamiento de aire acondicionado
- Plantas solares térmicas tienen una salida de energía más confiables y consistente a diferencia de otros recursos como la energía solar fotovoltaica o la energía eólica que son intermitentes
- A diferencia de los sistemas fotovoltaicos, que son sensibles a temperaturas muy elevadas que reducen la eficiencia, los captadores de torre pueden alcanzar temperaturas muy altas permitiendo que la eficiencia aumente y que se reduzca el costo de almacenamiento térmico. Lo anterior beneficia a la cantidad de zonas geográficas donde se puede ubicar una planta solar térmica

Las principales desventajas son:

- La radiación solar no es constante durante las 24 horas del día ni los 365 días del año debido a la variación estacional, por lo que se necesita de una fuente de energía de respaldo, cuando la radiación solar de la zona donde se ubique la planta no sea lo suficientemente alta para abastecer de energía eléctrica en otoño e invierno
- Utiliza sólo la componente de la radiación directa normal de la luz del sol, proporcionando calor solo en regiones con alta radiación y alta transparencia atmosférica
- El terreno donde se emplace una planta termosolar debe ser llano, para el caso de colectores cilindro parabólicos. Para otro tipo de planta, no existen restricciones

en cuanto a la pendiente, pero si deben ser regulares, pero pendientes elevadas afectan negativamente a la formación de sombras entre espejos

- El coste inicial es alto respecto a las energías convencionales, como en el caso de los combustibles fósiles, pero el coste de este último aumenta al avanzar el tiempo ya que las fuentes tienden a agostarse
- Los colectores solares requieren grandes áreas de suelo para poder abastecer la potencia requerida por la planta

3.3. ESTUDIO TERRITORIAL DE LAS REGIONES DE ANTOFAGASTA, ATACAMA Y COQUIMBO

El análisis territorial de una zona está determinado por el estudio de diferentes ámbitos: político-administrativo, físico-ambiental, demográfico, actividades económicas, entre otras. En los subcapítulos siguientes, se hará el estudio territorial para cada región que interesa profundizar para localizar las plantas solares según las características, recursos, restricciones y oportunidades que tiene cada región [12].

3.3.1. REGIÓN DE ANTOFAGASTA

3.3.1.1. Análisis Político Administrativo

La capital regional es Antofagasta. Esta región es la segunda con mayor extensión en Chile con una superficie de 126.049 [km²], representando el 16,7% del territorio nacional. Además, cuenta con 500 [km] de costa con 161.000 [km²] de mar patrimonial [13].

La región se ubica entre los 20°56´ y 26°05´ de latitud sur y desde los 67°00´ longitud oeste hasta el Océano Pacífico. Limita por el norte con la región de Tarapacá, al sur con la región de Atacama, al este con Argentina y Bolivia y al oeste con el Océano Pacífico [13].

La región de Antofagasta se conecta con el resto del país a través de la Carretera Panamericana (Ruta 5). Las capitales provinciales están conectadas mediante carreteras pavimentadas, excepto la comuna de Ollagüe.

La distribución de provincias y comunas se muestra en la Tabla 3.3:

Tabla 3.3 Distribución política-administrativa de la región de Antofagasta

Provincia	Capital Provincial	Comunas	Superficie [km ²]
Antofagasta	Antofagasta	Antofagasta	30.718,1
		Taltal	20.405,1
		Mejillones	3.803,9
		Sierra Gorda	12.886,0
El Loa	Calama	Calama	15.597,0
		San Pedro de Atacama	23.439,0
		Ollagüe	2.964,0
Tocopilla	Tocopilla	Tocopilla	4.039,0
		María Elena	12.197,0

Fuente [13]

Lo anteriormente expuesto se puede ver con la siguiente Figura 3.21, que muestra un mapa de la región.

3.3.1.2. Físico-Ambiental

3.3.1.2.1. Geomorfología

Como se puede observar en la Figura 3.22, la Cordillera de la Costa posee una altura promedio de 2.000 metros, con punto máximo en la sierra Vicuña Mackenna de 3.030 metros, donde el contacto directo con el mar no permite la formación de planicies litorales, excepto en la península de Mejillones.

La transición de relieve a depresión intermedia es gradual, la que se demuestra por el Desierto de Atacama que está entre el río Loa por el norte y las sierras de Vicuña Mackenna, del Muerto y Peñafiel por el sur. Tiene un ancho de 60 [km] y largo de 300 [km]. Este desierto posee extrema aridez y ausencia de agua [13].

Con respecto a la Cordillera de los Andes, ésta posee un gran plano inclinado de relleno volcánico que asciende los 1.500 y 3.000 metros sobre el nivel del mar. Previamente a la cordillera se extiende relieve precordillerano con algunas depresiones, como es el caso del Salar de Atacama.



Figura 3.21 Mapa de división político-administrativa de la región de Antofagasta (20°56' y 26°05' de latitud sur y desde los 67°00' longitud oeste)

Fuente [14]



Figura 3.22 Relieve sección transversal de la Región de Antofagasta

Fuente ²³

Como se expone en la Figura 3.22, las planicies litorales abarcan grandes dimensiones siendo interrumpidas al sur de Antofagasta. Posteriormente, la Cordillera de la Costa tiene gran altura entre los cerros Vicuña Mackenna y Amazonas llegando a los 2.000 [msnm]. Luego, se encuentra la Depresión Intermedia que abarca en gran parte al Desierto de Atacama con altura variable entre los 600 metros desde la Cordillera de la Costa y 1.500 metros hacia la Precordillera andina. En cuanto a la Cordillera de Domeyko, ésta tiene una altura promedio de 3.000 [msnm] y después se ubica la Depresión Andina, en donde se sitúan de norte a sur el río Loa y el Salar de Atacama. Finalmente, la Cordillera de los Andes se caracteriza por ser maciza con presencia de cuencas y a lo largo dividen a la cordillera en una franja oriental donde se destaca el altiplano o puna de Atacama con alturas superiores a los 4.000 [msnm].

3.3.1.2.2. Amenazas naturales

Las comunas cercanas a la costa pueden sufrir peligro de sismos, siendo los más destructivos los que se localicen al norte del Río Loa con posibles maremotos. Además, en la zona puede haber tsunamis y aluviones, y hacia el interior de la región, en el altiplano, las comunidades se pueden ver afectadas por sismos, erupciones volcánicas e inundaciones debido lluvias estivales.

3.3.1.2.3. Clima

Zona árida donde el desierto se presenta hacia la zona intermedia en el cual la influencia del mar pierde importancia. Hacia la Depresión Intermedia se prolonga extrema aridez y con escasa vegetación, como ocurre en el Desierto de Atacama.

En esta región existen cuatro tipos de clima desértico ubicados longitudinalmente:

²³ ICARITO. Región de Antofagasta. [En línea] 2009. [Citado el: 19 de marzo de 2016.] <<http://app-prod-icarito.s3-us-west-1.amazonaws.com/wp-content/uploads/2009/12/01122100/608865.jpg>>

- **Desértico costero nuboso:** Situado a lo largo de la costa y se determina por abundante humedad, neblinas matinales y ausencia de precipitaciones
- **Desértico interior:** Localizado en la franja intermedia de la zona y se determina por su extrema aridez, ausencia de humedad, sequedad atmosférica y gran amplitud térmica entre el día y la noche
- **Desértico marginal de altura:** Se manifiesta entre los 2.000 y 3.000 [msnm] y se caracteriza por tener gran volumen de precipitaciones durante el verano
- **De estepa de altura:** Ubicado en los bordes de los desiertos sobre los 3.500 [msnm] y se presenta con bajas temperaturas, gran amplitud térmica y precipitaciones en verano

3.3.1.2.4. Hidrografía

La segunda región presenta endorreísmo, es decir, posee una zona que no tiene desagüe debido a que las condiciones topográficas cierran el paso del flujo superficial, en otras palabras, las cuencas fluviales no tienen salida al mar exterior. Cuando las precipitaciones son abundantes, el agua se acumula en la parte más baja provocando inundaciones de larga duración. En este caso, el endorreísmo es causado por el clima desértico, relieve y alta salinidad de los suelos, a excepción del Río Loa.

El río Loa es el principal curso de agua que recorre el Desierto de Atacama. Nace en el volcán Miño, da una vuelta hacia el sur pasando por la ciudad de Calama para luego ir al norte hasta Quillagua, continuando hacia el oeste hasta desembocar en el Océano Pacífico. Este río drena una cuenca hidrográfica de 34.000 [km²] y tiene 400 [km] de longitud. El agua proveniente del río es empleada para la agricultura, minería y el consumo de la población en las ciudades de Calama, Antofagasta y Chuquicamata. Aparte del río Loa, existen los ríos San Salvador, San Pedro y El Salado.

La siguiente Tabla 3.4 muestra un resumen de los cauces que provienen de las distintas cuencas:

Tabla 3.4 Cuencas y cauces de la Región de Antofagasta

Cauce	Cuenca
Río Loa	Río Loa
San Pedro de Inacaliri	
Río Salado	
Río San Salvador	Salar de Atacama
Río San Pedro	
Río Vilama	Salar de Tara
Río Zapaleri	

Fuente [13]

3.3.1.2.5. Vegetación, flora y fauna

La vegetación es muy escasa debido a la aridez de la zona, más aún en la Depresión Intermedia, ya que la falta de lluvias y la gran amplitud térmica dificultan el crecimiento de cualquier tipo de vegetación, excepto en algunas áreas donde hay napas subterráneas. En zonas cercanas a la costa hay humedad y, por lo tanto, existe vegetación de tipo matorral bajo espinoso (llantén, chañar) y abierto, ubicándose al sur de la región. Además, crece el cactus en el relieve costero, ubicándose en laderas de mayor pendiente y en la parte elevada de los cerros.

En cuanto a la fauna de la región, en el sector costero habitan mamíferos como lobos marinos y algunos cetáceos, aves como pingüinos, gaviotas, pelícanos, etc. En la zona de los valles, se pueden encontrar chinchillas, zorros y jotes. En los sectores más altos de la Segunda Región se sitúan aves rapaces como el cóndor y roedores.

3.3.1.2.6. Vulnerabilidad de los recursos naturales

El recurso del agua en la región es bastante escaso y además se explota en grandes cantidades por actividades económicas y consumo de las comunidades. Un ejemplo de lo dicho anteriormente es el río El Loa, el cual se declaró agotado en el año 2.000 [13]. El recurso hídrico subterráneo también es explotado, siendo mayormente afectado el Acuífero de San Pedro de Inacaliri.

Asimismo, el recurso del suelo se ve afectado por la desertificación en las zonas del altiplano como María Elena y Taltal. Por otro lado, los efectos de la erosión afectan a toda la región, especialmente en el altiplano y el borde costero.

La calidad del aire en la zona es deficiente, ya que hay lugares donde existe material particulado y dióxido de azufre, tal como es el caso de las ciudades de María Elena, Chuquicamata, Pedro de Valdivia y Tocopilla.

3.3.1.3. Demográfico

La densidad regional es de 4,3 [habitantes/km²], representando el 3,37% de la población nacional. Los pobladores se localizan en las distintas comunas como se resume en la Tabla 3.5, cuyos datos fueron obtenidos a partir del último Censo hecho en Chile en el año 2.012.

Tabla 3.5 Distribución de habitantes de la Región de Antofagasta

Provincia	Comuna	N° Habitantes
Antofagasta	Antofagasta	227.065
	Mejillones	5.886
	Sierra Gorda	1.183
	Taltal	10.926
Total		245.060
El Loa	Calama	121.987
	Ollagüe	433
	San Pedro de Atacama	2.670
Total		124.930
Tocopilla	Tocopilla	25.119
	María Elena	13.765
Total		38.884
Total habitantes Región de Antofagasta		408.874

FUENTE [13]

En esta región la población se centraliza en el litoral, a diferencia de la depresión intermedia y en los relieves andinos en donde los habitantes se encuentran próximos a explotaciones mineras, agrupaciones indígenas respectivamente. Residentes en zonas rurales son pocos, que son principalmente atacameños o quechuas ubicados entre 2.000 y 3.600 metros de altura.

3.3.1.4. Actividad económica

Dentro de las principales actividades económicas de la región es la Minería (cobre, molibdeno, entre otros), ocupando el 66% de la actividad económica regional. Mayormente se destina para la exportación.

En cuanto a la Industria, esta se desarrolla en torno a lo que genera la minería, es decir, se dedican principalmente a la producción de piezas y partes para la Minería en la región, dedicándose a montajes industriales y metalmecánica.

3.3.1.5. Centros poblados

La población regional se distribuye en las entidades urbanas que se muestran en la Tabla 3.6. Los habitantes de esta región se dedican principalmente a cuatro sectores económicos: servicios, turismo, industria y pesca.

La mayoría de la población se ubica cerca del recurso del agua, ya sea marítimo, lacustre o fluviales.

Tabla 3.6 Asentamientos humanos en la Región de Antofagasta

Entidad urbana	Cantidad	Nombres
Ciudades mayores (entre 100.001 y 500.000 habitantes)	2	Antofagasta, Calama
Ciudades (más de 5.000 habitantes)	3	Tocopilla, Taltal, Mejillones
Pueblos (entre 2.001 y 5.000 habitantes)	3	San Pedro de Atacama, María Elena, Sierra Gorda
Aldea (entre 301 y 1.000 habitantes)	1	Ollagüe

Fuente [13]

3.3.2. REGIÓN DE ATACAMA

3.3.2.1. Político-Administrativo

La región se ubica entre las coordenadas 25°17´ y 29°30´ de latitud sur y desde los 68°17´ longitud oeste hacia el Pacífico. Limita al norte con la Región de Antofagasta y al sur con la Región de Coquimbo, al oeste con el Océano Pacífico y al este con Argentina. El territorio tiene una superficie de 75.176,2 [km²].

La región se divide en provincias, en las que cada una se subdivide en comunas y cada provincia tiene su capital como se ve en la Tabla 3.7 y en la Figura 3.23.

Tabla 3.7 División Política-Administrativa de la Región de Atacama

Provincia	Capital	Comunas
Chañaral	Chañaral	Chañaral
		Diego de Almagro
Copiapó	Copiapó	Caldera
		Copiapó
		Tierra Amarilla
Huasco	Vallenar	Alto del Carmen
		Freirina
		Huasco
		Vallenar

Fuente [15]

3.3.2.2. Físico-Ambiental

3.3.2.2.1. Geomorfología

La geomorfología de la zona depende de distintos agentes como tectónicos, geológicos y climáticos, siendo el primero el más importante. Entre los fenómenos naturales más importantes es el de actividad volcánica en la parte alta de la cordillera.

De este a oeste (ver Figura 3.24), el relieve comienza con la Cordillera de los Andes. Maciza y formada por el volcán Ojos del Salado de 6.893 [msnm], nevado Tres Cruces de 6.763 [msnm] e Incahuasi de 6.621 [msnm]. Además, se encuentran los salares altiplánicos de Pedernales y Maricunga y las lagunas de Santa Rosa, Verde y del Negro Francisco.

En la Precordillera, la altitud está entre los 3.000 y 4.500 [msnm], extendiéndose 110 [km] de norte a sur. Es la continuación de la Cordillera de Domeyko y se ve afectada por la erosión.

Luego, en la Depresión Intermedia se ubica parte del Desierto de Atacama. En el sur hay cordones transversales donde nacen valles drenados por agua proveniente de los Andes.

Posteriormente, la Cordillera de la Costa exhibe un relieve discontinuo. A continuación, las planicies litorales son de origen fluvio-marino, con gran extensión en el Río Copiapó de 40 [km], Toral de 40 [km] y Huasco de 35 [km]. La altitud máxima a la que llegan las planicies es de 300 metros.

3.3.2.2.1. Amenazas naturales

Entre los fenómenos que ocurren con mayor frecuencia son los sismos, ya que la dinámica tectónica se ve influenciado por la falla de Atacama donde hay desplazamiento de bloques. Existe mayor riesgo en las zonas del norte y sur del Río Copiapó.

En el caso de que se produzca un tsunami depende de factores como la magnitud del fenómeno que lo provoque, distancia entre el punto de origen y la costa y la topografía submarina.

Inundaciones pueden ser causadas por elevadas precipitaciones que se unen a la nieve, como, por ejemplo, las cuencas de los ríos Copiapó y Huasco poseen escurrimiento superficial todo el año con caudal alto lo que provoca llanos de inundación en el lecho del río llegando al desborde.

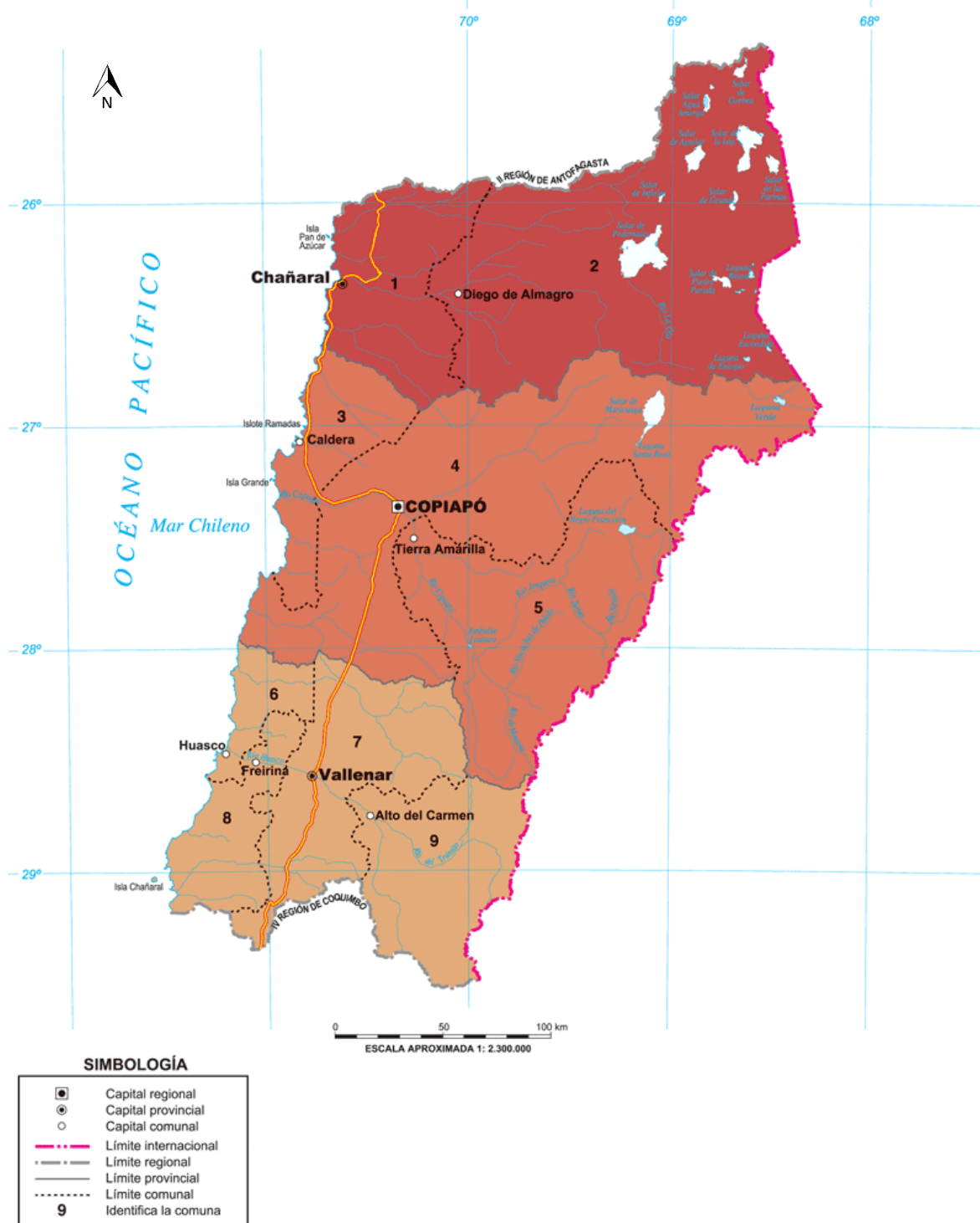


Figura 3.23 Mapa división Político-Administrativa de la Región de Atacama (coordenadas 25°17' y 29°30' de latitud sur y desde los 68°17' longitud oeste hacia el Pacífico)

Fuente ²⁴

²⁴ Educarchile. [En línea] 2009. [Citado el: 2016 de marzo de 20] <http://ww2.educarchile.cl/UserFiles/P0001/Image/CR_Imagen/Mapas%20IGM/3era_region/3_division_politico_administr.gif>.

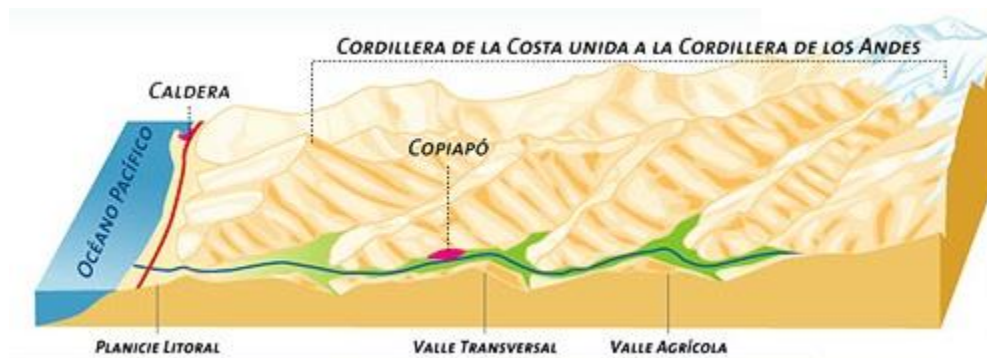


Figura 3.24 Relieve sección transversal de la Región de Atacama
Fuente ²⁵

3.3.2.2.2. Clima

El clima de la región se ve afectado por el Anticiclón Subtropical del Pacífico Sur y la corriente fría de Humboldt, que hace que la cantidad de precipitación sea baja y solo se presente en pocos días de invierno. Lo anterior provoca una zona de transición entre el árido Norte Grande y el fértil valle central del país, caracterizándose por un clima desértico hasta semi desértico con zonas sin vegetación.

El aire húmedo da origen a prolongadas neblinas costeras. Hacia el interior de la región, la humedad baja y el clima es seco. En la parte más alta, a alturas elevadas, se caracteriza por un desierto frío con alta tasa de precipitaciones a diferencia de las zonas más bajas donde es un desierto con calor y con baja tasa de precipitaciones.

A modo de resumen, los principales climas que se presentan en la región son:

- **Desértico Costero con Nubosidad Abundante:** Nubosidad y niebla nocturna durante todo el año. Presenta un clima templado en la faja costera bordeando los 10°C a 20°C en promedio con una oscilación diaria de 7,5°C.
- **Desértico Transicional:** Entre la nubosidad costera y los 1.500 metros de altitud se puede observar un medio árido de ancho variable sometido por el cambio de temperatura debido al aire del Anticiclón del Pacífico. Las precipitaciones ocurren en los meses de invierno y, por otro lado, la región se caracteriza por tener baja nubosidad.
- **Desértico Frío de Montaña:** Sobre los 1.500 metros y hasta los 4.000 metros de altitud se presenta el desierto frío con muy baja humedad del aire donde las precipitaciones ocurren en los meses de invierno.
- **Tundra de Alta Montaña:** Presenta baja tasa de precipitaciones.
- **Tundra:** Las temperaturas son bajas todo el año con una oscilación térmica de 15°C. El límite inferior de este tipo de clima está entre los 4.000 y 4.500 [msnm] en el sector septentrional y hasta los 3.800 [msnm] en la parte meridional.

²⁵ EducarChile. [En línea] 2009. [Citado el: 20 de marzo de 2016.]
<http://ww2.educarchile.cl/UserFiles/P0001/Image/CR_Imagen/Mapas%20IGM/3era_region/geomorfologia.gif>.

3.3.2.2.3. Hidrografía

Entre los ríos más importantes de la zona está el río Copiapó que abarca un área de 18.704 [km] y longitud de 163 [km], limita al norte con el río Salado y al sur con el río Huasco. El río Copiapó no tiene salida al mar. Otra cuenca importante es el río es el Huasco, que, a diferencia del anterior, si tiene salida al mar y tiene una superficie de 9.183 [km²]. Además, existen salares en las cuencas altiplánicas llamados Pedernales y Maricunga. En cuanto a los lagos, están la laguna Verde, Santa Rosa y Negro Francisco.

3.3.2.2.4. Vegetación, flora y fauna

La vegetación en la Región de Atacama es escasa, excepto en algunos oasis en el desierto donde hay hierbas y arbustos. Sólo con el fenómeno del desierto florido la vegetación es densa lo que ocurre solo por efecto del fenómeno de El Niño lo que incrementa las precipitaciones.

3.3.2.3. Demográfico

La densidad poblacional de la Región de Atacama es de 3,87 [hab/km²], concentrándose la mayor parte en los valles transversales. En ella viven 290.581 habitantes, en el cual el 90% es parte de población urbana de la zona. La mayor cantidad de residentes se ubica en las comunas de Diego de Almagro, Caldera, Copiapó y Vallenar como se muestra en la Tabla 3.8.

Tabla 3.8 Población que reside en la Región de Atacama según Censo 2012

Provincia	Comuna	N° habitantes
Copiapó	Copiapó	158.438
	Caldera	16.070
	Tierra Amarilla	13.507
Total		188.015
Chañaral	Chañaral	13.546
	Diego de Almagro	16.301
	Total	29.847
Huasco	Vallenar	52.147
	Alto del Carmen	5.229
	Freirina	6.367
	Huasco	8.976
Total		72.719
Total de habitantes de la región		290.581

Fuente [15]

3.3.2.4. Actividad económica

Las comunas de Diego de Almagro y Chañaral dependen casi únicamente de la minería, en cambio Vallenar depende de otras áreas tales como la agricultura, el comercio y los servicios.

3.3.2.5. Centros poblados

Según el Censo del año 2.002, las comunas que tienen mayor población rural son las de Alto del Carmen, Freirina, Tierra Amarilla y Huasco. Como se ve en Tabla 3.9, la mayor zona rural se ubica en la comuna de Alto del Carmen con un 100%.

Tabla 3.9 Población rural en la Región de Atacama

Comuna	Población rural (%)
Alto del Carmen	100
Freirina	39,3
Tierra Amarilla	26,8
Huasco	18,9

Fuente [15]

3.3.3. REGIÓN DE COQUIMBO

3.3.3.1. Político-Administrativo

La ubicación de la Cuarta Región está entre los paralelos 29°20' y 32°15' de latitud sur y desde el meridiano 69°49' de longitud oeste hacia el Océano Pacífico, limitando al norte con la Región de Atacama y al sur con la Región de Valparaíso, al este con la provincia de San Juan en Argentina y al oeste con el Océano Pacífico. Cuenta con una superficie de 40.579,9 [km²], que equivalen al 5,73% del territorio nacional.

La región se divide en tres provincias con un total de quince comunas como se muestra en la. y en la Tabla 3.10.

Tabla 3.10 División Político-Administrativa de la Cuarta Región

Provincia	Capital Provincial	Comunas	Superficie [km ²]
Elqui	Coquimbo	La Serena	1.893
		La Higuera	4.158
		Coquimbo	1.429
		Andacollo	310
		Vicuña	7.610
		Paihuano	1.495
Limarí	Ovalle	Ovalle	3.835
		Río Hurtado	4.266
		Monte Patria	4.366
		Combarbalá	1.896
		Punitaqui	1.339
Choapa	Illapel	Illapel	2.696
		Salamanca	2.197
		Los Vilos	1.861
		Canela	2.197

Fuente [16]

3.3.3.2. Físico-Ambiental

3.3.3.2.1. Geomorfología

En la región destacan tres valles transversales: Elqui, Limarí y Choapa ubicados de norte a sur respectivamente, como se ve muestra en un modelo simplificado del relieve en la Figura 3.26.

Por otra parte, la Cordillera de los Andes se acerca mucho a la costa, presentando en la latitud de Illapel la parte más angosta. Hacia el poniente de la cordillera, su relieve es accidentado debido a cordones montañosos que se desencadenan del conjunto andino que se alterna con los valles transversales previamente mencionados. Estos cordones entran en contacto con las planicies litorales, los cuales varían entre los 600 a 1200 metros de altura (ver Figura 3.26)



Figura 3.25 Mapa División Político-Administrativa de la Región de Coquimbo (29°20' y 32°15' de latitud sur y desde el meridiano 69°49' de longitud oeste)

Fuente [16]

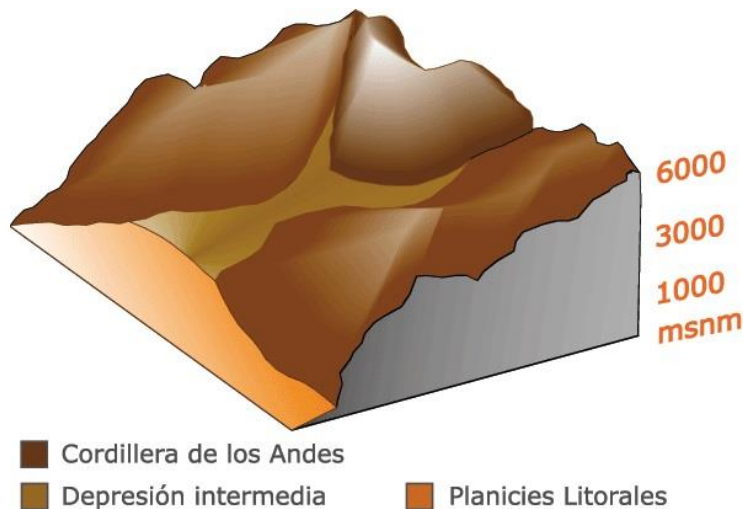


Figura 3.26 Relieve de la Región de Coquimbo

Fuente ²⁶

3.3.3.2.2. Amenazas naturales

Dentro de los riesgos naturales que pueden afectar a la zona está la remoción en masa causada por la presencia de material detrítico, chubascos ocasionales torrenciales y suelos de poco desarrollo en pendientes mayores a los 25%. La actividad humana perjudica al deslizamiento de tierra que es ocasionada por las prácticas agrícolas en laderas con elevada pendiente, construcción de canales y puentes, deforestación de laderas y detonaciones de explosivos.

Además, la región se ve perjudicada por las inundaciones que aumentan por las características de la zona, como, por ejemplo, los valles angostos rodeados de cerros con pendientes cambiantes y poca vegetación.

Por otro lado, existe escasez hídrica en las zonas áridas, dada además por baja tasa de precipitaciones. Las comunas más afectadas por la escasez son Canela, Los Vilos, Illapel y Salamanca.

3.3.3.2.3. Clima

La Cuarta Región se encuentra en un área de transición entre la zona desértica y templada mediterránea, presentando además los siguientes climas:

²⁶ EducarChile. [En línea] 2009. [Citado el: 20 de marzo de 2016.] <http://ww2.educarchile.cl/UserFiles/P0001/Image/CR_Imagen/Mapas%20IGM/perfil_topografico/region_coquimbo_baja.gif>.

- **Estepárico costero o nuboso:** Se presenta a lo largo de toda la costa hasta 40 kilómetros al interior (hacia el este).
- **Estepa cálida:** Se presenta al interior de la región, sobre los 800 [msnm], caracterizándose por ausencia de nubosidad y sequedad del aire, con temperaturas más elevadas que cerca de la costa, con precipitaciones escasas y con periodos de sequía.
- **Templado frío de altura:** Clima que se manifiesta en la Cordillera de los Andes sobre los 3.000 [msnm], presentando temperaturas bajas, altas precipitaciones y nieve.

3.3.3.2.4. Hidrografía

Las cuencas más importantes son el río Elqui, Limarí y Choapa, las que nacen en la Cordillera de los Andes y finalmente confluyen en el mar.

A continuación, se muestran las superficies y caudales para las cuencas referidas anteriormente en la Tabla 3.11.

Tabla 3.11 Superficie y caudal de cuencas en la Región de Coquimbo

Cuenca	Superficie [km ²]	Caudal [m ³ /s]
Río Elqui	9.826	12,46
Río Limarí	11.696	3,91
Río Choapa	7.654	10,38

Fuente [16]

3.3.3.2.5. Vegetación, flora y fauna

Como se mencionó previamente, la región se caracteriza por la escasez hídrica y la desertificación en distintas comunas como se muestra en la TABLA

La región está marcada por un gran deterioro de la calidad de los suelos debido a la desertificación, prácticas de cultivo inadecuadas y erosión.

Tabla 3.12 Estado de desertificación de la región de Coquimbo

Provincia	Capital Provincial	Comunas	Estado de desertificación
Elqui	Coquimbo	La Serena	Moderada
		La Higuera	Moderada
		Coquimbo	Moderada
		Andacollo	Grave
		Vicuña	Moderada
		Paihuano	Leve
Limarí	Ovalle	Ovalle	Moderada
		Río Hurtado	Moderada
		Monte Patria	Grave
		Combarbalá	Grave
		Punitaqui	Grave
Choapa	Illapel	Illapel	Grave
		Salamanca	Grave
		Los Vilos	Grave
		Canela	Grave

Fuente [17]

3.3.3.2.6. Vulnerabilidad de los recursos naturales

El aire se ve perjudicado por distintos factores, entre ellos, las emisiones de tránsito vehicular, emisiones por fuentes difusas de material particulado proveniente de instalaciones mineras o por quema de gases y por emisiones de olores. Otro recurso que se ve dañado es el agua, en su calidad y disponibilidad debido a la aridez de la región. Por último, el suelo sufre graves daños por la desertificación y por conflictos de uso de suelo.

3.3.3.3. Demográfico

Cabe mencionar que la población en los últimos años se ha desplazado según las actividades mineras y agrícolas que se desarrollan en la región cerca de los valles transversales y yacimientos mineros.

Tabla 3.13 Cantidad de habitantes en la Región de Coquimbo según Censo 2012

Provincia	Capital Provincial	Comunas	N° de habitantes
Elqui	Coquimbo	La Serena	210.299
		La Higuera	4.263
		Coquimbo	202.287
		Andacollo	11.116
		Vicuña	26.029
		Paihuano	4.252
Total			458.246
Limarí	Ovalle	Ovalle	104.855
		Río Hurtado	4.132
		Monte Patria	29.983
		Combarbalá	13.785
		Punitaqui	10.236
Total			162.991
Choapa	Illapel	Illapel	39.449
		Salamanca	25.635
		Los Vilos	18.453
		Canela	9.143
Total			92.680
Total de habitantes de la región			704.908

Fuente [18]

3.3.3.4. Actividad económica

En el aspecto económico-productivo los sectores que más se destacan en la zona son la minería, agricultura, comercio, construcción, turismo y silvoagropecuario.

3.3.3.5. Centros poblados

El foco urbano se encuentra en la provincia del Elqui, principalmente entre La Serena y Coquimbo, en la provincia de Limarí se ubica en Ovalle y en la provincia de Choapa se encuentra en Illapel. Asimismo, las comunas tienen sectores urbanos y rurales, como se describe en la Tabla 3.14.

Tabla 3.14 Distribución de la población en la Región de Coquimbo

Provincia	Capital Provincial	Comunas	Urbano [%]	Rural [%]	Total [%]
Elqui	Coquimbo	La Serena	31,39	9,32	26,55
		La Higuera	0,23	2,00	0,62
		Coquimbo	32,77	6,59	27,03
		Andacollo	2,01	0,64	1,71
		Vicuña	2,74	8,39	3,98
		Paihuano	0,00	3,15	0,69
Total Elqui			69,14	30,09	60,58
Limarí	Ovalle	Ovalle	15,67	18,37	16,26
		Río Hurtado	0,00	3,61	0,79
		Monte Patria	2,83	12,80	5,02
		Combarbalá	1,17	6,04	2,24
		Punitaqui	0,77	4,48	1,58
Total Limarí			20,44	45,30	25,89
Choapa	Illapel	Illapel	4,63	6,45	5,03
		Salamanca	2,69	8,92	4,06
		Los Vilos	2,73	3,47	2,89
		Canela	0,37	5,77	1,55
Total Choapa			10,42	24,61	13,53
Total			100	100	100

Fuente [16]

3.4. ANTECEDENTES DE LA SITUACIÓN ENERGÉTICA EN CHILE

La potencia instalada en Chile de SIC (Sistema Interconectado Central) más SING (Sistema Interconectado del Norte Grande) corresponde a 20.076,2 [MW]²⁷, entre Energías Convencionales y Energías Renovables No Convencionales (ERNC). Si a eso se suma la potencia de Aysén, Magallanes y sistemas aislados ubicados en Chile, dan como resultado 202,8 [MW], sumando una capacidad instalada en todo el país de 20.279 [MW]. A continuación, se presenta la Tabla 3.15 un resumen de la información previamente mencionada.

²⁷ GENERADORAS DE CHILE A.G. *Boletín del Mercado Eléctrico Sector Generación, Febrero 2016*. [En línea] 2016. [Citado el: 21 de febrero de 2016.] <<http://generadoras.cl/wp-content/uploads/Bolet%C3%ADn-Generaci%C3%B3n-Febrero-2016.pdf>>.

Tabla 3.15 Potencia instalada en Chile hasta diciembre de 2015

POTENCIA INSTALADA [MW]	SIC	SING	Aysén, Magallanes y sistemas aislados
	15.911,1	4.165,1	202,8
	78%	21%	1%
TOTAL	20.279		
Tipo de Central	%	Tipo de Energía	%
Centrales Termoeléctricas	60,5	Energías Convencionales	92,8
Centrales Hidroeléctricas	32,3		
Centrales Eólicas	4,5	ERNC	7,2
Centrales Solares	2,7		

Fuente ²⁷

Como se ve en la Tabla 3.16, el Sistema Interconectado Central posee 15.911,1 [MW] de potencia instalada (78% del total instalada en Chile), cuyo origen se muestra en la tabla anterior y cuyo porcentaje de utilización según fuente energética se encuentra en el Gráfico 3.2.

Tabla 3.16 Capacidad instalada en Chile de las fuentes energéticas usadas en SIC hasta diciembre de 2015

SIC	Capacidad Instalada [MW]
Embalse	3.402,0
Gas Natural	2.659,0
Carbón	2.496,0
Derivados del Petróleo	2.550,0
Pasada	3.068,0
Biomasa	470,7
Eólico	819,9
Solar	443,6
TOTAL	15.911,1

Fuente ²⁷

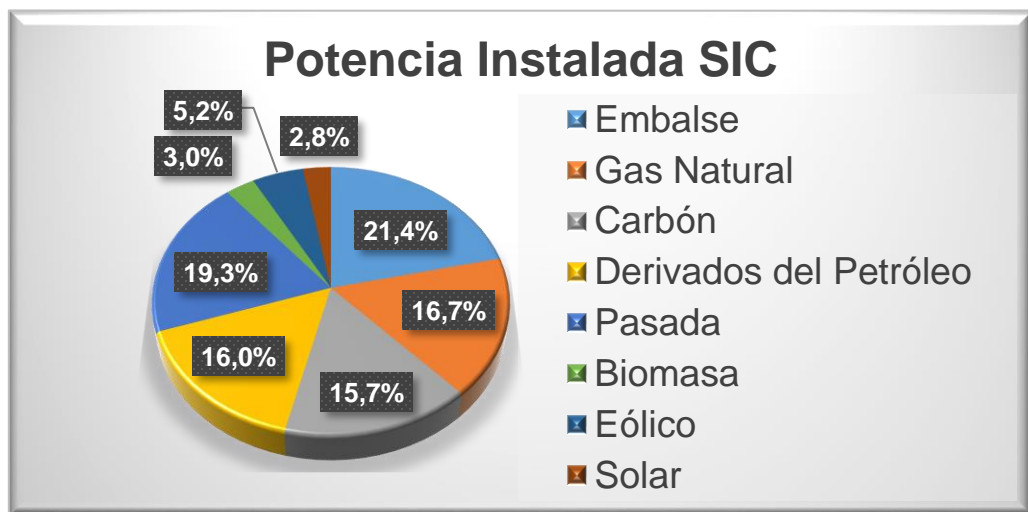


Gráfico 3.2 Porcentaje de las distintas fuentes energéticas utilizadas en Chile en SIC hasta diciembre de 2015

Fuente ²⁷

Los datos anteriormente ilustrados reflejan que la mayor parte de energías utilizadas son Energías Convencionales con un 89,1% y ERNC con un 10,9%.

Por otra parte, en la zona del Norte Grande de Chile, el uso de Energías Convencionales tiene un mayor porcentaje de utilización llegando a un 95,6% y para las ERNC un 4,4%. La información anterior se puede verificar con los datos del Gráfico 3.2.

Tabla 3.17 Capacidad instalada en Chile de las fuentes energéticas usadas en SING hasta diciembre de 2015

SING	Capacidad Instalada [MW]
Gas Natural	1.468,9
Carbón	2.121,1
Fuel Oil	185,5
Diesel	139,6
Eólico	90,0
Diesel + Fuel Oil	40,8
Cogeneración	17,5
Pasada	10,2
Solar	91,6
TOTAL	4.165,1

Fuente ²⁷

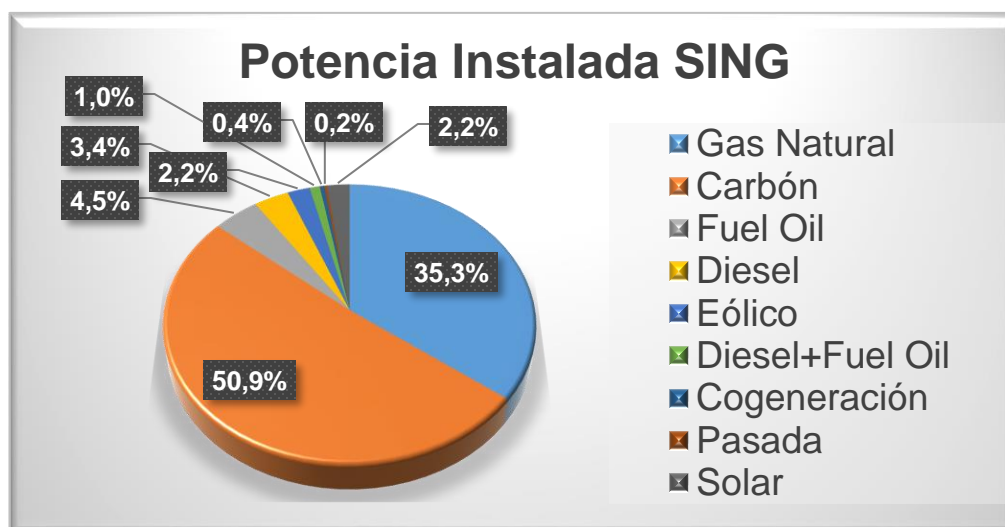


Gráfico 3.3 Porcentaje de las distintas fuentes energéticas utilizadas en Chile en SING hasta diciembre de 2015

Fuente ²⁷

3.5. ANTECEDENTES DE ERNC EN CHILE

De las ERNC (Energías Renovables No Convencionales) a diciembre de 2.015, 2.633 [MW] están actualmente en operación que pertenecen al 13,1% de la capacidad instalada a nivel nacional. A noviembre de 2.015, se reconocieron 594,9 [GWh] de generación de energía en base a ERNC, equivalente a 9,6% de la energía total generada en Chile y al 16,4% de la energía afecta según la Ley ERNC N° 20.257 y 20.698 ²⁷.

En cuanto a la generación de ERNC, se presenta a continuación un balance mensual realizado en el mes de noviembre de 2015 por la Asociación Gremial de Generadoras de Chile, AGG (desde noviembre de 2014 a noviembre de 2015 ²⁷, de acuerdo a las leyes previamente mencionadas, teniendo una inyección reconocida de un total acumulado de 5297,19 [GWh] en comparación con la requerida según la ley de un total de 2175,66 [GWh]. En el siguiente Gráfico 3.4 muestra la inyección de las distintas tecnologías utilizadas (Biomasa, mini Hidro, Eólica y Solar) durante los 13 meses en gráfico de barras y además se indica con una línea continua de color rojo lo que exige la ley.

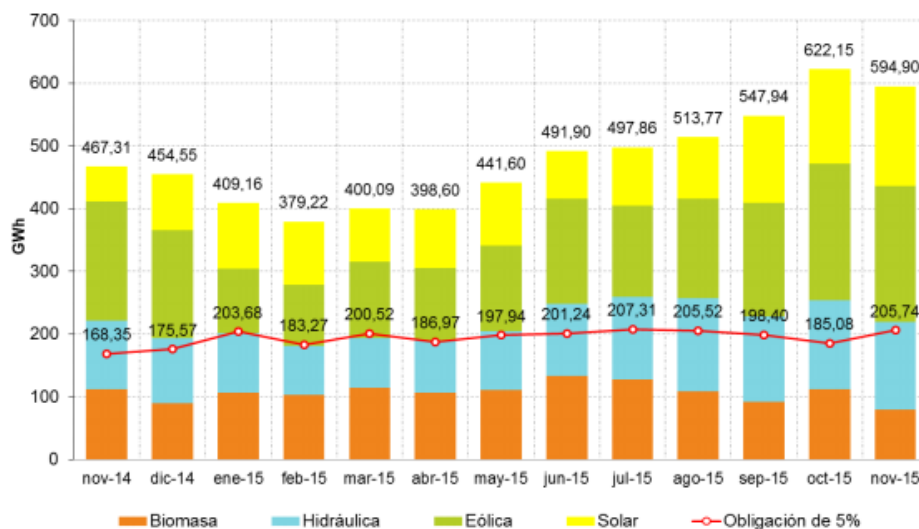


Gráfico 3.4 Inyección de ERNC según AGG y obligación según la Ley

Resumidamente, durante el año 2015, la Ley N°20.257 fijó como obligación un porcentaje de empleo de ERNC en un 5,5% sobre los retiros de energía afectos a esta ley y la Ley N°20.698 UN 7% sobre los retiros de energía afectos a ella (respecto a las Energías Convencionales).

3.5.1. ENERGÍA SOLAR TÉRMICA EN CHILE

El potencial energético solar en la zona norte de Chile es bastante propicio cuando se piensa en aprovechar el recurso solar para obtener energía. Basta observar la Figura 3.27 para notar lo especificado. Se puede ver que las regiones de Tarapacá, Antofagasta, Atacama y Coquimbo (de I a IV región respectivamente) la Irradiancia normal directa promedio durante un año es elevada más aún en las zonas más alejadas del mar.

En cuanto a los proyectos de generación de energía eléctrica que se están llevando a cabo actualmente en Chile hasta enero de 2.016 (ver Tabla 3.18, donde el color amarillo representa proyectos relacionados con energía solar, celeste para proyectos Hidro, verde proyectos de energía eólica, naranja de energía térmica y gris para otras ERNC), 15 de los 56 proyectos en construcción son centrales solares, donde existe solo un proyecto de energía solar térmica. Este tiene el nombre de Concentración Solar Cerro Dominador,

ejecutado por la empresa Abengoa cuya producción esperada es de 100 [MW] y la inversión es de 1.300 millones de dólares. Esta central está en la etapa de construcción y montaje, cuya ubicación es la comuna de María Elena en la región de Antofagasta y el objetivo es suministrar energía al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Es importante señalar que es la primera central de este tipo que se construye en América Latina.

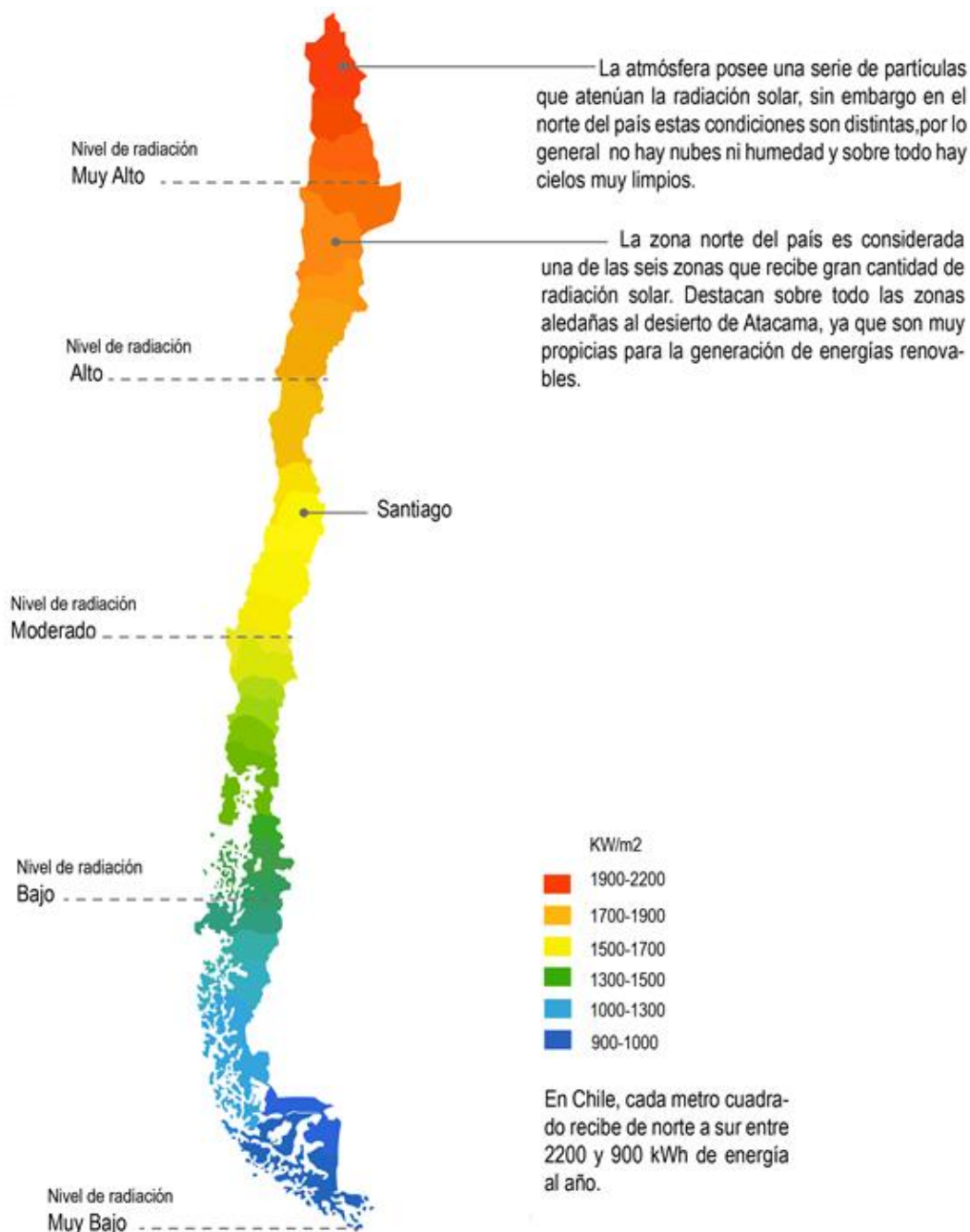


Figura 3.27 Irradiancia directa normal en un año en las regiones de Chile

Fuente ²⁸

²⁸ CASIOPEA. [En línea] [Citado el: 23 de marzo de 2016] <http://wiki.ead.pucv.cl/index.php/La_energ%C3%ADa_proveniente_del_sol>.

Tabla 3.18 Proyectos en construcción en ERNC hasta enero de 2016

#	Nombre Central	Titular	Categoría Grafico	Capacidad Neta MW	Fecha Estimada Operación	Región	Comuna	Sistema	Inversión (\$US MM)
1	Central Hidroeléctrica Carilafquén	Latin American Power	Hidro	19,8	feb-2016	IX	Melipeuco	SIC	63
2	Central Hidroeléctrica Malalcahuello	Latin American Power	Hidro	9,2	feb-2016	IX	Melipeuco	SIC	30
3	Bioenergías Forestales	CMPC Tissue TA	Otros ERNC	5	feb-2016	RM	Talagante	SIC	5
4	Fotovoltaico Pampa Solar Norte	Enel Green Power	Solar	80	feb-2016	II	Taltal	SIC	190
5	Optimización Energética Relleno Sanitario	Cemarc S.A.	Otros ERNC	2,9	feb-2016	VIII	Concepción	SIC	5
6	Renaico	Enel Green Power	Eólica	88	mar-2016	IX	Renaico	SIC	199
7	Proyecto Solar Conejo (Etapa I)	Pattern Energy Group	Solar	104	mar-2016	II	Taltal	SIC	289
8	GenPac	Generadora del Pacífico S.A.	Solar	14	mar-2016	III	Copiapó	SIC	39
9	Minicentral Chanleufu	Tranleufu/Transoceanic	Hidro	6	mar-2016	X	Puyehue	SIC	18
10	Minicentral Tarapacá	Errázuriz & Asociados	Hidro	0,2	mar-2016	RM	Isla de Maipo	SIC	1
11	MCH LA MONTAÑA 1	VHC / Imelsa	Hidro	3	mar-2016	VII	Curico	SIC	9
12	Bioenergía Molina	Bio Energía Molina SpA	Otros ERNC	1	mar-2016	VII	Molina	SIC	7
13	Central Hidroeléctrica El Agrio	ANPAC	Hidro	2,6	abr-2016	IX	Curacautín	SIC	8
14	Minicentral El Gapón	Enerbosch	Hidro	1,4	abr-2016	VII	Río Claro	SIC	5
15	Minicentral Río Colorado	Enerbosch	Hidro	2	abr-2016	X	Puerto Montt	SIC	7
16	Eólico La Esperanza	Petroquim	Eólica	12,5	abr-2016	VIII	Negrete	SIC	25
17	CH Riñinahue	Hydroenergía Chile Ltda	Hidro	1	may-2016	XIV	Río Bueno	SIC	5
18	MC Tranquil	RP Global	Hidro	3	may-2016	XIV	Panguipulli	SIC	11
19	Quilapilún	Sun Edison	Solar	110	jun-2016	RM	Colina	SIC	256
20	Carrera Pinto Solar - Etapa 2	Enel Green Power	Solar	77	jun-2016	III	Copiapó	SIC	175
21	Buenos Aires	Enel Green Power	Eólica	24	jun-2016	VIII	Angol	SIC	54
22	MC Picoltrue Bajo	Energía Cordillera (Beagle Ene)	Hidro	1,1	jul-2016	VIII	Mulchen	SIC	3
23	Parque Solar Los Loros	Solaire Direct (Engie)	Solar	53	jul-2016	III	Tierra Amarilla	SIC	120
24	CH Río Colorado	GPE - Hidroeléctrica Río Color	Hidro	15	ago-2016	VII	San Clemente	SIC	60
25	El Romero Solar	Acciona	Solar	196	sep-2016	III	Vallenar	SIC	450
26	Minicentral Pichipedregoso	Nikolaus Reisky Von Dubnitz	Hidro	0,9	sep-2016	IX	Villarrica	SIC	5
27	Minicentral Pedregoso	Nikolaus Reisky Von Dubnitz	Hidro	2,1	sep-2016	IX	Villarrica	SIC	6
28	Convento Viejo	Besalco-Brotec-Belfi	Hidro	16	dic-2016	VI	Chimbarongo	SIC	25
29	CH Dos Valles	ANPAC	Hidro	3	dic-2016	VI	San Fernando	SIC	11
30	Pequeña CH de Pasada Blanco	Aaktei Energía SPA	Hidro	2,5	dic-2016	VIII	Alto Bío Bío	SIC	9
31	Minicentral El Rescate	Guido Rietta	Hidro	2,9	dic-2016	VIII	Alto Bío Bío	SIC	7
32	MiniCH Cumpeo	Icafal	Hidro	5,5	dic-2016	VII	Molina	SIC	15
33	CH Montaña 2	VHC	Hidro	1,1	dic-2016	VII	Curicó	SIC	4
34	San Juan de Chañaral de Aceituno	Latin American Power	Eólica	186	dic-2016	III	Freirina	SIC	400
35	Ampliación Parque Eólico San Pedro	Transantartic	Eólica	65	ene-2017	X	Dalcahue	SIC	130
36	Central Hidroeléctrica La Mina	Colbun	Hidro	34	feb-2017	VII	San Clemente	SIC	130
37	Central Hidroeléctrica Santa Isabel	Asoc. Canalistas del Laja	Hidro	1,4	mar-2017	VIII	Los Angeles	SIC	5
38	Central Hidroeléctrica Melo	Asoc. Canalistas del Laja	Hidro	2,8	mar-2017	VIII	Quilleco	SIC	9
39	Central Hidroeléctrica Caliboro	Asoc. Canalistas del Laja	Hidro	1,3	mar-2017	VIII	Quilleco	SIC	5
40	Central Hidroeléctrica Pangui	RP Global	Hidro	9	mar-2017	IX	Curarrehue	SIC	21
41	Hidroñuble	Eléctrica Puntilla	Hidro	136	jul-2017	VIII	San Fabián de Alico	SIC	350
42	Alto Maipo - Central Las Lajas	AES Gener	Hidro	267	feb-2018	RM	San José de Maipo	SIC	1.031
43	Alto Maipo - Central Alfalfa II	AES Gener	Hidro	264	may-2018	RM	San José de Maipo	SIC	1.019
43	Infraestructura Energética Mejillones U1	E-CL	Térmica	375	jun-2018	II	Mejillones	SIC	1.000
44	Central Hidroeléctrica Los Cóndores	Endesa	Hidro	150	dic-2018	VII	San Clemente	SIC	660
45	Atacama I	Abengoa	Solar	100	feb-2016	II	María Elena	SING	200
46	Finis Terrae (ex Crucero Oeste) - Etapa 2	Enel Green Power	Solar	65	mar-2016	II	María Elena	SING	142
46	Finis Terrae (ex Crucero Oeste) - Etapa 3	Enel Green Power	Solar	20	abr-2016	II	María Elena	SING	44
47	Pampa Camarones Etapa 1	E-CL	Solar	6	abr-2016	XV	Arica / Camarones	SING	12
48	Cochrane U1	AES Gener	Térmica	236	may-2016	II	Mejillones	SING	650
48	Cochrane U2	AES Gener	Térmica	236	oct-2016	II	Mejillones	SING	650
49	Bolero (ex-Laberinto) - Etapa I	EDF	Solar	42	may-2016	II	Sierra Gorda	SING	160
49	Bolero (ex-Laberinto) - Etapa II	EDF	Solar	42	jun-2016	II	Sierra Gorda	SING	101
49	Bolero (ex-Laberinto) - Etapa III	EDF	Solar	21	ago-2016	II	Sierra Gorda	SING	50
49	Bolero (ex-Laberinto) - Etapa IV	EDF	Solar	41	oct-2016	II	Sierra Gorda	SING	99
50	Fotovoltaico San Pedro IV (Pular)	RUN Capital	Solar	30	sep-2016	II	Calama	SING	105
51	Fotovoltaico San Pedro I (Paruma)	RUN Capital	Solar	17	oct-2016	II	Calama	SING	59
52	Kelar	BHP Billiton	Térmica	517	oct-2016	II	Mejillones	SING	400
53	Parque Eólico Sierra Gorda Este	Enel Green Power	Eólica	112	oct-2016	II	Sierra Gorda	SING	215
54	Planta Solar fotovoltaica Doña Carmen	IMELSA	Solar	40	oct-2016	V	La Ligua	SIC	67
55	Concentración Solar Cerro Dominador	Abengoa	Solar	110	feb-2017	II	María Elena	SING	1.100
56	Cerro Pabellón - Unidad I	Enel Green Power/Enap	Otros ERNC	20	mar-2017	II	Ollague	SING	120
56	Cerro Pabellón - Unidad II	Enel Green Power/Enap	Otros ERNC	20	mar-2018	II	Ollague	SING	120
				4.032					11.166

Fuente ²⁷

4. RESULTADOS

4.1. CÁLCULOS PREVIOS

Considerando que la planta a estudiar debe cumplir con los requisitos de potencia nominal instalada de 25 [MW], aporte solar mayor al 25%, debe contar con almacenamiento de energía y una fuente de energía de respaldo, se tiene que estimar la superficie que requiere una instalación de este tipo. Para obtener dicho valor, se buscó en todo el mundo plantas solares térmicas de similares características en cuanto la capacidad, imponiendo un rango entre 20 a 50 [MW] de potencia y que estuvieran operando actualmente. Dicha búsqueda se hizo para plantas con concentradores tipo cilindro parabólicos y central de torre.

Para realizar lo anterior, se usaron distintas fuentes que están disponibles en línea. Dentro de ellas CSP World^{29 30}, National Renewable Energy Laboratory³¹ y CSP Today³². De estas fuentes, se encontró información de 36 plantas de colectores cilindro parabólicos que están operando hasta el presente año, recopilando la siguiente información:

- Datos de la Planta: Nombre, ubicación, empresa a la que pertenece
- Potencia de la planta [MW]
- Radiación directa diaria promedio recibida por los colectores [kWh/m²/día]
- Generación promedio anual [GWh]
- Colectores: Área unitaria [m²] y área total de todos los colectores [km²] (campo de colectores), cantidad, número de montajes de colectores (SCA), largo de SCA [m], número de circuitos y número de SCA por circuito
- Superficie de la planta [km²]
- Tubos: Cantidad, tipo de tubos
- Fluido de transferencia de calor: Temperatura de entrada y temperatura de salida del campo de colectores
- Turbina: Tipo, presión de trabajo
- Método de enfriamiento
- Sistema de almacenamiento de energía
- Tipo de combustible de respaldo
- Costo aproximado de la planta

²⁹ CSP World. [En línea] 2016. [Citado el: 17 de abril de 2016] <cspworld.org/guide>

³⁰ CSP World. [En línea] 2016. [Citado el: 17 de abril de 2016] <cspworld.org/cspworldmap>

³¹ NREL (National Renewable Energy Laboratory) [En línea] 2016. [Citado el: 17 de abril de 2016]

<http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/by_technology.cfm>

³² CSP Today. [En línea] 2016. [Citado el: 17 de abril de 2016] <<http://www.trec-uk.org.uk/images/CSPTodayWorldMap2011.pdf>>

Resumidamente, esto se puede ver en la Tabla 4.1 En estas tablas se puede verificar que las tecnologías de centrales de colectores cilindro-parabólicos y planta de torre central cuentan con experiencia y funcionamiento en países como España y Estados Unidos. Esta información permite comparar la situación de Chile respecto a las plantas extranjeras, tomando como punto de referencia la radiación directa que incide sobre las localidades de las centrales.

Posteriormente, se hizo nuevamente una tabla, donde se consideró la potencia de la planta, superficie de la planta y área de colectores. Con ello, se calculó el área de planta y de colectores por Megawatt [km^2/MW]. Luego se calculó el área de planta/MW promedio, considerando que solo se contaba con los datos de 21 plantas para este punto. Lo mismo se realizó para el área de colectores/MW, considerando los datos de 28 plantas que contaban con la información pertinente (ver Tabla 4.2). Calcular los valores previamente mencionados permitió calcular la superficie de planta y de colectores por Megawatt utilizados en las plantas construidas y que están en funcionamiento, lo que facilita el cálculo el área para la planta y del campo de colectores que se quiere diseñar en este trabajo.

Ya que la potencia de la planta corresponde 25 [MW], se evaluó cada área/MW respectiva multiplicándola por 25, estimando de esta manera tanto la superficie del campo de colectores como el área de una planta de 25 [MW] con colectores cilindro parabólicos. Esta estimación se puede ver en la siguiente tabla.

Tabla 4.1 Datos de plantas CSP en el Mundo con potencias entre 20 a 50 [MW]

Nombre	Ubicación	Empresa	Potencia [MW]	Radiación Directa Normal [KWh/m2/día]	Generación promedio anual [GWh]	Superficie de la planta [km2]	Área de colectores [km2]	Número de colectores	Número de montaje de colectores (SCA)	Número de circuitos	Número de SCA por circuito	Largo SCA [m]	Área de colector [m2]
La Risca	Alvarado, Badajoz, España	Acciona Energy/ Mitsubishi	50,0	5,96	102	1,35	0,35285	-	768	96	8	-	-
SEGS I Solar Power Station USA	Dagget, Estados Unidos	Cogentrix	13,8	7,47	-	0,39	0,08296	-	-	-	-	-	-
SEGS II Solar Power Station USA	Dagget, Estados Unidos	Cogentrix	30,0	7,47	-	0,63	0,23500	-	-	-	-	-	244
Aïn Beni Mathar ISCC	Aïn Beni Mathar, Marruecos	Abener	20,0	-	55	-	0,18302	-	224	56	4	150	-
Hassi R'mel ISCC	Hassi R'mel, Argelia	Abengoa	25,0	-	-	-	0,18386	-	224	56	4	150	-
Kuraymat ISCC	Kuraymat, Egipto	NREA	20,0	6,41	34	-	0,13080	1920	160	40	4	150	-
Termosolar Borges	Borges, España	Abantia	22,5	-	98	-	0,18312	2688	336	56	6	96	-
Andasol 1	Aledeire y la Calahora, España	Cobra	50,0	6,03	170	2,00	0,51000	7488	624	156	4	150	-

Fuente ^{29 30 31 32}

Continuación Tabla 4.1

Número de tubos	Tipo de tubo	Fluido de transferencia de calor- (HTF)	Temperatura de HTF input [°C]	Temperatura de HTF output [°C]	Tipo de turbina	Presión de turbina [bar]	Eficiencia turbina [%]	Enfriamiento	Sistema de almacenamiento de energía	Horas de almacenamiento de energía	Tipo de combustible respaldo	Costo de la planta [USD]
18432	-	Aceite sintético (óxido de bifenilo/ difenil)	293	393	Siemens SST700	100	-	Húmedo	No	No	Gas natural	236000000
-	-	Aceite sintético (Therminol)	-	307	MHI regenerative	40	31,50	-	2 tanques	3,00	Gas natural	-
-	-	Aceite sintético (Therminol)	-	316	MHI regenerative	40	29,40	-	-	-	Gas natural	-
8064	Schott PTR70	Aceite sintético (Therminol VP-1)	-	393	Turbina de vapor	-	-	Seco	-	-	Gas natural	400000000
-	Schott PTR70	Aceite sintético (Therminol VP-1)	293	393	Siemens SST900	-	-	Seco	-	-	-	315000000
-	Schott PTR70	Aceite sintético (Therminol VP-1)	293	393	Siemens SST900	-	-	Húmedo	-	-	-	340000000
8064	Siemens UVAC2010	Dowtherm A	293	393	MAN Diesel & Turbo MARC 6-R05	-	37,00	Húmedo	No	No	Gas natural/ Biomasa	153000000
22464	Schott PTR70 Solel UVAC2008	Dowtherm A	293	393	Siemens SST700	100	38,10	Húmedo	2 tanques-sales fundidas	7,50	Gas natural (máx. 12%)	310000000

Continuación Tabla 4.1

Nombre	Ubicación	Empresa	Potencia [MW]	Radiación Directa Normal [KWh/m2/día]	Generación promedio anual [GWh]	Superficie de la planta [km2]	Área de colectores [km2]	Número de colectores	Número de montaje de colectores (SCA)	Número de circuitos	Número de SCA por circuito	Largo SCA [m]	Área de colector [m2]
Arcosol 1	Cádiz, España	Torresol Energy	50,0	5,75	170	2,30	0,51012	-	624	156	4	-	-
Arenales	Morón de La Frontera, España	OHL	50,0	-	170	2,20	0,51012	-	936	156	6	96	-
Aste 1ª	Ciudad Real, España	Aries	50,0	-	170	1,80	0,51012	7488	624	156	4	150	-
Astexol	Badajoz, España	Aries	50,0	5,62	170	1,60	0,51012	7488	624	156	4	150	-
Cáceres	Cáceres, España	Cobra	50,0	-	170	2,00	0,51012	7488	624	156	4	144	-
Casablanca	Cáceres, España	Cobra	50,0	-	170	2,00	0,51012	7488	624	156	4	144	-
Enerstar Villena	Villena, España	FCC Energía	50,0	-	100	2,14	0,33951	5040	420	105	4	-	-

Continuación Tabla 4.1

Número de tubos	Tipo de tubo	Fluido de transferencia de calor (HTF)	Temperatura de HTF input [°C]	Temperatura de HTF output [°C]	Tipo de turbina	Presión de turbina [bar]	Eficiencia turbina [%]	Enfriamiento	Sistema de almacenamiento de energía	Horas de almacenamiento de energía	Tipo de combustible respaldo	Costo de la planta [USD]
-	-	Aceite sintético (óxido de bifenilo/ difenil)	293	393	Turbina de vapor	100	38,10	Húmedo	2 tanques-sales fundidas	7,50	Gas natural (máx. 15%)	320000000
22464	Siemens UVAC2010	-	293	393	GE	-	-	Húmedo	2 tanques-sales fundidas	7,00	Gas natural (máx. 15%)	313500000
22464	Siemens UVAC2010	Dowtherm A	293	393	Turbina de vapor	100	-	Húmedo	2 tanques-sales fundidas	8,00	Gas natural (máx. 15%)	-
-	-	-	293	393	GE	100	-	Húmedo	2 tanques-sales fundidas	7,50	Gas natural (máx. 15%)	275000000
22464	Solel UVAC2008	Aceite sintético (óxido de bifenilo/ difenil)	293	393	Siemens SST700	100	38,10	Húmedo	2 tanques-sales fundidas	7,50	Gas natural (máx. 15%)	-
22464	Solel UVAC2008	-	293	390	Siemens SST700	100	38,10	Húmedo	2 tanques-sales fundidas	7,50	Gas natural (máx. 15%)	-
-	Schott PTR70	Aceite sintético (óxido de bifenilo/ difenil)	293	393	MAN Diesel & Turbo - dual casing reheat turbine	100	-	Húmedo	No	No	Gas natural (máx. 15%)	225000000

Continuación Tabla 4.1

Nombre	Ubicación	Empresa	Potencia [MW]	Radiación Directa Normal [KWh/m2/día]	Generación promedio anual [GWh]	Superficie de la planta [km2]	Área de colectores [km2]	Número de colectores	Número de montaje de colectores (SCA)	Número de circuitos	Número de SCA por circuito	Largo SCA [m]	Área de colector [m2]
Extresol 1	Badajoz, España	Cobra	50,0	5,96	170	2,00	0,51012	7488	624	156	4	144	-
Godawari Green Energy	Pokaran Tehsil, India	Hira Group	50,0	-	118	1,50	0,39400	5760	480	120	4	144	-
Guzman (Termosolar Soluz Guzman)	Córdoba, España	FCC/Metsui	50,0	-	100	2,00	0,31000	4632	386	96	4	150	-
Helioenergy 1	Ecija, España	Abengoa Solar	50,0	-	100	1,10	0,30000	4320	360	90	4	150	-
Helios 1	Ciudad Real, España	Abengoa Solar	50,0	6,07	100	1,10	0,30000	4320	360	90	4	150	-
Ibersol Puertollano	Puertollano, España	IDEA	50,0	5,65	100	1,50	0,28700	4236	353	88	4	-	-
La Africana	Córdoba, España	Grupo Ortiz	50,0	5,34	170	2,52	0,55000	8064	672	168	4	150	-

Continuación Tabla 4.1

Número de tubos	Tipo de tubo	Fluido de transferencia de calor (HTF)	Temperatura de HTF input [°C]	Temperatura de HTF output [°C]	Tipo de turbina	Presión de turbina [bar]	Eficiencia turbina [%]	Enfriamiento	Sistema de almacenamiento de energía	Horas de almacenamiento de energía	Tipo de combustible respaldo	Costo de la planta [USD]
22464	Schott PTR70	Dowtherm A	293	393	Siemens SST700	100	38,10	Húmedo	2 tanques-sales fundidas	7,50	Gas natural (máx.15%)	-
-	Schott PTR70	Dowtherm A	293	390	Siemens SST700	-	-	Húmedo	No	No	-	-
13824	Schott PTR70	Dowtherm A	293	393	MAN Diesel & Turbo Dual casing reheat turbine	100	-	Húmedo	No	No	Gas natural (máx.15%)	272000000
-	Schott PTR70	Therminol VP1	293	393	Siemens SST700	100	-	Húmedo	No	No	-	240000000
12960	Schott PTR70	Therminol VP1	293	393	Siemens SST700	100	-	Húmedo	No	No	Gas natural (máx.15%)	215000000
12672	Schott PTR70 Solel UVAC2008	Dowtherm A	304	391	Siemens	100	-	Húmedo	No	No	Gas natural (máx.15%)	200000000
-	Schott PTR70	Aceite sintético (óxido de bifenilo/ difenil)	293	393	Turbina de vapor	-	-	Húmedo	2 tanques-sales fundidas	7,50	Gas natural (máx.15%)	438119821

Continuación Tabla 4.1

Nombre	Ubicación	Empresa	Potencia [MW]	Radiación Directa Normal [KWh/m2/día]	Generación promedio anual [GWh]	Superficie de la planta [km2]	Área de colectores [km2]	Número de colectores	Número de montaje de colectores (SCA)	Número de circuitos	Número de SCA por circuito	Largo SCA [m]	Área de colector [m2]
La Dehesa	Badajoz, España	Renovables SAMCA	50,0	-	170	2,20	0,55275	8064	672	168	4	150	-
La Florida	Badajoz, España	Renovables SAMCA	50,0	-	170	2,00	0,55275	8064	672	168	4	150	-
Lebrija 1	Lebrija, España	Siemens	50,0	-	100	-	0,41202	-	756	-	-	-	-
Majadas	Cáceres, España	Acciona Energía	50,0	-	100	-	-	-	792	-	-	-	-
Manchasol 1	Ciudad Real, España	Cobra	50,0	-	170	-	0,51000	-	624	-	-	-	-
Morón	Morón de La Frontera, España	Iberecoica	50,0	-	100	-	-	-	-	-	-	-	-
Olivenza 1	Badajoz, España	Iberecoica	50,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Orellana	Badajoz, España	Acciona Energía	50,0	-	100	-	-	-	-	-	-	-	-
Palma del Río I	Córdoba, España	Acciona Energía	50,0	-	100	-	0,40300	-	-	-	-	-	-
Solaben 1	Cáceres, España	Abengoa Solar	50,0	-	100	-	-	-	-	-	-	-	-
Solacor 1	Córdoba, España	Abengoa Solar	50,0	-	100	-	-	-	-	-	-	-	-

Continuación Tabla 4.1

Número de tubos	Tipo de tubo	Fluido de transferencia de calor (HTF)	Temperatura de HTF input [°C]	Temperatura de HTF output [°C]	Tipo de turbina	Presión de turbina [bar]	Eficiencia turbina [%]	Enfriamiento	Sistema de almacenamiento de energía	Horas de almacenamiento de energía	Tipo de combustible respaldo	Costo de la planta [USD]
-	Schott PTR70	Aceite sintético (óxido de bifenilo/ difenil)	298	393	Siemens SST700	100	38,13	Húmedo	2 tanques-sales fundidas	7,50	Gas natural (máx.15%)	-
-	Schott PTR70	Dowtherm A	298	393	Siemens SST700	100	38,13	Húmedo	2 tanques-sales fundidas	7,50	Gas natural (máx.15%)	-
-	Siemens UVAC2010	Therminol VP1	295	395	Siemens SST700	-	-	Húmedo	No	No	Gas natural (máx.15%)	-
-	Schott PTR70	Dowtherm A	-	-	GE	-	-	Húmedo	No	No	Gas natural (máx.15%)	237000000
-	Schott PTR70	Dowtherm A	293	393	Siemens SST700	-	-	Húmedo	2 tanques-sales fundidas	7,50	Gas natural (máx.15%)	300000000
-	Siemens UVAC2010	-	293	393	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	Aceite sintético (óxido de bifenilo/ difenil)	-	-	GE	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Continuación Tabla 4.1

Nombre	Ubicación	Empresa	Potencia [MW]	Radiación Directa Normal [KWh/m2/día]	Generación promedio anual [GWh]	Superficie de la planta [km2]	Área de colectores [km2]	Número de colectores	Número de montaje de colectores (SCA)	Número de circuitos	Número de SCA por circuito	Largo SCA [m]	Área de colector [m2]
Solnova 1	Sanlúcar La Mayor, España	Abengoa Solar	50,0	-	100	-	-	-	-	-	-	-	-
Termesol 50	Cádiz, España	Torresol Energy	50,0	5,75	170	-	-	-	624	156	4	-	-
Termosol 1	Badajoz, España	NextEra Energy	50,0	-	170	2,00	0,52320	-	640	-	-	-	-

Continuación Tabla 4.1

Número de tubos	Tipo de tubo	Fluido de transferencia de calor (HTF)	Temperatura de HTF input [°C]	Temperatura de HTF output [°C]	Tipo de turbina	Presión de turbina [bar]	Eficiencia turbina [%]	Enfriamiento	Sistema de almacenamiento de energía	Horas de almacenamiento de energía	Tipo de combustible respaldo	Costo de la planta [USD]
-	Schott PTR70	Therminol VP1	293	393	Siemens SST700	-	-	-	-	-	-	-
-	-	Aceite sintético (óxido de bifenilo/ difenil)	-	-	-	100	38,10	-	2 tanques-sales fundidas	7,50	-	-
-	-	Therminol VP1	293	393	Turbina de vapor	-	-	Húmedo	2 tanques-sales fundidas	9,00	Gas natural (máx.15%)	-

Tabla 4.2 Cálculo de área de campo de colectores y de la planta por Megawatt para central CSP

Nombre	Potencia [MW]	Superficie de la planta [km ²]	Superficie planta [km ² /MW]	Área de colectores [km ²]	Área de colectores [km ² /MW]
La Risca	50,0	1,35	0,02700	0,35285	0,00706
SEGS I Solar Power Station USA	13,8	0,39	0,02826	0,08296	0,00601
SEGS II Solar Power Station USA	30,0	0,63	0,02100	0,23500	0,00783
Aïn Beni Mathar ISCC	20,0	-	-	0,18302	0,00915
Hassi R'mel ISCC	25,0	-	-	0,18386	0,00735
Kuraymat ISCC	20,0	-	-	0,13080	0,00654
Termosolar Borges	22,5	-	-	0,18312	0,00814
Andasol 1	50,0	2,00	0,04000	0,51000	0,01020
Arcosol 1	50,0	2,30	0,04600	0,51012	0,01020
Arenales	50,0	2,20	0,04400	0,51012	0,01020
Aste 1 ^a	50,0	1,80	0,03600	0,51012	0,01020
Astexol	50,0	1,60	0,03200	0,51012	0,01020
Cáceres	50,0	2,00	0,04000	0,51012	0,01020
Casablanca	50,0	2,00	0,04000	0,51012	0,01020
Enerstar Villena	50,0	2,14	0,04280	0,33951	0,00679
Extresol 1	50,0	2,00	0,04000	0,51012	0,01020
Godawari Green Energy	50,0	1,50	0,03000	0,39400	0,00788
Guzman (Termosolar Soluz Guzman)	50,0	2,00	0,04000	0,31000	0,00620
Helioenergy 1	50,0	1,10	0,02200	0,30000	0,00600
Helios 1	50,0	1,10	0,02200	0,30000	0,00600
Ibersol Puertollano	50,0	1,50	0,03000	0,28700	0,00574
La Africana	50,0	2,52	0,05040	0,55000	0,01100
La Dehesa	50,0	2,20	0,04400	0,55275	0,01106
La Florida	50,0	2,00	0,04000	0,55275	0,01106
Lebrija 1	50,0	-	-	0,41202	0,00824
Manchasol 1	50,0	-	-	0,51000	0,01020
Palma del Río I	50,0	-	-	0,40300	0,00806
Termosol 1	50,0	2,00	0,04000	0,52320	0,01046
PROMEDIO			0,03597		0,00866

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4.3 Estimación de área de campo de colectores y de planta para central tipo CSP de 25 [MW]

Planta de colectores cilindro parabólicos de 25 [MW]	
Parámetro	Valor
Potencia [MW]	25,00000
Superficie de planta [km ²]	0,89936
Área de colectores [km ²]	0,21642
Superficie de planta [m ²]	899.358,17805
Área de colectores [m ²]	216.417,24482

Fuente: Elaboración propia

De la misma manera se trabajó para la obtención de datos de las plantas de tipo torre, consiguiendo los antecedentes para siete plantas de este tipo en todo el mundo con el mismo rango de potencias mencionado en el primer párrafo. De esto se reunió la información de:

- Planta: Nombre, ubicación, empresa a la que pertenece,
- Potencia de la planta
- Potencia de la planta [MW]
- Radiación directa diaria promedio recibida por los colectores [kWh/m²/día]
- Generación promedio anual [GWh]
- Superficie de la planta [km²]
- Área de campo de helióstatos [km²]
- Número de helióstatos
- Área unitaria de helióstato [m²]
- Altura de la torre [m]
- Fluido de transferencia de calor: Temperatura de entrada y temperatura de salida del campo de colectores
- Tipo de turbina
- Método de enfriamiento
- Sistema de almacenamiento de energía
- Horas de almacenamiento de energía
- Tipo de combustible de respaldo
- Costo aproximado de la planta

Lo previamente indicado se resume en la Tabla 4.4

Tabla 4.4 Datos de centrales tipo torre en el Mundo con potencias entre 20 a 50 [MW]

Nombre	Ubicación	Empresa	Potencia [MW]	Radiación Directa Normal [KWh/m ² /día]	Generación promedio anual [GWh]	Tipo de Planta	Superficie de la planta [km ²]	Área de helióstatos [km ²]	Número de helióstatos	Área de helióstato [m ²]
Coalinga	California, Estados Unidos	Chevron	29,0	-	-	-	0,40	0,19400	3822	51
Gemasolar	Sevilla, España	Torresol	20,0	5,95	110	Radial	1,95	0,30475	2650	110
PS20	Sanlúcar La Mayor, España	Abengoa Solar	20,0	-	-	Lineal, Torre en Campo Norte	0,90	0,15000	1255	120
PS10	Solúcar La Mayor, España	Abengoa Solar	11,0	-	24	-	-	-	-	-
BrightSource SEDC	Rotem, Israel	BrightSource Energy	6,0	-	-	-	-	-	-	-
Sierra Sun Tower	Lancaster, Estados Unidos	eSolar	5,0	7,20	-	-	-	0,02767	24360	1,1
Solugas	Solúcar La Mayor, España	Abengoa Solar	4,6	-	-	-	-	-	-	-

Fuente ^{29 30 31 32}

Continuación Tabla 4.4

Altura de torre [m]	Fluido de transferencia de calor (HTF)	Temperatura de HTF input [°C]	Temperatura de HTF output [°C]	Tipo de turbina	Presión de turbina [bar]	Enfriamiento	Sistema de almacenamiento de energía	Horas de almacenamiento de energía	Tipo de combustible respaldo	Costo de la planta [USD]
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
140	Sales fundidas (Nitrato de potasio y sodio)	290	565	Siemens SST600	-	Húmedo	2 tanques-sales fundidas	15,00	Gas natural	244000000
165	Agua	-	-	Franco Tosi - Dual Casing Turbine	-	Húmedo	Vapor Saturado	1,00	Gas natural	-
-	Agua	-	-	GE	-	-	Vapor Saturado	0,50	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	Agua	218	440	Turbina de vapor	-	Húmedo	No	No	-	-
-	Aire	-	800	Tubomach Mercury 50TM (Ciclo de Brayton)	-	-	No	No	-	-

Al igual que los colectores cilindro parabólicos, se reunió la información de la potencia de la planta, superficie de la planta y área de colectores, consiguiendo los datos de 3 y 4 plantas de tipo torre respectivamente (ver Tabla 4.5). Igualmente, se multiplicó por 25 cada superficie, consiguiendo los valores que se observan en la Tabla 4.6.

Tabla 4.5 Cálculo de área de campo de heliostatos y de la planta por Megawatt para central tipo torre

Nombre	Potencia [MW]	Superficie de la planta [km ²]	Superficie planta [km ² /MW]	Área de heliostatos [km ²]	Área de heliostatos [km ² /MW]
Coalinga	29,0	0,40	0,01379	0,19400	0,00669
Gemasolar	20,0	1,95	0,09750	0,30475	0,01524
PS20	20,0	0,90	0,04500	0,15000	0,00750
Sierra SunTower	5,0	-	-	0,02767	0,00553
PROMEDIO			0,05210		0,00874

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4.6 Estimación de área de campo de heliostatos y de planta para central tipo torre de 25 [MW]

Planta tipo torre de 25 [MW]	
Parámetro	Valor
Potencia [MW]	25,00000
Superficie de planta [km ²]	1,30244
Área de heliostatos [km ²]	0,21851
Superficie de planta [m ²]	1.302.442,52874
Área de heliostatos [m ²]	218.507,21983

Fuente: Elaboración propia

La estimación de áreas para ambos tipos de centrales se resume en la Tabla 4.7.

Tabla 4.7 Resumen estimación de áreas para planta de 25 [MW]

Tipo de central	Área Campo de colectores [km ²]	Área Campo de colectores [m ²]	Superficie planta [km ²]	Superficie planta [m ²]
CSP	0,22	220.000	0,9	900.000
Tipo torre	0,22	220.000	1,3	1.300.000

Fuente: Elaboración propia

Por lo tanto, con lo calculado preliminarmente, se impuso un área de planta de 1.350.000 [m²] o de 1,35 [km²] para la planta a diseñar.

4.2. PRESELECCIÓN DE LOCALIDADES

4.2.1. RECURSO SOLAR

En primera instancia, se obtuvieron reportes Explorador Solar 3 del Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile ³³ disponible en Internet, el cual cuenta con información de la radiación solar incidente promedio en unidades de [kWh/m²/día] (un periodo de simulación desde el año 2004 al 2015) en cualquier localización de Chile y con una resolución espacial de 90 metros.

Además, para encontrar las ubicaciones mostradas por el explorador con mayor precisión, se utilizó el programa Google Earth Pro.

En esta etapa, se indagó en el Explorador solar las zonas que poseen mayor radiación directa normal ubicando el cursor del computador en el mapa de acuerdo a las zonas que mostraban mayor radiación, en donde se pudo identificar que según una gama de colores (como se ve en la Figura 4.1) entre azul y rojo, donde el primero equivale a radiación más baja y el segundo a radiación más alta. Considerando esto, se toman los datos de las coordenadas geográficas correspondientes a las zonas con mayor radiación y junto con ello se extrae un informe solar que adjunta diversos parámetros que influyen en la intensidad de radiación y en el emplazamiento de una planta solar.

Los parámetros a considerar en el estudio del recurso solar son:

- **Radiación Solar:** Los datos corresponden a la radiación global horizontal e inclinado, directa normal promedio y radiación difusa promedio anual en unidades de [kWh/m²/día].
- **Nubosidad:** La nubosidad es el componente de la atmósfera que interfiere mayormente en la radiación incidente. El explorador presenta la frecuencia de nubosidad, es decir, la cantidad de tiempo en el que permanecen las nubes en un lugar determinado.
- **Sombras topográficas:** Dichas sombras proyectadas son los obstáculos topográficos en el entorno de sitio. Estos datos se consiguieron en base a imágenes de altura del terreno de 90 metros de resolución y la topografía

³³ DEPARTAMENTO DE GEOFÍSICA DE LA UNIVERSIDAD DE CHILE, MINISTERIO DE ENERGÍA. Explorador Solar 3. [En línea] 2016. [Citado el: 13 de marzo de 2016.] <<http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar3>>.

dentro de un radio de 180 [km]. Cabe mencionar que los datos corresponden al porcentaje de sombra por hora y mensual para el mismo rango de tiempo de las mediciones anteriores.

- **Temperatura:** Los datos de temperatura disponibles en el Explorador Solar, se extrajeron de los resultados de simulaciones en todo el territorio de Chile con resolución espacial de 1 [km]. La temperatura se mide en Celsius.
- **Viento:** La velocidad del viento afecta al enfriamiento y precisión del seguimiento de los colectores dentro de una planta solar. La velocidad se mide en [m/s].

4.2.1.1. Región de Antofagasta

La primera imagen que se visualizó fue la de la radiación solar directa promedio diaria de la región de Antofagasta en su totalidad para tener un panorama sobre las zonas con mayor intensidad de radiación y de esta forma, explorar en aquellas zonas que pueden ser propicias para el estudio. Visualmente, la intensidad de radiación se ve considerando la información dada por la leyenda de la Figura 4.1, donde el color azul indica una menor intensidad y el color rojo mayor intensidad

Tomando en cuenta lo previamente mencionado, se encontró, en primera instancia, que las más altas intensidades de radiación se ubican en las localidades de Tocopilla, Quillagua, Barriles, Gatico, Britania, San Pedro de Atacama, Zorras y Paposo, pero quedaron totalmente descartadas ya que presentan un relieve no apropiado para las necesidades de una planta solar térmica.

Seguidamente, se continuó buscando zonas propicias, seleccionando las localidades de Virginia, Tilomonte, Talabre, Ollagüe, Imilac y Cerro Paranal. De éstas, se tuvo información por localidad a través del Explorador Solar, tanto de las imágenes como de distintos parámetros, donde ésta última información se puede ver en Tabla 4.8.

De dicha tabla se puede concluir que las zonas que poseen mayor radiación directa normal son Imilac y Talabre, pero se debe verificar si estas localidades poseen un relieve adecuado para situar una planta solar, lo cual se comprobará en el siguiente capítulo.

Por otra parte, se observa que las zonas que presentan menor nubosidad son las de Virginia y Cerro Paranal.

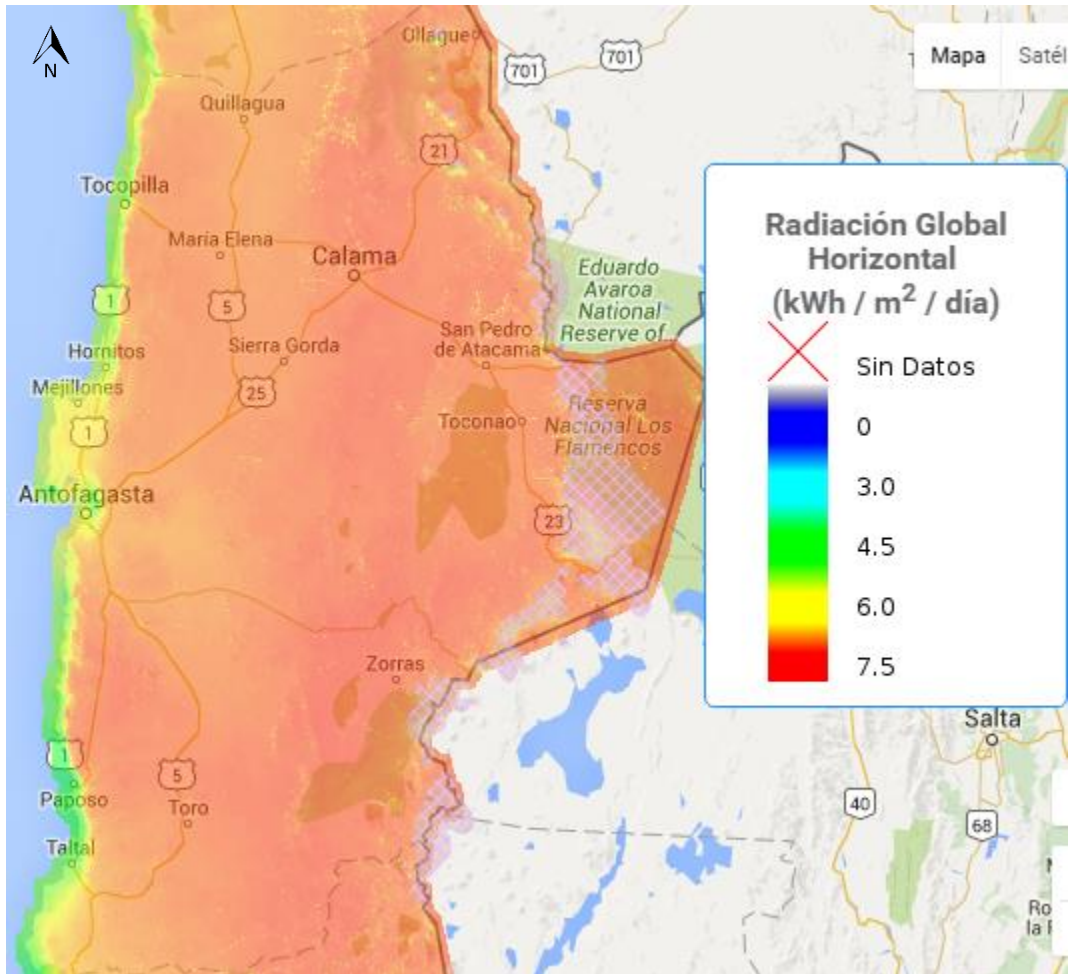


Figura 4.1 Radiación solar directa de la Región de Antofagasta ((20°56' y 26°05' de latitud sur y desde los 67°00' longitud oeste)

Fuente ³³

Tabla 4.8 Cuadro resumen de las localidades con mayor radiación de la Región de Antofagasta

Región de Antofagasta							
Característica	Medición	Virginia	Tilomonte	Talabre	Ollagüe	Imilac	Cerro Paranal
Ubicación	Latitud	-25,3093 °S	-23,8255 °S	-23,3044°S	-21,2715°S	-24,2179°S	-24,6261°S
	Longitud	-69,7522 °O	-68,1042 °O	-67,8406°O	-68,2471°O	-68,8946°O	-70,2835°O
	Altura [m]	2073	2450	3611	3843	3315	2364
Radiación anual [kWh/m²/día]	Global horizontal	7,09	7,16	7,24	7,16	7,36	7,22
	Global inclinado	7,66	7,71	7,79	7,65	7,93	7,77
	Directa normal	10,41	10,51	10,70	10,29	10,98	10,50
	Difusa	0,6	0,53	0,49	0,52	0,49	0,59
Topografía circundante	Altitud [msnm]	2074	2454	3613	3852	3305	2362
	Fracción de horas con sombra [%]	2,00	4,00	4,00	7,00	5,00	4,00
Nubosidad	Promedio anual [%]	2,60	3,80	7,00	7,60	3,20	2,10
Temperatura	Promedio anual [°C]	13,90	12,90	4,70	5,80	6,40	11,20
Viento	Promedio anual [m/s]	7,10	4,60	5,00	5,70	5,30	5,40

Fuente: Elaboración propia

4.2.1.2. Región de Atacama

Para esta región se realizó el mismo procedimiento que para la Región de Antofagasta, por lo que no se darán detalles de cómo se consiguieron los datos.

La siguiente Figura 4.2, muestra la intensidad de radiación en toda la región, lo cual da un panorama del potencial solar en los distintos sitios.

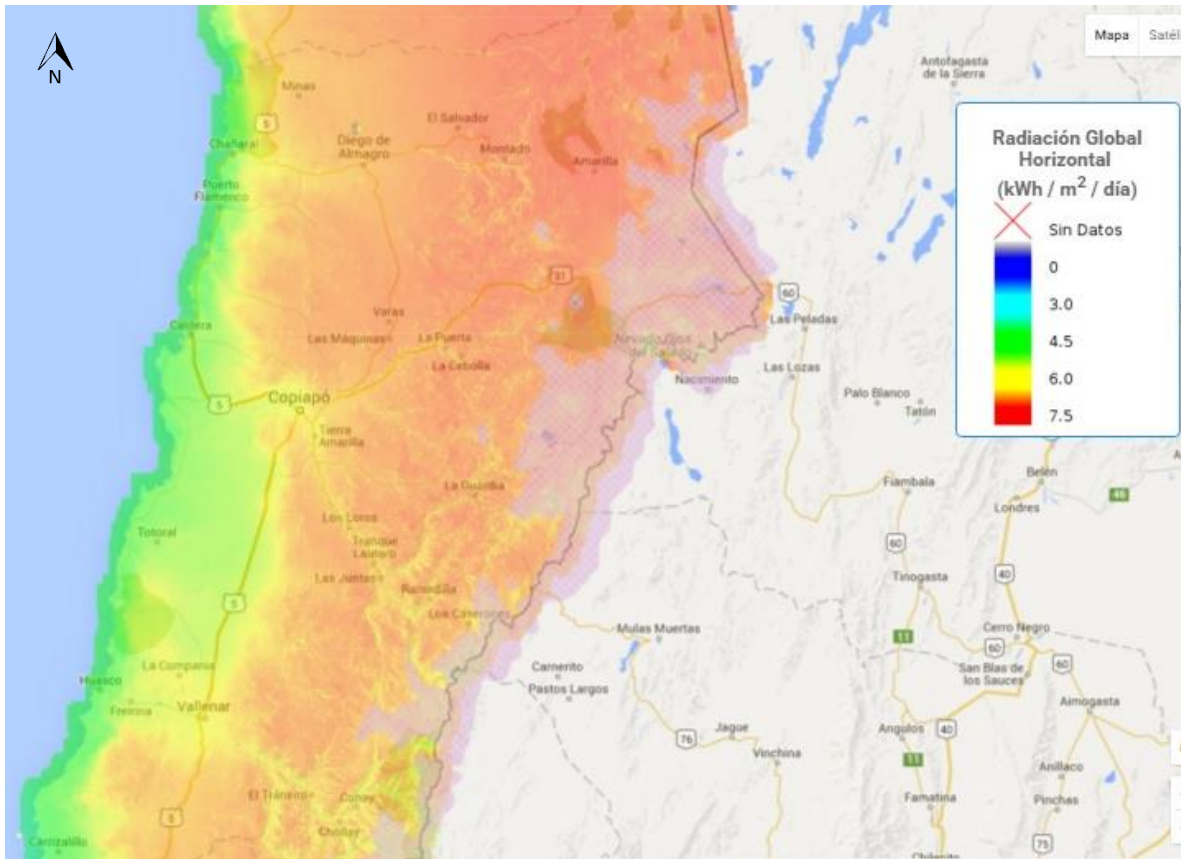


Figura 4.2 Intensidad de radiación en la Región de Atacama (coordenadas 25°17' y 29°30' de latitud sur y desde los 68°17' longitud oeste hacia el Pacífico)

Fuente ³³

En esta región, las localidades que presentan mayor intensidad de radiación junto con la información relevante para cada una se muestra en la Tabla 4.9. Ésta muestra que en el Noreste del Salvador y Noroeste de la Laguna de Colorados se encuentra la mayor intensidad de radiación. Por otra parte, las localidades que poseen menor nubosidad son las de Noreste del Salvador y el Sur de Las Tazas.

Tabla 4.9 Cuadro resumen de las localidades con mayor radiación de la Región de Atacama

Región de Atacama										
Característica	Medición	Amarilla	Montado	Palermo	Los Barros	El Bronce	Noreste Salvador	Noroeste Laguna de Colorados	Sur Las Tazas	Suroeste Catorcemil
Ubicación	Latitud	-26,2626°S	-26,3242°S	-28,8543°S	-29,0772°S	-28,4385°S	-26,2343°S	-25,6316°S	-26,8559°S	-26,9392°S
	Longitud	-68,9464°O	-69,2661°O	-71,0060°O	-71,0582°O	-70,2686°O	-69,0738°O	-68,9063°O	-70,3619°O	-69,8181°O
	Altura [m]	3785	3469	988	979	2061	3359	3652	1042	2039
Radiación anual [kWh/m²/día]	Global Horizontal	7,27	7,22	6,55	6,50	6,81	7,38	7,33	6,75	6,97
	Global Inclinado	7,91	7,85	7,17	7,12	7,47	8,07	7,97	7,36	7,61
	Directa Normal	10,98	10,72	9,25	9,11	9,85	11,32	11,10	9,64	10,26
	Difusa	0,48	0,50	0,72	0,74	0,60	0,44	0,46	0,68	0,60
Topografía circundante	Altitud [msnm]	3960	3464	987	983	2070	3361	3653	1043	2040
	Fracción de horas con sombra [%]	5,00	7,00	7,00	9,00	11,00	3,00	5,00	5,00	4,00
Nubosidad	Promedio anual [%]	4,80	5,10	5,30	5,70	4,80	2,40	4,10	3,70	3,80
Temperatura	Promedio anual [°C]	2,70	2,70	16,20	15,50	11,10	2,50	1,50	16,00	12,80
Viento	Promedio anual [m/s]	5,70	5,20	3,00	2,80	4,00	4,20	4,60	3,20	5,10

Fuente: Elaboración propia

4.2.1.3. Región de Coquimbo

La Cuarta Región de Coquimbo comprende las comunas de La Higuera al norte y Los Vilos y Salamanca al sur. Al igual que en la región de Antofagasta, se seleccionó en primera instancia las localidades de La Olla, Condoriaco, Morrillos, Chacay, Llahuín, Canela, Salamanca y Chillepín, sin embargo, éstas no contaban con superficies calificadas para el emplazamiento de una planta solar térmica.

De la misma manera que en las regiones anteriores, se tomaron en cuenta las mismas consideraciones y parámetros, dando como resultado la Tabla 4.10.

La siguiente Figura 4.3, muestra la intensidad de radiación en toda la región, lo cual da un panorama del potencial solar en las distintas zonas.

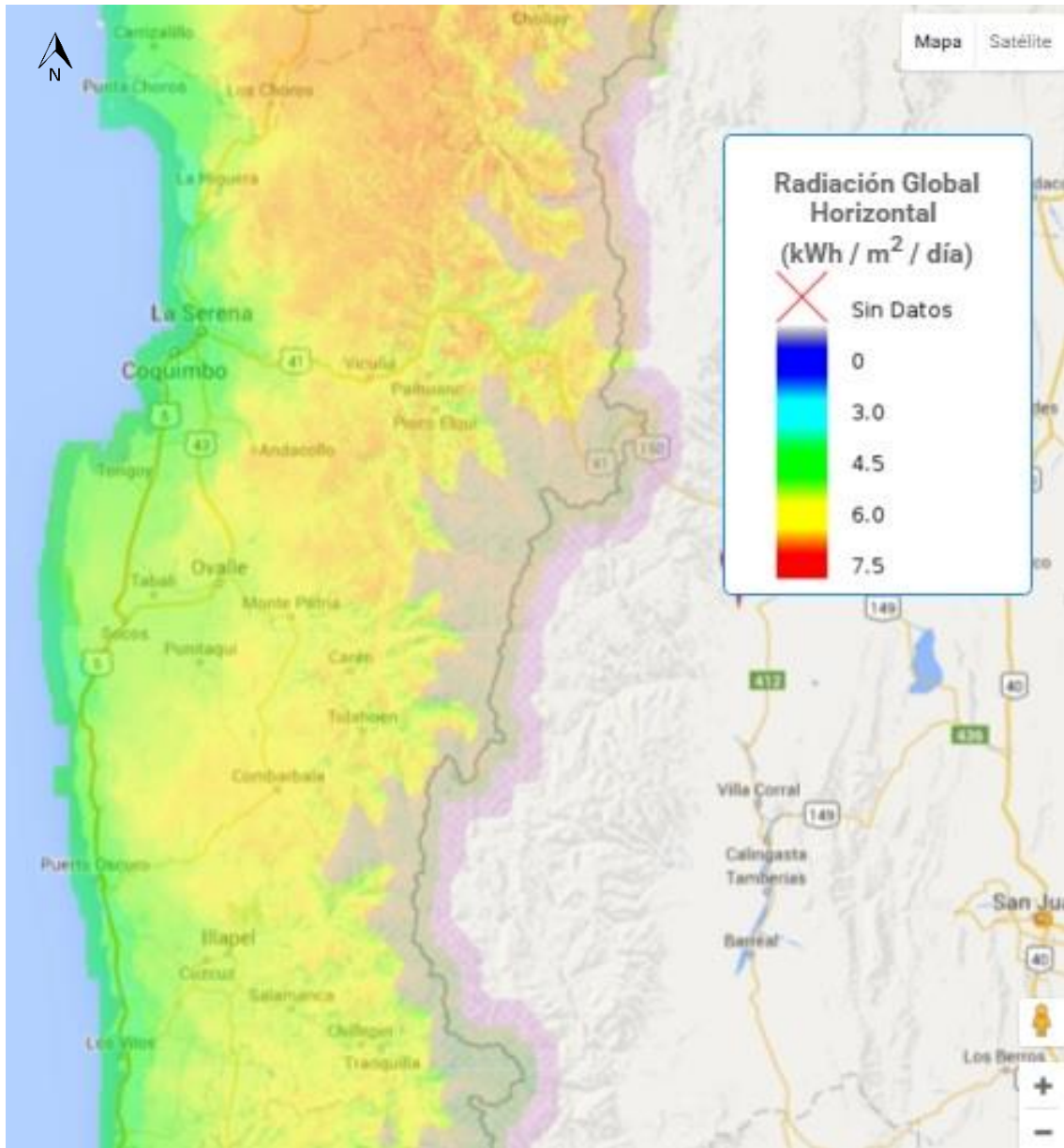


Figura 4.3 Radiación de la Cuarta Región de Coquimbo (29°20' y 32°15' de latitud sur y desde el meridiano 69°49' de longitud oeste)

Fuente ³³

Tabla 4.10 Cuadro resumen de las localidades con mayor radiación de la Región de Coquimbo

Región de Coquimbo											
Característica	Medición	Almirante La Torre	La Vinita	Las Breas	Guanto	Andacollo	Fundina	El Huacho	La Totorita	<small>Huentelauquén</small>	Sur San Julián
Ubicación	Latitud	-29,6299°S	-29,8147°S	-30,3760°S	-30,5906°S	-30,2472°S	-30,3836°S	-31,0759°S	-29,5520°S	-31,5526°S	-30,6666°S
	Longitud	-70,9573°O	-70,8361°O	-70,7256°O	-70,6524°O	-71,0870°O	-70,8398°O	-71,1832°O	-70,7059°O	-71,5519°O	-71,3438°O
	Altura [m]	1026	1306	2020	2724	1056	899	804	2211	51	260
Radiación anual [kWh/m²/día]	Global horizontal	6,46	6,39	6,31	6,47	6,53	6,18	6,16	6,71	4,70	5,49
	Global inclinado	7,11	7,05	6,95	7,11	7,01	6,81	6,80	7,38	5,19	6,01
	Directa Normal	9,24	8,87	8,70	9,27	9,12	8,50	8,70	9,67	5,93	7,33
	Difusa	0,74	0,71	0,69	0,64	0,74	0,77	0,78	0,62	1,02	0,92
Topografía Circundante	Altitud [msnm]	1027	1288	2006	2720	1058	919	802	2199	54	260
	Fración de horas con sombra [%]	6,00	14,00	16,00	11,00	5,00	12,00	6,00	11,00	2,00	2,00
Nubosidad	Promedio anual [%]	6,60	6,60	10,50	11,40	7,50	9,10	9,10	6,40	29,00	19,10
Temperatura	Promedio anual [°C]	14,00	13,80	10,20	6,30	13,60	15,30	13,70	10,60	13,70	14,60
Viento	Promedio anual [m/s]	3,10	3,20	3,60	3,60	2,30	3,30	2,00	4,20	3,30	1,90

Fuente: Elaboración propia

4.2.2. RELIEVE

Para determinar el relieve de la zona, primero se inspeccionó el terreno de cada localidad mediante la exploración satelital de imágenes usando el programa Google Earth Pro y de esta manera, verificar si cada zona está calificada para emplazar una planta solar térmica.

Junto con ello, se optó por conseguir los perfiles de elevación para cada zona con el objetivo de ver cómo varía el relieve a través de una línea dentro de un área establecida. Para esto, se estableció el siguiente método:

Ubicar el punto geográfico de acuerdo a las coordenadas encontradas en la búsqueda mediante el Explorador Solar por localidad

Con el área de planta calculada en capítulo 4.1, donde se obtuvo el valor de 1,35 [km²], se impuso explorar una zona de área cuadrada cuyas coordenadas geográficas se ubicarán en el centro del cuadrado, dando como resultado un cuadrado de lado 1,1162 [km]

Dado que el relieve no es uniforme en la zona cuadrada explorada, se decidió trazar dos rectas paralelas equidistantes de manera horizontal y vertical, para tener más precisión del comportamiento del relieve en toda la superficie seleccionada, como se muestra en la Figura 4.4.

A partir de lo anterior, se obtuvo cuatro perfiles de relieve, dos horizontales (L1 y L2) y dos verticales (L3 y L4) para cada localidad preseleccionada.

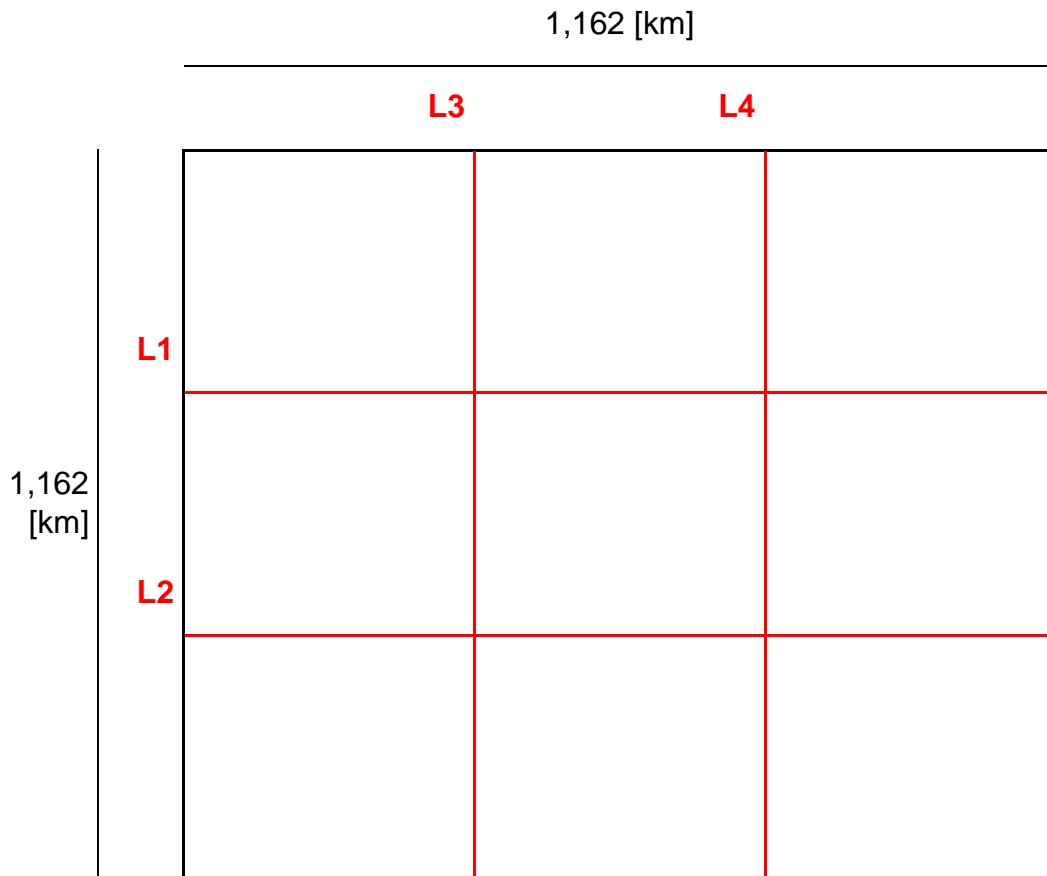


Figura 4.4 Esquema de rectas trazadas para el área definida para cada localidad
Fuente: Elaboración propia

Finalmente, con ambos estudios, se descartaron las localidades que mostraban en algunos de sus perfiles pendientes muy elevadas, superiores al 15% y cambios abruptos de pendiente, de positiva a negativa.

4.2.2.1. Región de Antofagasta

Como se mencionó previamente, se exploró mediante Google Earth Pro cada localidad y se obtuvo los cuatro perfiles de relieve para cada localidad.



Figura 4.5 Imagen satelital del área explorada de Virginia

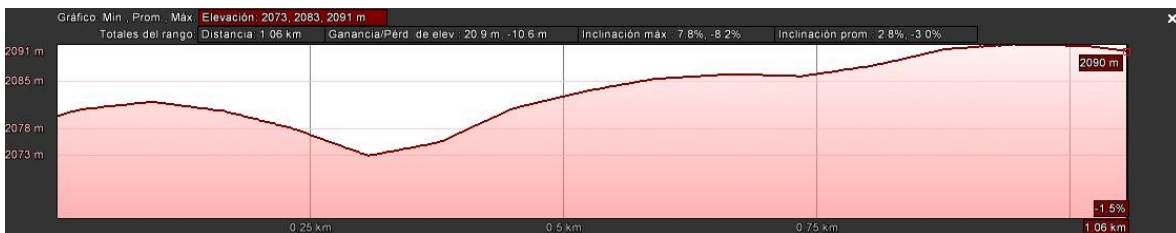


Figura 4.6 Perfil 1 de Virginia

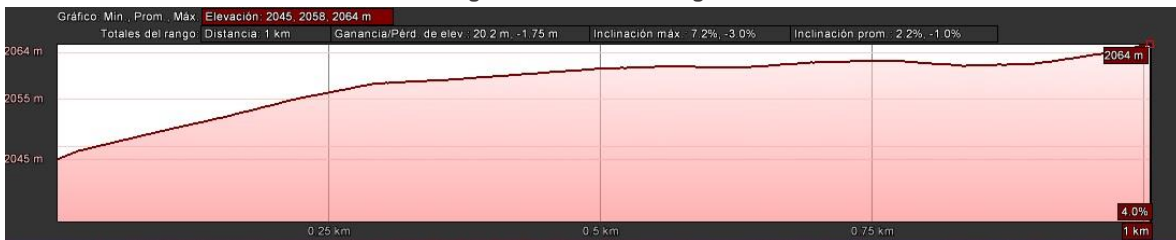


Figura 4.7 Perfil 2 de Virginia



Figura 4.8 Perfil 3 de Virginia

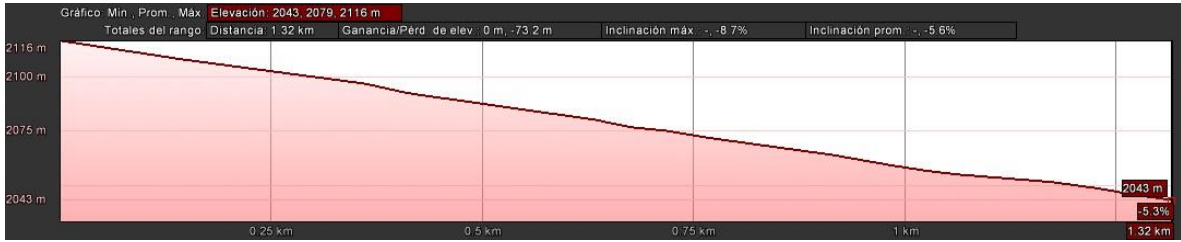


Figura 4.9 Perfil 4 de Virginia

Si bien en el perfil 1 de Virginia se observa un punto de inflexión a los 0,36 [km], los otros perfiles no exhiben cambios abruptos de relieve. Si bien no presentan superficies continuas, sus pendientes son aceptables para la localización de un campo de colectores.



Figura 4.10 Imagen satelital del área explorada de Tilomonte

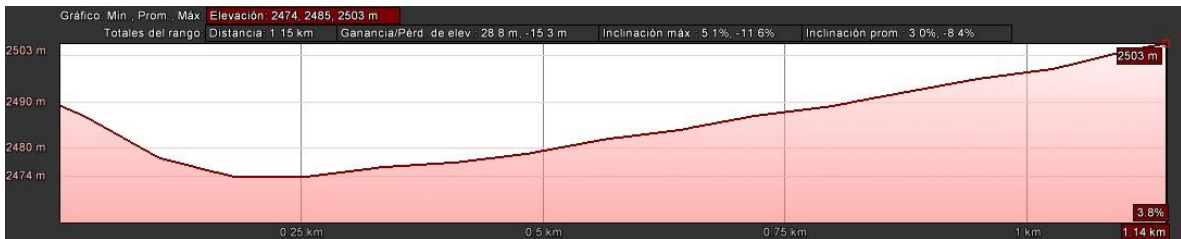


Figura 4.11 Perfil 1 Tilomonte

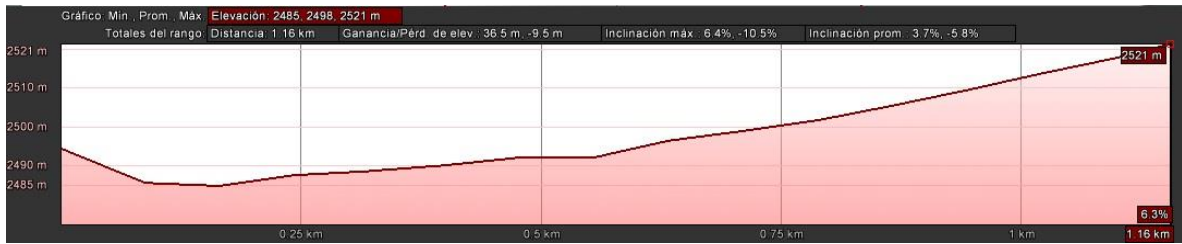


Figura 4.12 Perfil 2 Tilomonte

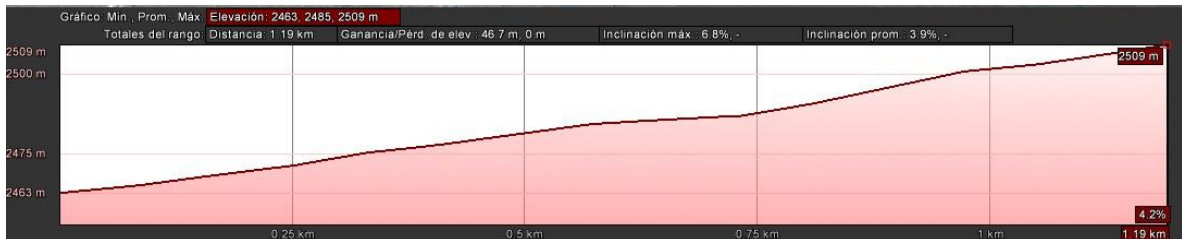


Figura 4.13 Perfil 3 Tilomonte



Figura 4.14 Perfil 4 Tilomonte

Tilomonte se descarta, debido a que presenta pendientes muy elevadas, como es el caso del perfil 1 y 2 (ver Figura 4.16 y Figura 4.17) donde se ve que la pendiente supera el 10%, llegando a -11,6% y -10,8% respectivamente. Si bien el perfil 3 y 4 presentan superficies regulares, en los perfiles 1 y 2 se ve irregularidad de la superficie, por lo que no sería apto para la instalación de una planta en dicho lugar.



Figura 4.15 Imagen satelital del área explorada de Talabre

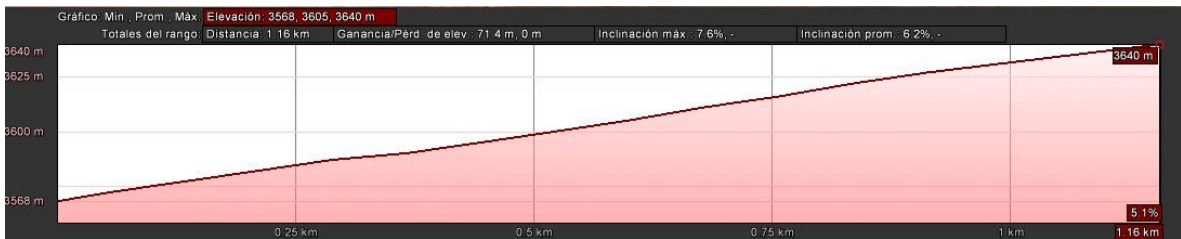


Figura 4.16 Perfil 1 Talabre

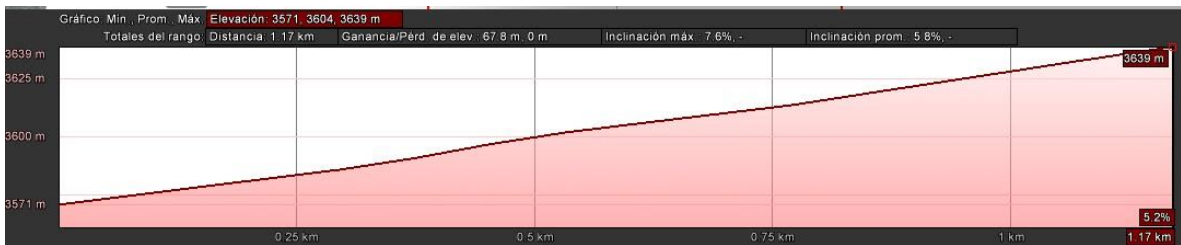


Figura 4.17 Perfil 2 Talabre



Figura 4.18 Perfil 3 Talabre



Figura 4.19 Perfil 4 Talabre

Talabre se elimina también dentro de las posibles localidades a seleccionar, puesto que en los perfiles 3 y 4 presenta cambios drásticos de uniformidad en su relieve y por alcanzar una inclinación máxima de 32,4%. En el perfil 3 este cambio se puede ver a los 0,56 [km] respecto al punto de referencia desde donde se tomó el perfil de elevación. Para el perfil 4, la alteración del terreno aparece a los 0,46 [km], que al igual que en el perfil 3, la superficie pasa desde una pendiente negativa a pendiente positiva en los puntos indicados. Cabe mencionar, que, si solo se considerarán los perfiles 1 y 2, la superficie estudiada podría ser apta para la colocación de una planta, ya que el terreno posee en esos perfiles una superficie continua con pendiente cercana a los 7,6%.



Figura 4.20 Imagen satelital del área explorada de Ollagüe



Figura 4.21 Perfil 1 Ollagüe

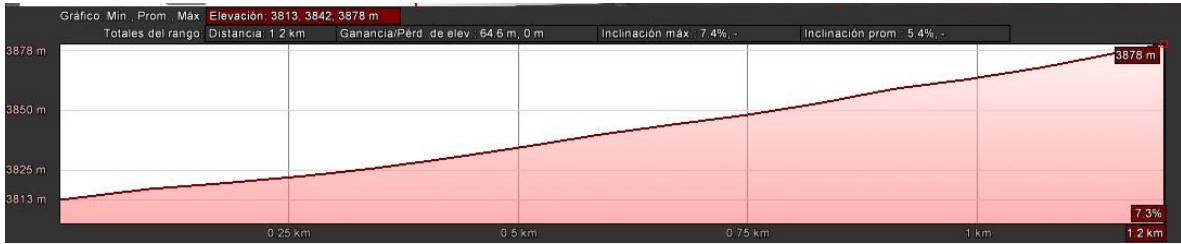


Figura 4.22 Perfil 2 Ollagüe

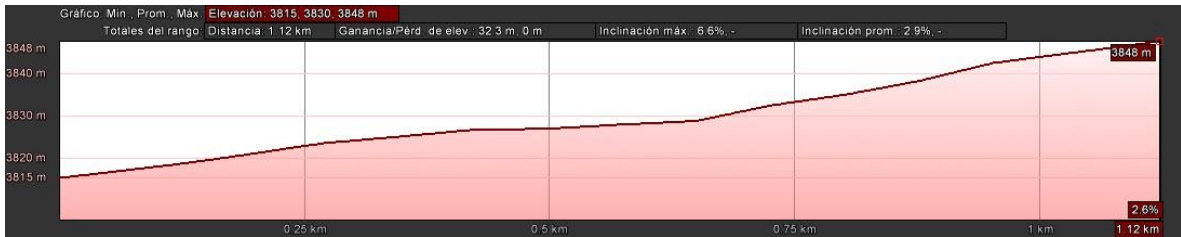


Figura 4.23 Perfil 3 Ollagüe

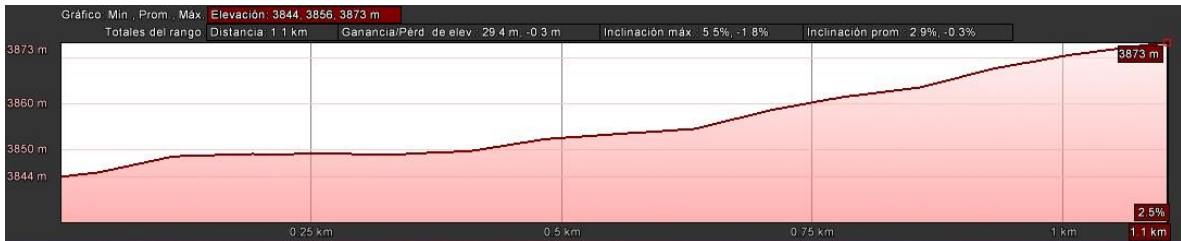


Figura 4.24 Perfil 4 Ollagüe

En el perfil 1 de la localidad de Ollagüe, se muestra una superficie ideal para el emplazamiento de una planta, debido a que la inclinación es muy baja, alcanzando el -0,2%. Dicho caso, no se repite para los demás perfiles medidos, puesto que para el perfil 2 se da una pendiente de 7,4%, para el perfil 3 de 6,6% y para el perfil 4 de 5,5%. Pese a que no se tenga un terreno llano, dichas pendientes son admisibles para la ubicación de una planta, por lo que se pre selecciona como localidad a estudiar.



Figura 4.25 Imagen satelital del área explorada de Imilac

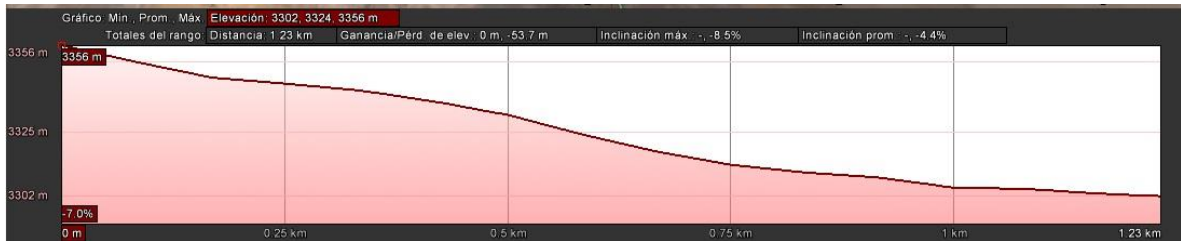


Figura 4.26 Perfil 1 Imilac



Figura 4.27 Perfil 2 Imilac



Figura 4.28 Perfil 3 Imilac

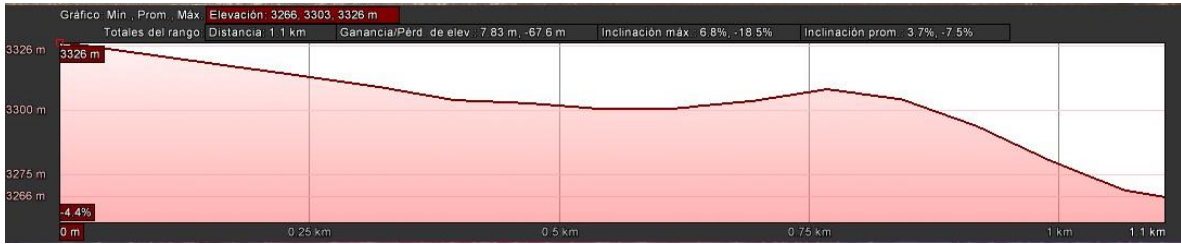


Figura 4.29 Perfil 4 Imilac

Imilac en el perfil 1 muestra una superficie continua con una inclinación de -8,5%. Dicho valor podría ser aceptable, pero los demás perfiles indican lo contrario, pues éstos presentan elevaciones y pendientes elevadas. Como, por ejemplo, para el perfil 2, existe una ganancia de elevación de 37,1 metros y una inclinación máxima de 15,2% junto con un relieve irregular, donde la máxima altura se alcanza a los 0,5 [km] desde el punto de referencia desde comienza la línea del perfil. Para el perfil 3, existe un cambio más abrupto, el cual empieza a los 0,75 [km] desde donde empieza la línea de dicho perfil. En este punto, se presenta una pendiente negativa, llegando a una inclinación de -28,5 %. Por último, se ve que el perfil 4 se ve un perfil irregular, en el cual a los 0,8 [km] se ve un cambio de pendiente, con inclinación de -18,5%. Por lo tanto, Imilac, queda fuera de la selección de localidades.



Figura 4.30 Imagen satelital del área explorada de Cerro Paranal

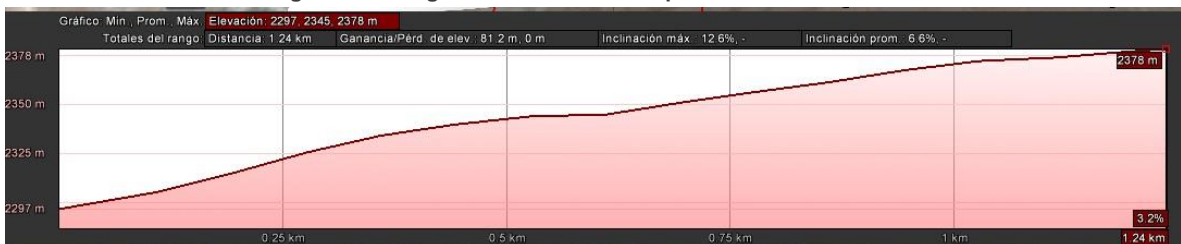


Figura 4.31 Perfil 1 Cerro Paranal

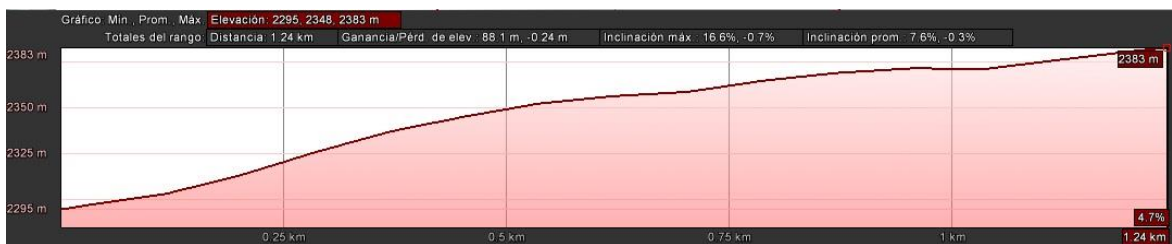


Figura 4.32 Perfil 2 Cerro Paranal



Figura 4.33 Perfil 3 Cerro Paranal



Figura 4.34 Perfil 4 Cerro Paranal

La última localidad escogida para estudiar su relieve es la de Cerro Paranal. En esta zona se ve que para el perfil 1 y 2 el relieve es continuo, no obstante, la pendiente es prominente, llegando a un valor máximo de 12,6% y 16,6% respectivamente, mientras que para los perfiles 3 y 4 el relieve a través del perfil es irregular, iniciándose a los 0,67 [km] para el tercer perfil y a los 0,385 [km] y 0,885 [km] para el cuarto perfil. En consecuencia, Cerro Paranal se descarta para continuar con el análisis.

Tabla 4.11 Resumen de elevaciones por perfil de localidades seleccionadas de la Región de Antofagasta

Localidad	Línea	Elevación mínima [m]	Elevación máxima [m]	Pérdida de elevación [m]	Ganancia de elevación [m]	Inclinación mínima [%]	Inclinación máxima [%]	Inclinación promedio [%]
VIRGINIA	L1	2073	2091	-10,60	20,90	-8,20	7,80	2,80
	L2	2045	2064	-1,75	20,20	-3,00	7,20	2,20
	L3	2045	2103	-58,20	0,00	-8,50	0,00	-4,40
	L4	2043	2116	-73,20	0,00	-8,70	0,00	-5,60
OLLAGÜE	L1	3403	3405	-2,77	0,00	0,00	-0,20	-0,20
	L2	3813	3878	0,00	64,60	0,00	7,40	5,40
	L3	3815	3848	0,00	32,30	0,00	6,60	2,90
	L4	3844	3873	-0,30	29,40	-1,80	5,50	2,90

Fuente: Elaboración propia

4.2.2.2. Región de Atacama

De igual modo que la región de Antofagasta, se obtuvo el perfil de relieve para todas las localidades preseleccionadas debido a la intensidad de radiación que poseen.



Figura 4.35 Imagen satelital del área explorada de Amarilla



Figura 4.36 Perfil 1 Amarilla



Figura 4.37 Perfil 2 Amarilla

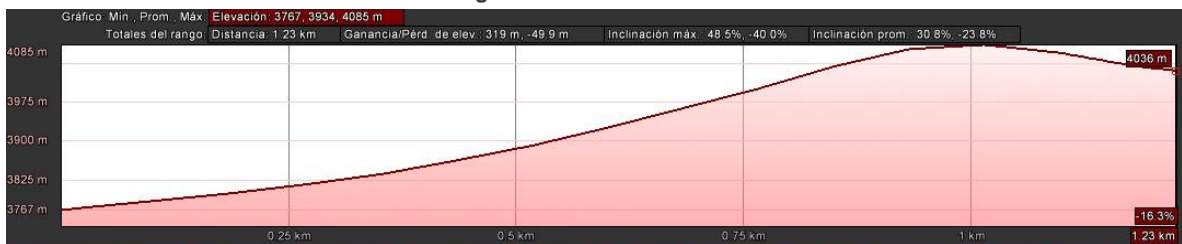


Figura 4.38 Perfil 3 Amarilla



Figura 4.39 Perfil 4 Amarilla

La localidad de Amarilla queda excluida, a causa de los cambios drásticos de relieve en todos los perfiles de elevación obtenidos. Éstos se pueden notar con el valor de la inclinación, ya que para todos los perfiles supera el 40%. Por otra parte, la superficie es irregular, sobre todo en los perfiles 1, 2 y 4.

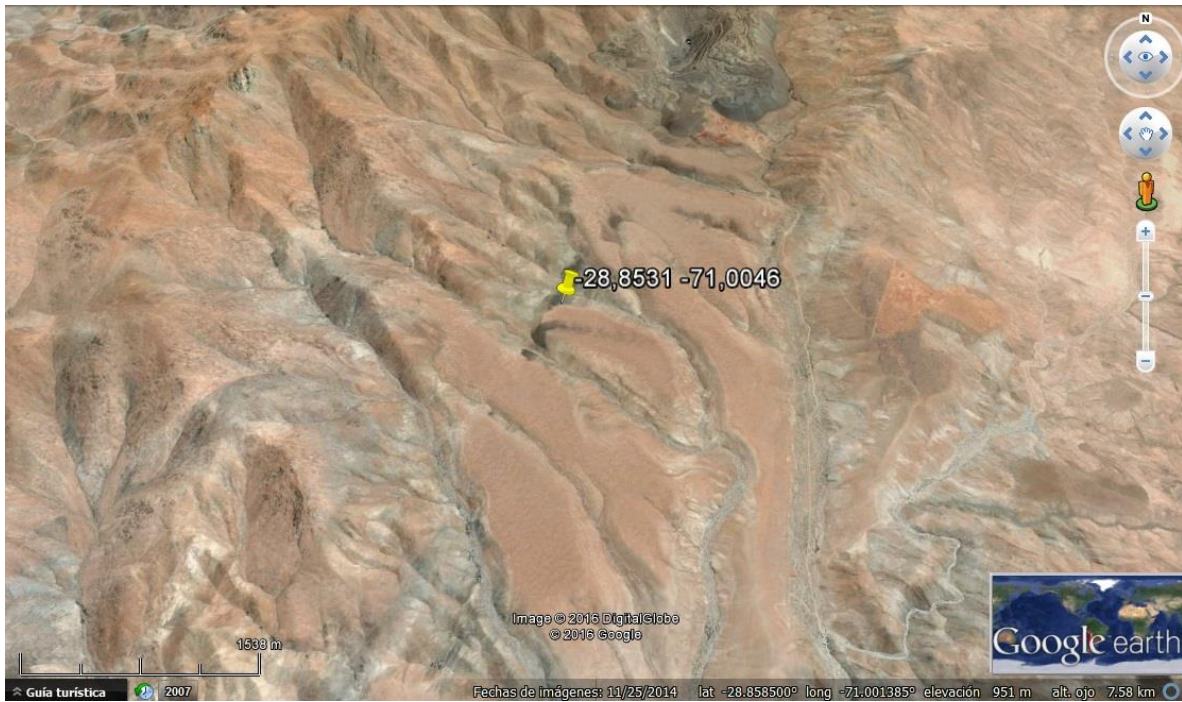


Figura 4.40 Imagen satelital del área explorada de Montado



Figura 4.41 Perfil 1 Montado



Figura 4.42 Perfil 2 Montado



Figura 4.43 Perfil 3 Montado



Figura 4.44 Perfil 4 Montado

Al igual que en la localidad anterior, Montado manifiesta en la zona medida un relieve irregular, con pendientes pronunciadas que alcanzan un valor máximo de 33,2% para el perfil 3 y mayor cantidad de cambios de pendiente en el perfil 4. Por este motivo, Montado queda descartado como opción.



Figura 4.45 Imagen satelital del área explorada de Los Barros

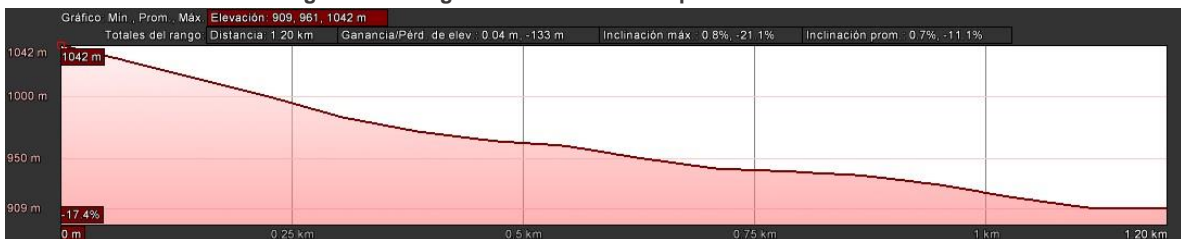
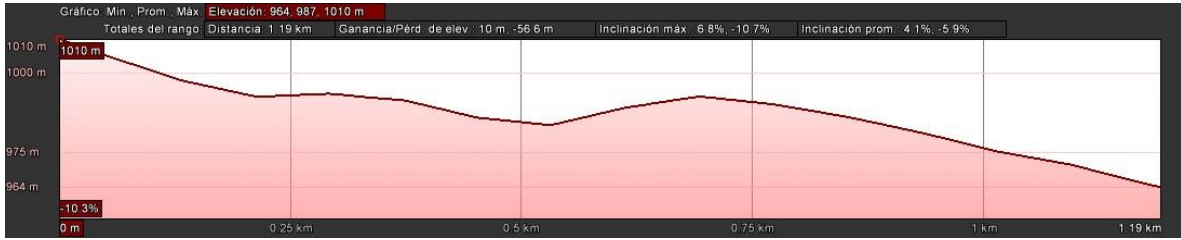


Figura 4.46 Perfil 1 Los Barros



De manera similar Palermo, Los Barros posee pendientes elevadas, que alcanzan una inclinación máxima de -30,8% para el perfil 3. Junto con esto, la discontinuidad del relieve se manifiesta notoriamente en el perfil 4, en el cual se ve que a los 0,7 [km] aproximadamente hay un cambio de pendiente negativa a positiva. Por lo tanto, Palermo no queda seleccionada.

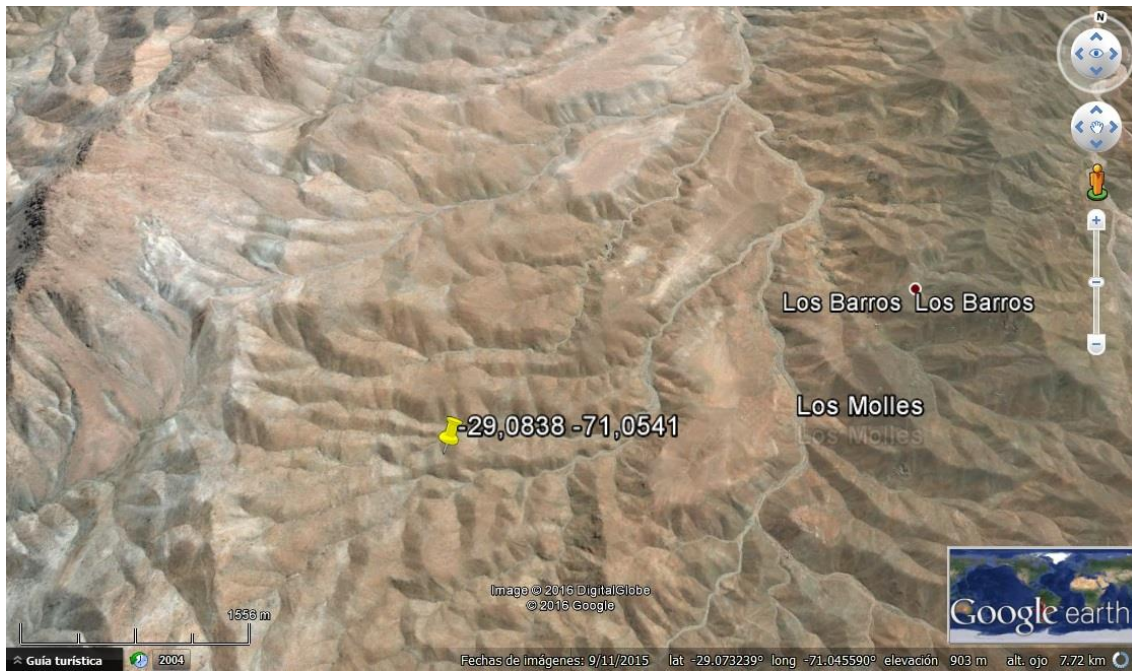




Figura 4.51 Perfil 1 Palermo



Figura 4.52 Perfil 2 Palermo



Figura 4.53 Perfil 3 Palermo

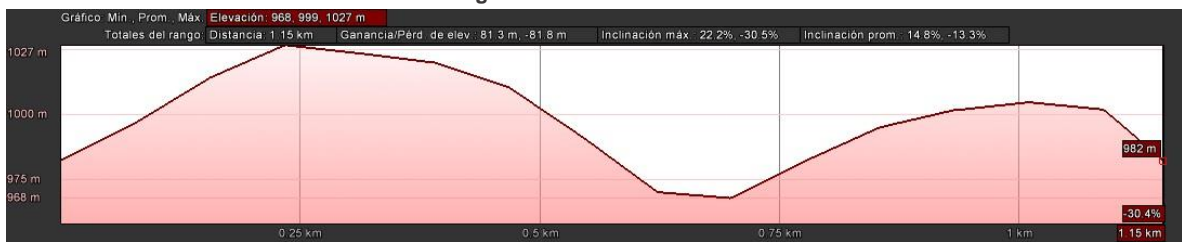


Figura 4.54 Perfil 4 Palermo

La zona de Palermo estudiada no es apta para la instalación de una planta, debido a que el perfil 1 tiene una inclinación máxima mayor a -21%. De igual manera, los perfiles 3 y 4 presentan elevadas inclinaciones, mayores a -20%, y, además, el relieve de ambos posee cambios repentinos de pendiente, que en el caso del perfil 3 se observa a los 0,350 [km] y 1,05 [km] desde donde comienza el perfil. Para el perfil 4, estas variaciones ocurren a los 0,285 [km].



Figura 4.55 Imagen satelital del área explorada de El Bronce

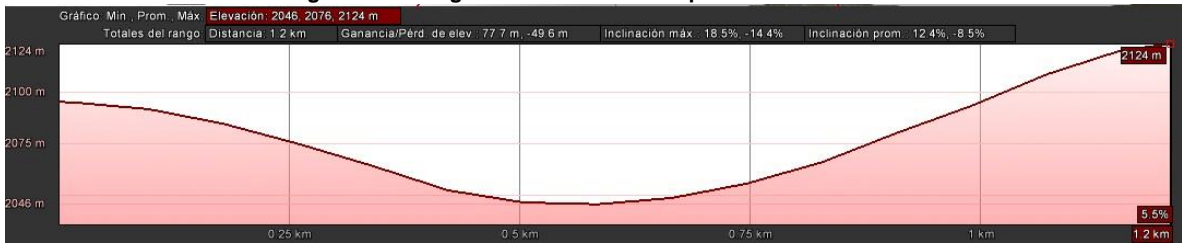


Figura 4.56 Perfil 1 El Bronce

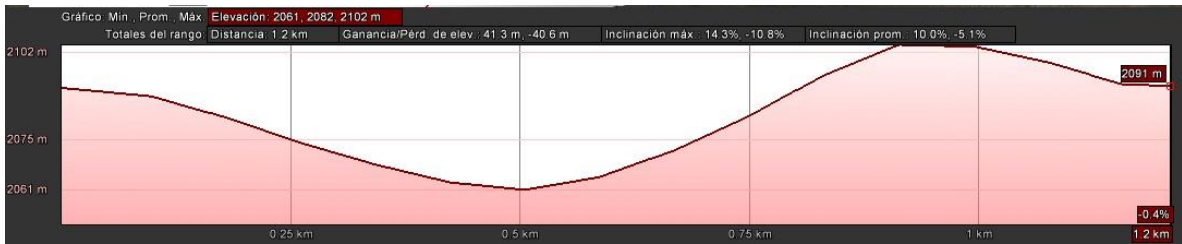


Figura 4.57 Perfil 2 El Bronce

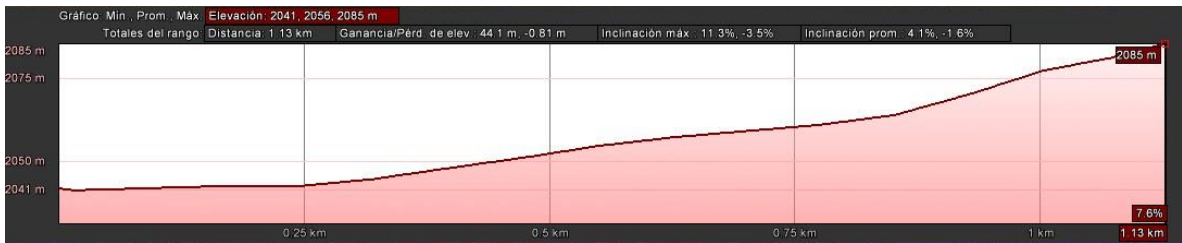


Figura 4.58 Perfil 3 El Bronce



Figura 4.59 Perfil 4 El Bronce

El sector de El Bronce no es un lugar idóneo para la ubicación de una planta, porque no posee un terreno continuo, en efecto, en los perfiles 1, 2 y 4 se producen puntos de inflexión a los 0,6 [km], 0,5 [km] y 0,62 [km] respectivamente. No sólo presenta irregularidad, sino que también las pendientes considerables, que alcanzan el 22,9%.



Figura 4.60 Imagen satelital del área explorada de Noreste del Salvador



Figura 4.61 Perfil 1 Noreste del Salvador



Figura 4.62 Perfil 2 Noreste del Salvador



Figura 4.63 Perfil 3 Noreste del Salvador



Figura 4.64 Perfil 4 Noreste del Salvador

Si bien es evidente notar que los perfiles de la localidad del Noreste del Salvador exhiben discontinuidades a lo largo de éstos, las pendientes alcanzadas no son tan elevadas como en las localidades anteriores, puesto que llegan un máximo de 9,6%. Dado que esta irregularidad puede ser trabajada, es decir, se puede tener la opción de excavar para lograr una superficie continua, esta localidad queda seleccionada para seguir con el estudio de hidrografía de la zona.



Figura 4.65 Imagen satelital del área explorada de Noroeste de Laguna de Colorados

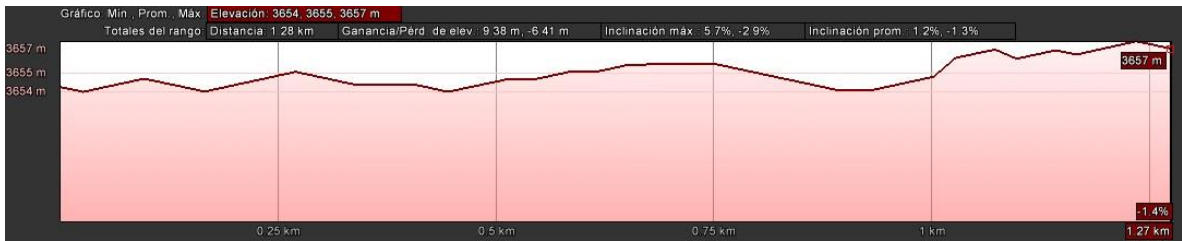


Figura 4.66 Perfil 1 Noroeste de Laguna de Colorados



Figura 4.67 Perfil 2 Noroeste de Laguna de Colorados

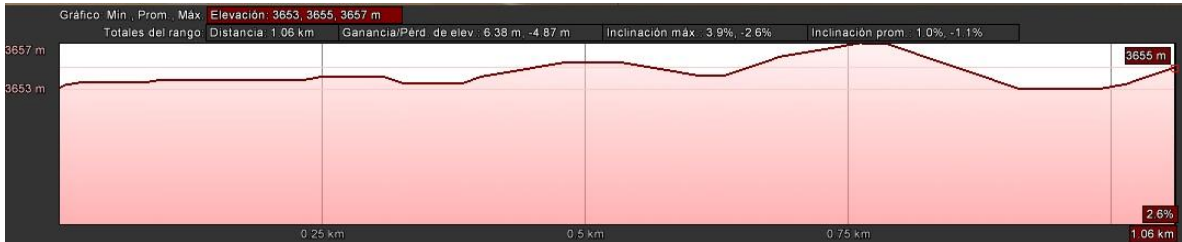


Figura 4.68 Perfil 3 Noroeste de Laguna de Colorados



Figura 4.69 Perfil 4 Noroeste de Laguna de Colorados

En este sector se produce el mismo fenómeno que en la localidad del Noreste del Salvador, es decir, la zona del Noroeste de Laguna de Colorados tiene un terreno discontinuo, con irregularidades y cambios sucesivos de pendiente, sin embargo, las pendientes no son elevadas como en las localidades anteriores, sino que llegan a un máximo de 5,7%. Como se mencionó anteriormente, dichas irregularidades pueden ser solucionadas mediante la remoción de tierra. Por esta razón, esta localidad se escoge para continuar con su estudio.

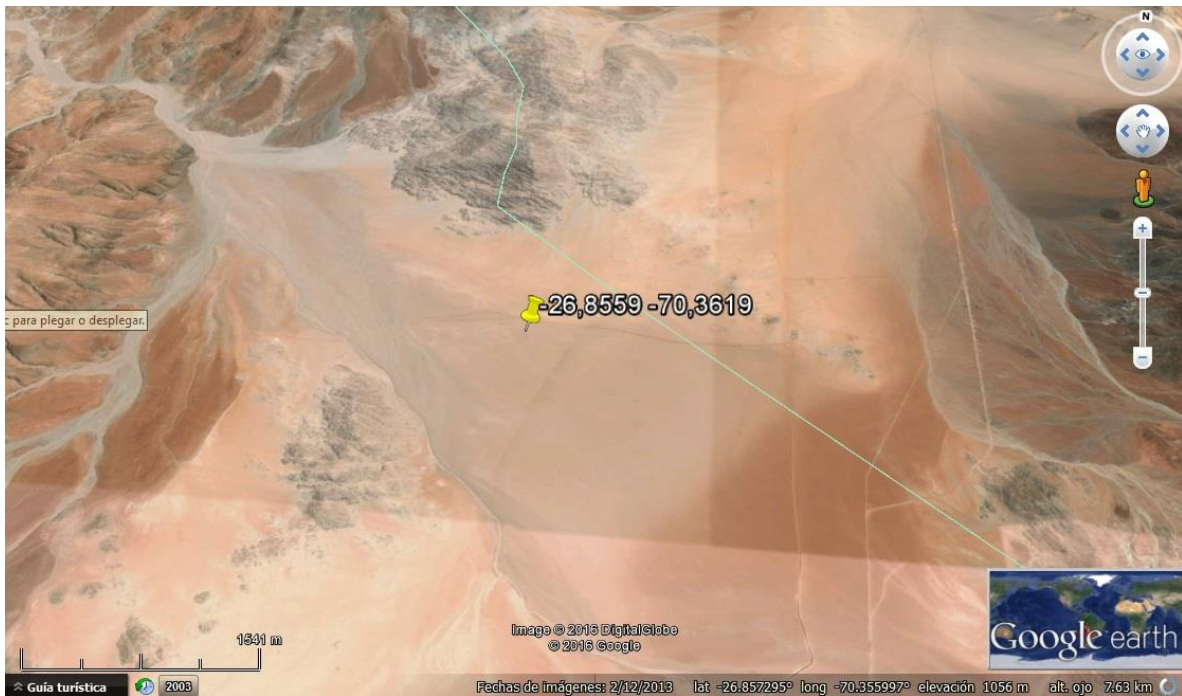


Figura 4.70 Imagen satelital del área explorada de Sur Las Tazas



Figura 4.71 Perfil 1 Sur Las Tazas

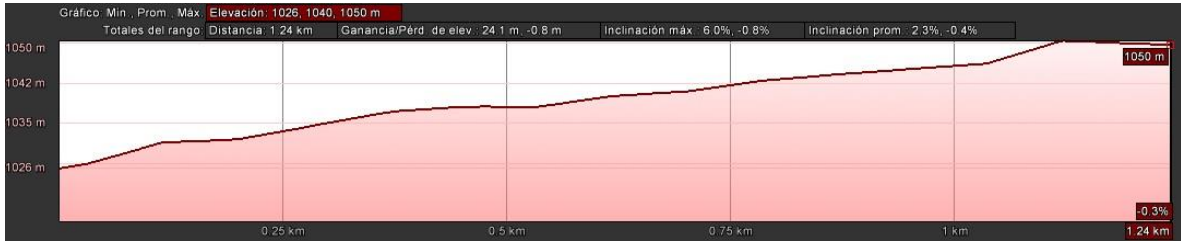


Figura 4.72 Perfil 2 Sur Las Tazas

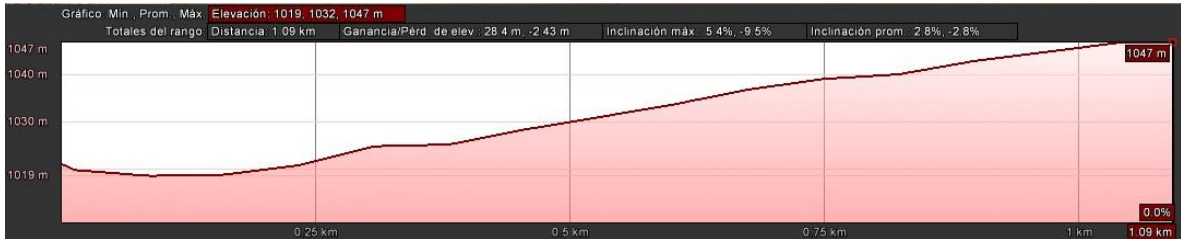


Figura 4.73 Perfil 3 Sur Las Tazas



Figura 4.74 Perfil 4 Sur Las Tazas

Para la zona al sur de Las Tazas, el terreno estudiado tiene pendiente ascendente para todos los perfiles, obteniendo como pendiente máxima -9,5% a los 0,03 [km] del inicio del perfil 3. En cuanto a la continuidad de los perfiles, la superficie no es irregular como las localidades previamente vistas. Por los motivos anteriores, se opta por seguir estudiando esta localidad.



Figura 4.75 Imagen satelital del área explorada de Catorcemil

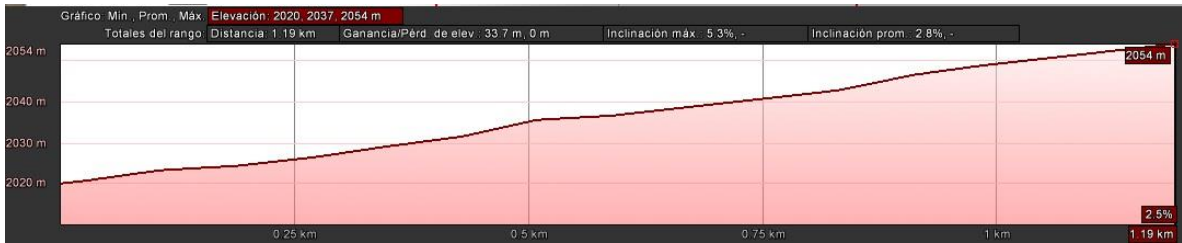


Figura 4.76 Perfil 1 Catorcemil

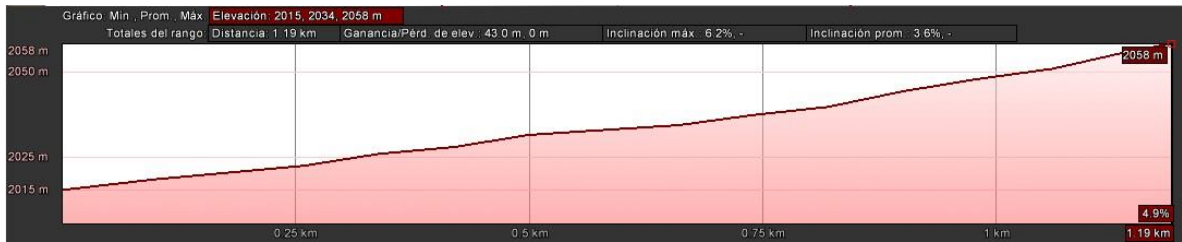


Figura 4.77 Perfil 2 Catorcemil



Figura 4.78 Perfil 3 Catorcemil

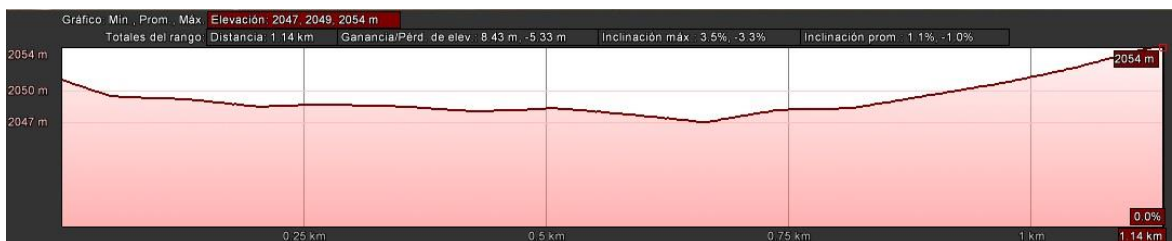


Figura 4.79 Perfil 4 Catorcemil

La zona del Suroeste de Catorcemil no presenta inclinaciones mayores, puesto que la máxima pendiente se observa en el perfil 2 cuyo valor es de 6,2%. Con respecto a la continuidad del perfil, el terreno presenta irregularidades, pero sin cambios abruptos de pendiente, por lo que se considera un factor que se puede corregir. De acuerdo a lo anterior, se decide continuar con el estudio de esta localidad.

Tabla 4.12 Resumen de elevaciones por perfil de localidades seleccionadas de la Región de Atacama

Localidad	Línea	Elevación mínima [m]	Elevación máxima [m]	Pérdida de elevación [m]	Ganancia de elevación [m]	Inclinación mínima [%]	Inclinación máxima [%]	Inclinación promedio [%]
NORESTE DEL SALVADOR	L1	3354	3362	-11,30	13,40	-8,10	5,30	2,10
	L2	3358	3362	-8,70	8,97	-5,80	4,40	1,20
	L3	3353	3362	-15,90	12,20	-6,40	4,00	1,80
	L4	3354	3363	-13,70	14,50	-9,10	9,60	3,00
NOROESTE DE LAGUNA DE COLORADOS	L1	3654	3657	-6,41	9,38	-2,90	5,70	1,20
	L2	2649	3654	-5,01	6,12	-2,00	3,20	0,70
	L3	3653	3657	-4,87	6,38	-2,60	3,90	1,00
	L4	3649	3659	-3,92	7,73	-1,90	3,60	1,00
SUR LAS TAZAS	L1	1024	1037	-3,04	16,50	-2,80	3,90	1,70
	L2	1026	1050	-0,80	24,10	-0,80	6,00	2,30
	L3	1019	1047	-2,43	28,40	-9,50	5,40	2,80
	L4	1030	1052	-5,66	22,40	-8,10	6,50	2,60
SUROESTE CATORCEMIL	L1	2020	2054	0,00	33,70	0,00	5,30	2,80
	L2	2015	2058	0,00	43,00	0,00	6,20	3,60
	L3	2031	2034	-12,20	4,74	-5,10	4,40	1,00
	L4	2047	2054	-5,33	8,43	-3,30	3,50	1,10

Fuente: Elaboración propia

4.2.2.3. Región de Coquimbo

De manera similar a la región de Atacama, en este caso se tuvo que estudiar diez localidades, dado que, en el estudio en el explorador del recurso solar, se vio en los mapas el relieve irregular que presenta la región de Coquimbo, por lo que fue una tarea compleja encontrar localidades que cumplieran con los requisitos mínimos (en cuanto a pendiente y regularidad del terreno) para el emplazamiento de una planta solar térmica.



Figura 4.80 Imagen satelital del área explorada de Almirante La Torre



Figura 4.81 Perfil 1 Almirante La Torre



Figura 4.82 Perfil 2 Almirante La Torre

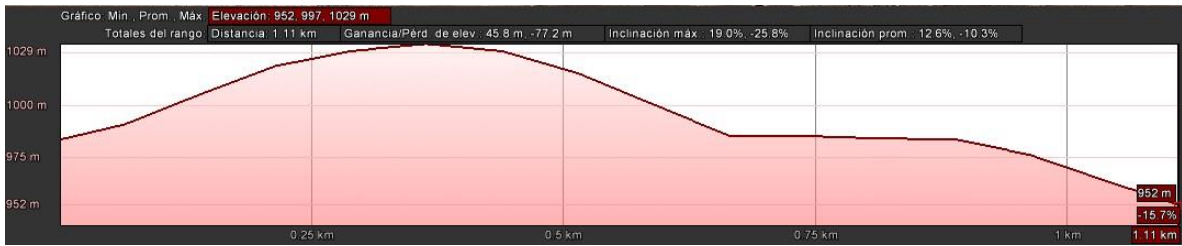


Figura 4.83 Perfil 3 Almirante La Torre

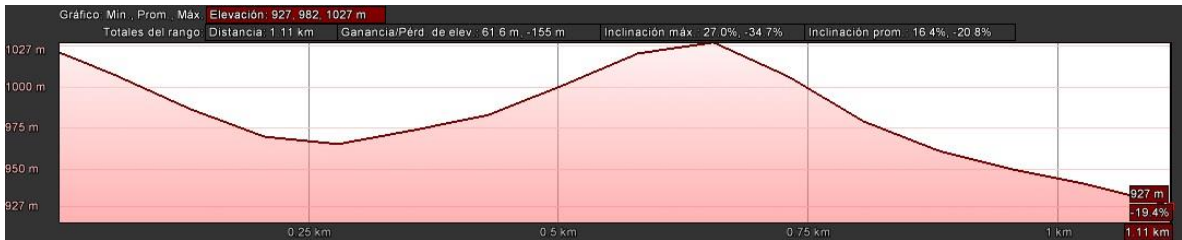


Figura 4.84 Perfil Almirante La Torre

Los perfiles en la zona de Almirante La Torre exponen relieve irregular con cambios de pendiente abruptos como se observa en el perfil 2 a los 0,2 [km] desde el inicio del perfil y en el perfil 4 a los 0,28 [km] aproximadamente. Es por este motivo que esta zona queda excluida.

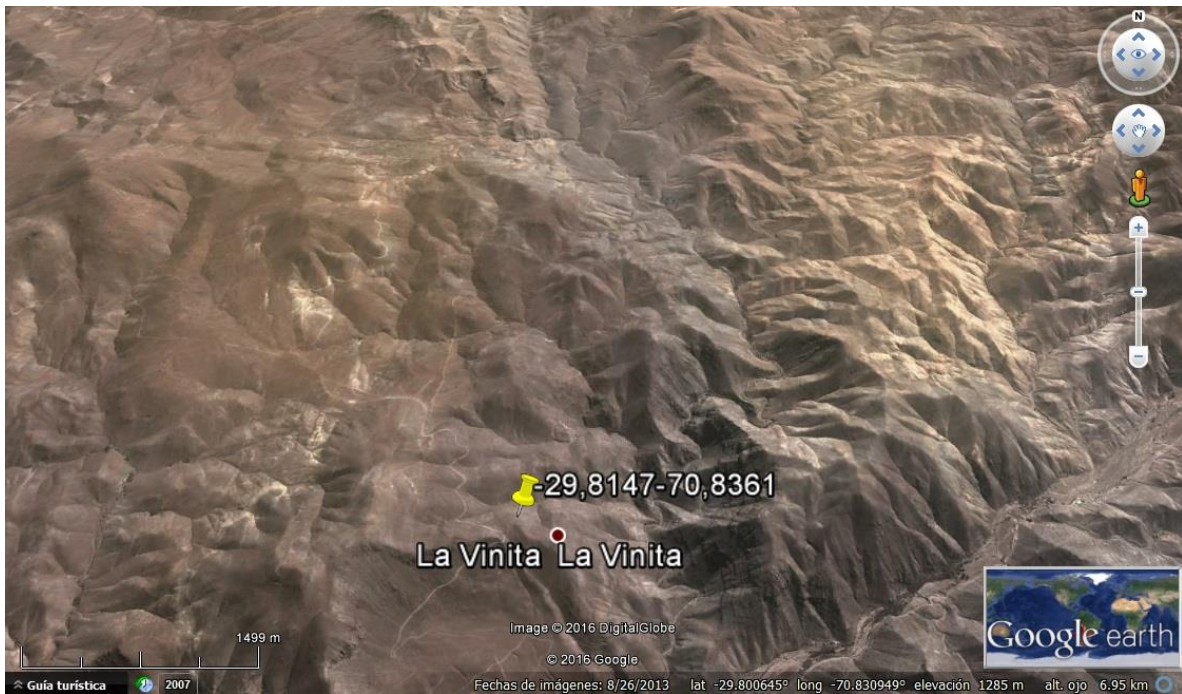


Figura 4.85 Imagen satelital del área explorada de La Vinita

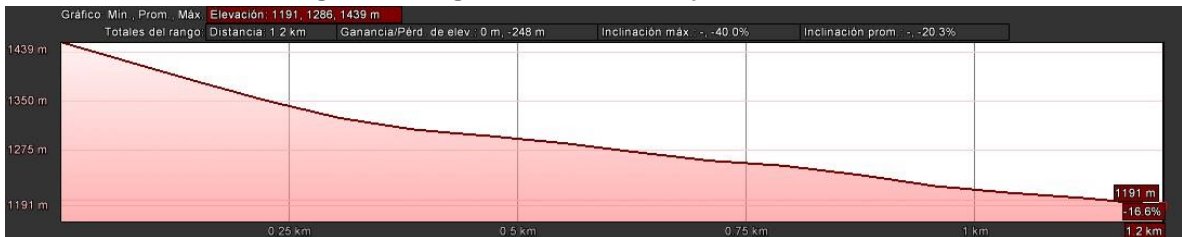


Figura 4.86 Perfil 1 La Vinita



Figura 4.87 Perfil 2 La Vinita



Figura 4.88 Perfil 3 La Vinita

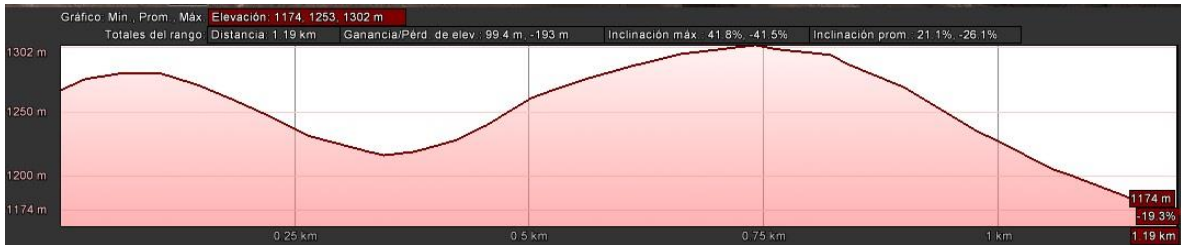


Figura 4.89 Perfil 4 La Vinita

La Vinita también queda fuera del estudio, porque presenta discontinuidades en el terreno, como se puede notar en los perfiles 3 y 4, donde el cambio surge en los 0,41 [km] y 0,34 [km] respectivamente. Asimismo, las pendientes prominentes también afectan a que el terreno sea adecuado para la instalación de una planta, como se observa en los perfiles 1, 3, 4 donde la pendiente supera el 40%.



Figura 4.90 Imagen satelital del área explorada de Las Breas

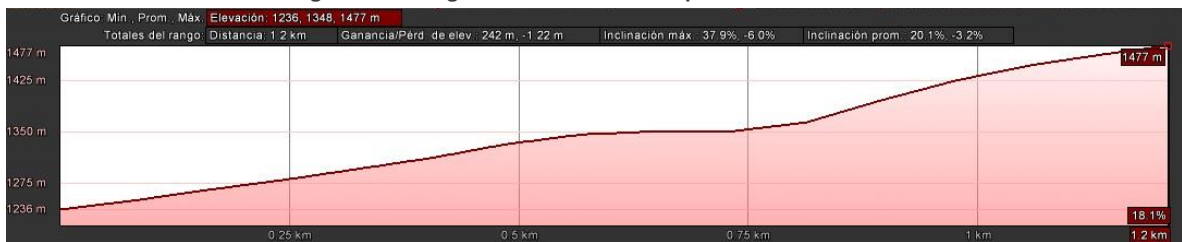


Figura 4.91 Perfil 1 Las Breas

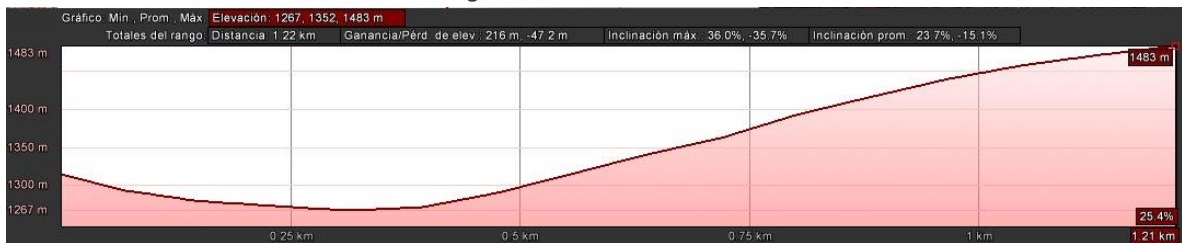


Figura 4.92 Perfil 2 Las Breas

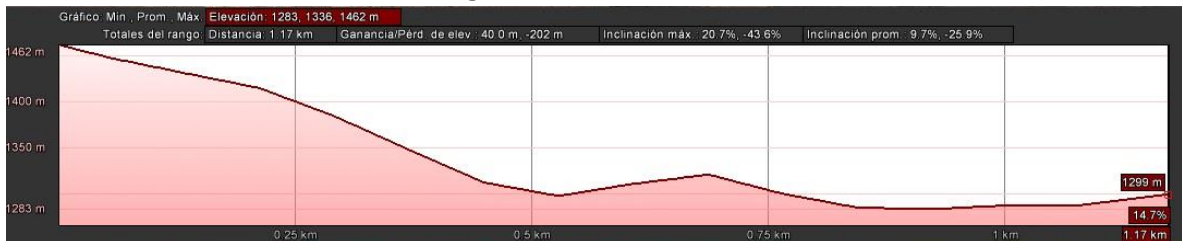


Figura 4.93 Perfil 2 Las Breas



Figura 4.94 Perfil 3 Las Breas

El sector de Las Breas no solo posee elevadas pendientes, sino que también discontinuidades y cambios abruptos en los perfiles obtenidos. De manera similar a La Vinita, las pendientes superan el 40% y los cambios bruscos se aprecian en los perfiles 3 y 4. Sobre lo anterior, se decide no continuar estudiando esta zona.



Figura 4.95 Imagen satelital del área explorada de Guanto

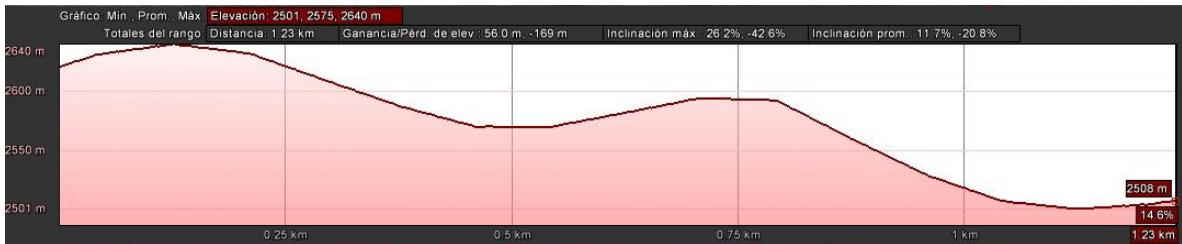


Figura 4.96 Perfil 1 Guanto

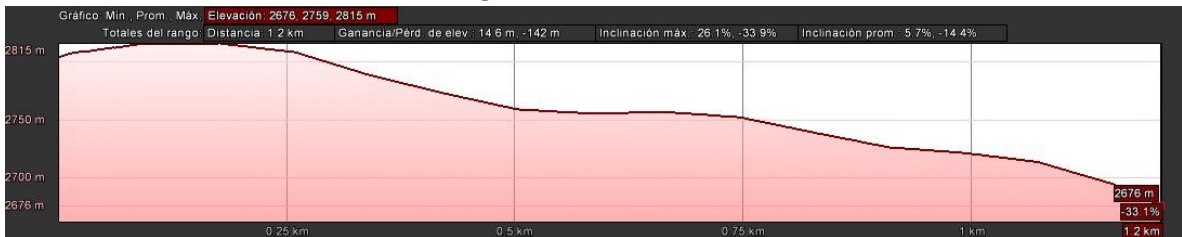


Figura 4.97 Perfil 2 Guanto

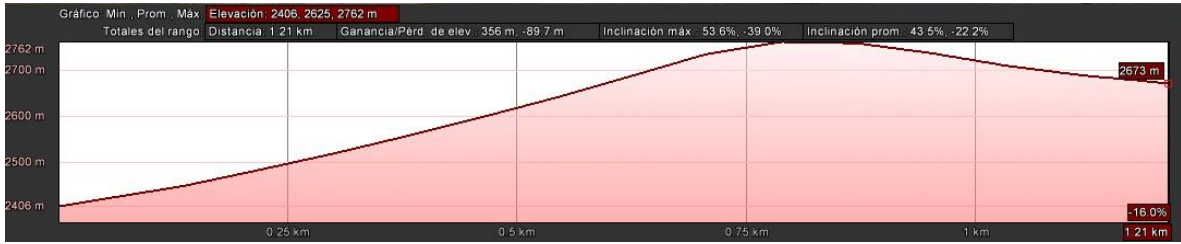


Figura 4.98 Perfil 3 Guanto

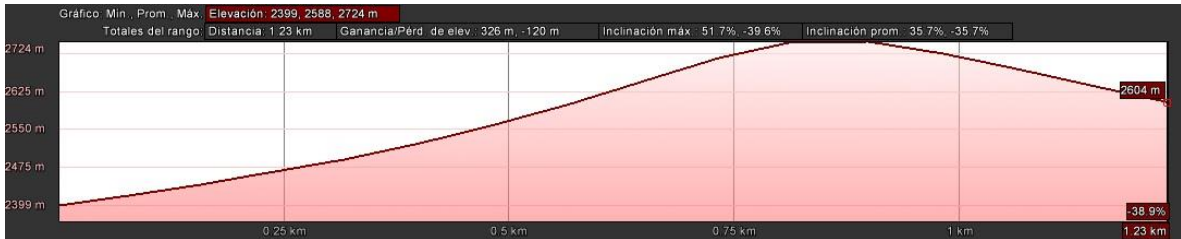


Figura 4.99 Perfil 4 Guanto

En este caso, los perfiles que muestran uniformidad en el terreno son el perfil 3 y 4, pero esto sucede solo por tramos, como, por ejemplo, en ambos perfiles, el tramo continuo desde el inicio de la medición hasta los 0,75 [km]. Esto no es suficiente, ya que la pendiente máxima alcanzada es de 53,6%. Por lo tanto, Guanto queda fuera del análisis posterior.

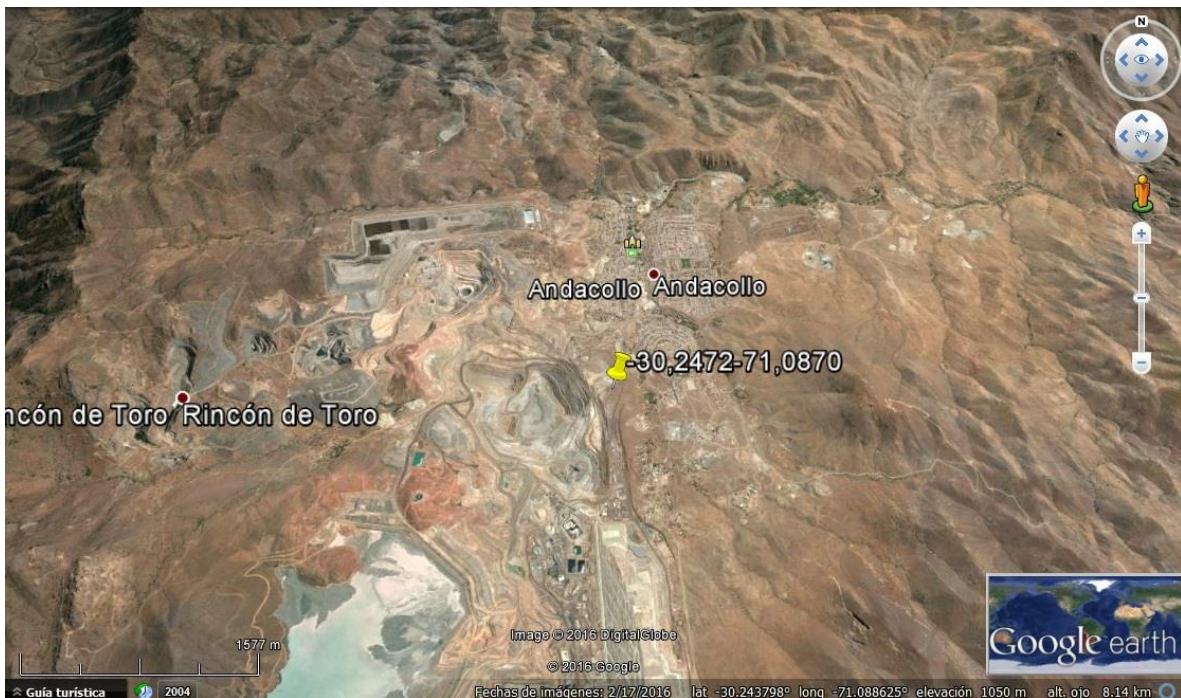


Figura 4.100 Imagen satelital del área explorada de Andacollo



Figura 4.101 Perfil 1 Andacollo



Figura 4.102 Perfil 2 Andacollo

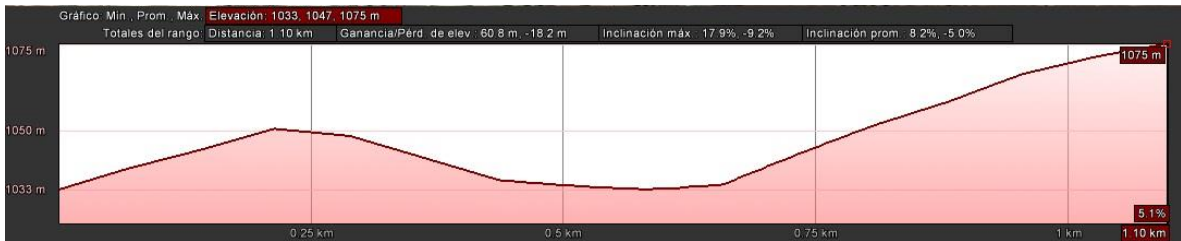


Figura 4.103 Perfil 3 Andacollo



Figura 4.104 Perfil 4 Andacollo

El sector de Andacollo claramente no es un espacio apto para la colocación de una planta, debido a que en el perfil 2 un cambio brusco de pendiente a los 0,19 [km]. A lo anterior se suma la elevada pendiente que tiene el perfil 2, sobrepasando el -40%. Dado esto, se elimina esta opción.



Figura 4.105 Imagen satelital del área explorada de Fundina

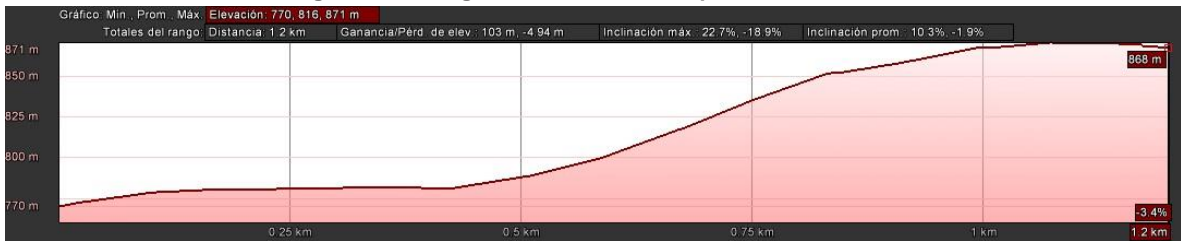


Figura 4.106 Perfil 1 Fundina

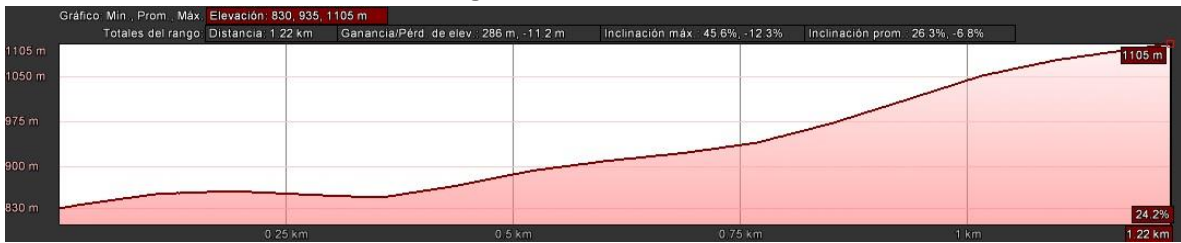


Figura 4.107 Perfil 2 Fundina

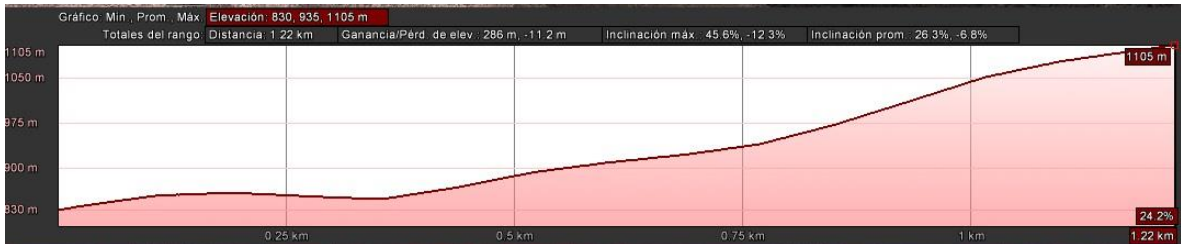


Figura 4.108 Perfil 3 Fundina

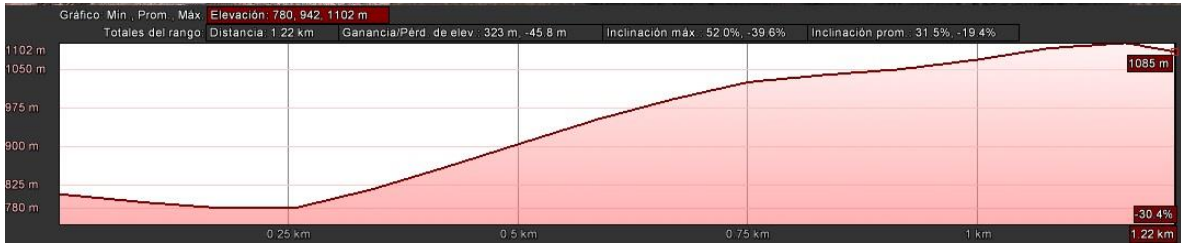


Figura 4.109 Perfil 4 Fundina

Como se ve en las imágenes, Fundina expone pendientes pronunciadas que llegan a 52,0% de inclinación como valor máximo en el perfil 4. Dicho patrón se repite para los perfiles 2 y 3, por consiguiente, Fundina no es apto para el emplazamiento de una planta.



Figura 4.110 Imagen satelital del área explorada de El Huacho



Figura 4.111 Perfil 1 El Huacho



Figura 4.112 Perfil 2 El Huacho

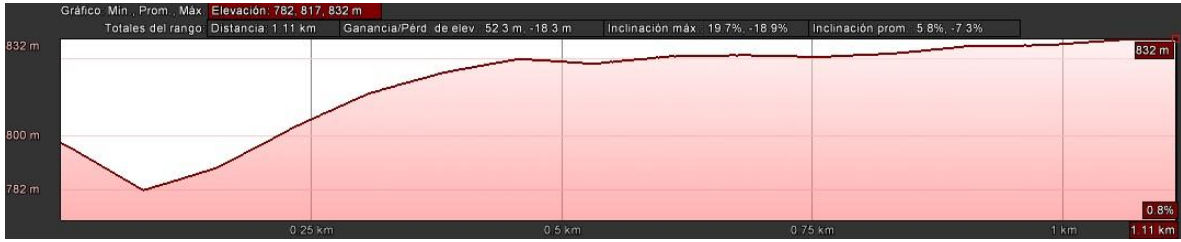


Figura 4.113 Perfil 3 El Huacho



Figura 4.114 Perfil 4 El Huacho

Para El Huacho los cambios de inclinación son notorios. En el perfil 1, la pendiente cambia de signo a los 0,4 [km], 0,64 [km] y 0,86 [km]. Para el perfil 2, los cambios ocurren en a los 0,37 [km] y 0,68 [km]. En el perfil 3 la pendiente se modifica a los 0,062 [km]. Todo lo previamente mencionado indica que el sector de El Huacho no es apto para el estudio.



Figura 4.115 Imagen satelital del área explorada de La Totorita

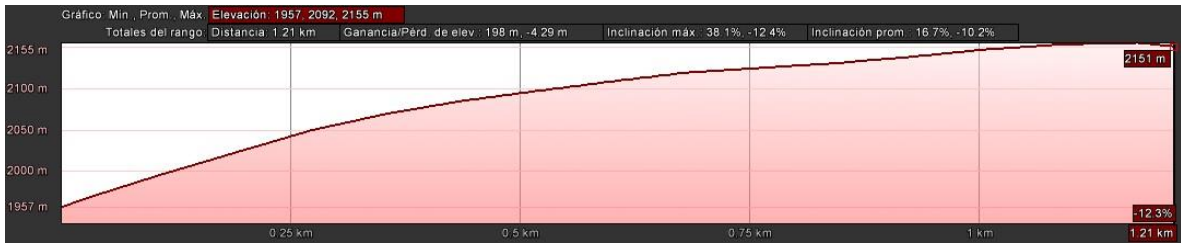


Figura 4.116 Perfil 1 La Totorita

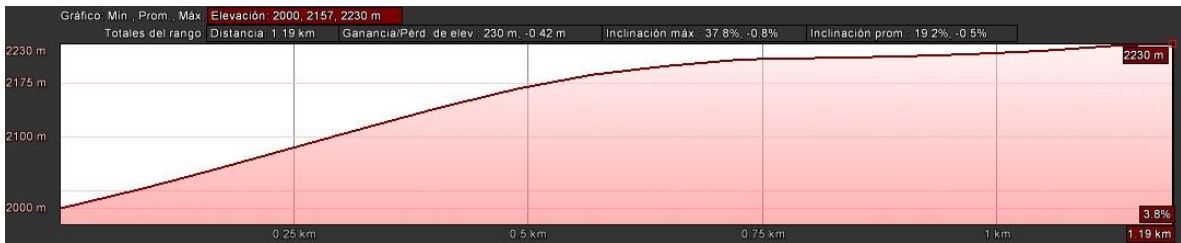


Figura 4.117 Perfil 2 La Totorita

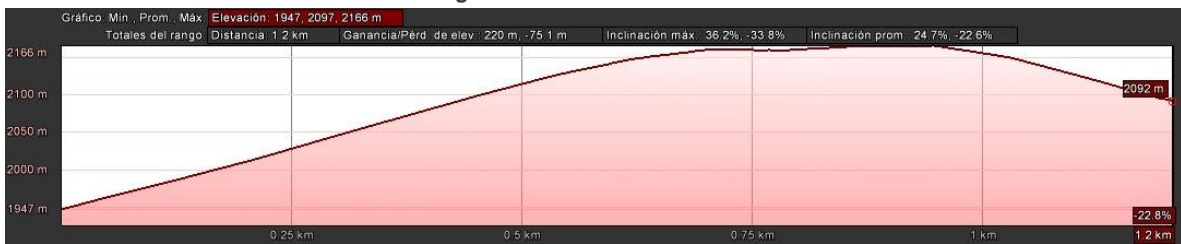


Figura 4.118 Perfil 3 La Totorita

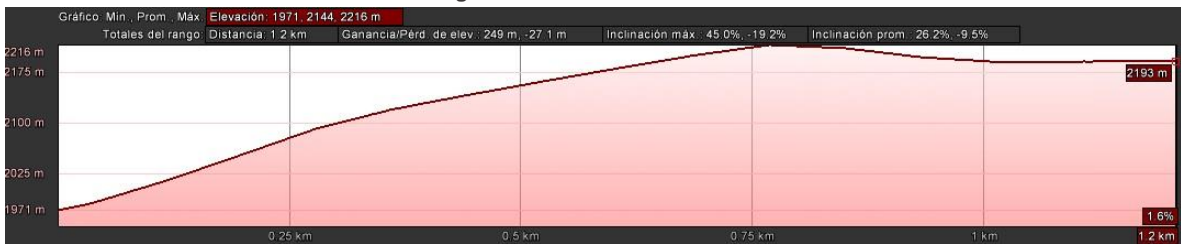


Figura 4.119 Perfil 4 La Totorita

Si bien La Totorita presenta inclinaciones bastante pronunciadas, cuyo valor máximo se puede visualizar en el perfil 4, con un valor de 45%, el terreno en esta zona es más uniforme respecto a los otros, pero esta condición no es suficiente para la selección de localidad, por lo cual La Totorita se descarta.



Figura 4.120 Imagen satelital del área explorada de Huentaleuquén

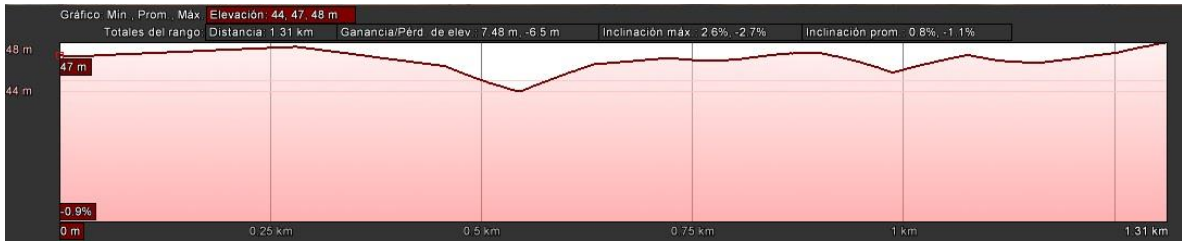


Figura 4.121 Perfil 1 Huentaleuquén



Figura 4.122 Perfil 2 Huentaleuquén



Figura 4.123 Perfil 3 Huentaleuquén

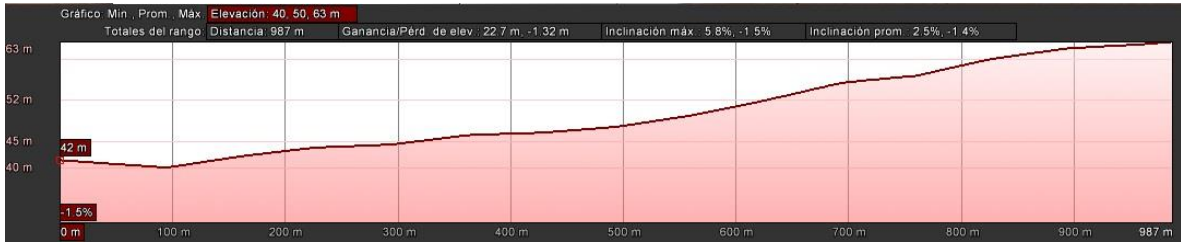


Figura 4.124 Perfil 4 Huentelauquén

En Huentelauquén, los perfiles 1 y 2 muestran que el terreno posee irregularidades, pero el cambio de pendiente no es tan abrupto como en localidades anteriores, por lo que este factor se puede solucionar. Por otra parte, en los perfiles 3 y 4 una pendiente ascendente que llega como valor máximo a 5,8% y continuidad a lo largo del perfil. Dichas condiciones, permiten que esta zona sea apta para la localización de una central.



Figura 4.125 Imagen satelital del área explorada de Sur San Julián

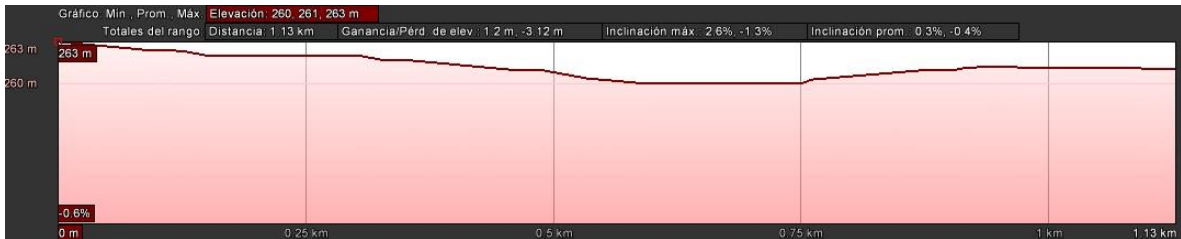


Figura 4.126 Perfil 1 Sur San Julián



Figura 4.127 Perfil 2 Sur San Julián

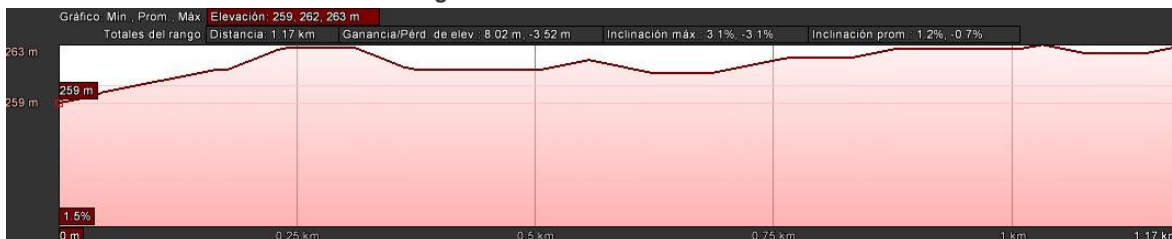


Figura 4.128 Perfil 3 Sur San Julián

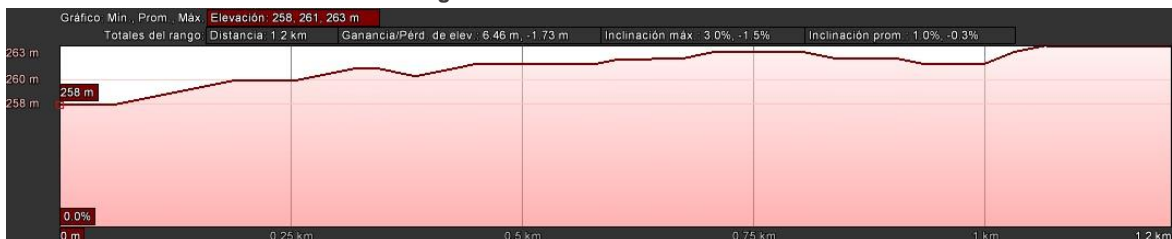


Figura 4.129 Perfil 4 Sur San Julián

Para el sector al Sur de San Julián, se puede ver que todos los perfiles poseen pequeñas discontinuidades dadas por los cambios de pendiente. Debido a que estos cambios no son bruscos, y la inclinación máxima que se encontró para esta área fue de 3,1%, se elige esta localidad para proseguir con el estudio hidrográfico.

Tabla 4.13 Resumen de elevaciones por perfil de localidades seleccionadas de la Región de Coquimbo

Localidad	Línea	Elevación mínima [m]	Elevación máxima [m]	Pérdida de elevación [m]	Ganancia de elevación [m]	Inclinación mínima [%]	Inclinación máxima [%]	Inclinación promedio [%]
HUENTALEUQUEN	L1	44	48	-6,50	7,48	-2,70	2,60	0,80
	L2	51	57	-5,29	9,78	-3,20	5,00	1,00
	L3	38	61	-0,37	23,70	-0,40	4,40	2,30
	L4	40	63	-1,32	22,70	-1,50	5,80	2,50
SUR SAN JULIÁN	L1	260	263	-3,12	1,20	-1,30	2,60	0,30
	L2	261	265	-4,07	1,74	-1,30	1,30	0,30
	L3	259	263	-3,52	8,02	-3,10	3,10	1,20
	L4	258	263	-1,73	6,46	-1,50	3,00	1,00

Fuente: Elaboración propia

4.2.3. HIDROGRAFÍA

En esta parte se estudiarán varios aspectos relacionados con los recursos hídricos presentes en zonas cercanas a las localidades seleccionadas.

El primero es estudiar las cuencas hidrográficas (ríos, quebradas, canales, vertientes) más próximos a los puntos estudiados. Para lograr lo anterior, se obtuvo datos de las cuencas más cercanas a cada localidad pre seleccionada mediante el Explorador del Inventario Público de Cuencas Hidrográficas³⁴ disponible en línea, información dada por la Dirección General de Aguas (DGA)³⁵ y la Infraestructura de Datos Geoespaciales³⁶.

También es importante considerar las restricciones de Derecho de Aguas en las las zonas estudiadas. Para esto, se utilizó el explorador de la Dirección General de Aguas del Ministerio de Obras Públicas que está disponible en la página web de este último.

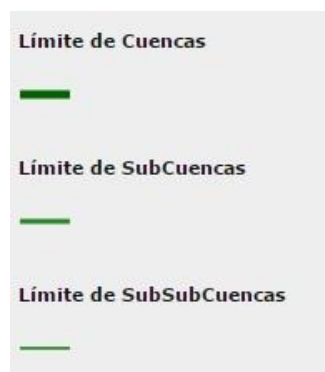


Figura 4.130 Leyenda cuencas hidrográficas

4.2.3.1. Región de Antofagasta

Las siguientes imágenes corresponden a los recursos hídricos próximos a Virginia:

³⁴ Explorador del Inventario Público de Cuencas Hidrográficas [En línea] 2016 [Citado el: 5 de mayo de 2016]
< <http://www.arcgis.com/apps/OnePane/basicviewer/index.html?appid=140491cbe86847cab6b18949442393f9>>

³⁵ Dirección General de Aguas (DGA) [En línea] 2016. [Citado el: 5 de mayo de 2016.]
< snia.dga.cl/BNAConsultas/reportes>

³⁶ Geoportal de Infraestructura de Datos Geoespaciales (IDE) [En línea] 2016. [Citado el: 5 de mayo de 2016]
<<http://www.geoportal.cl/Visor/>>

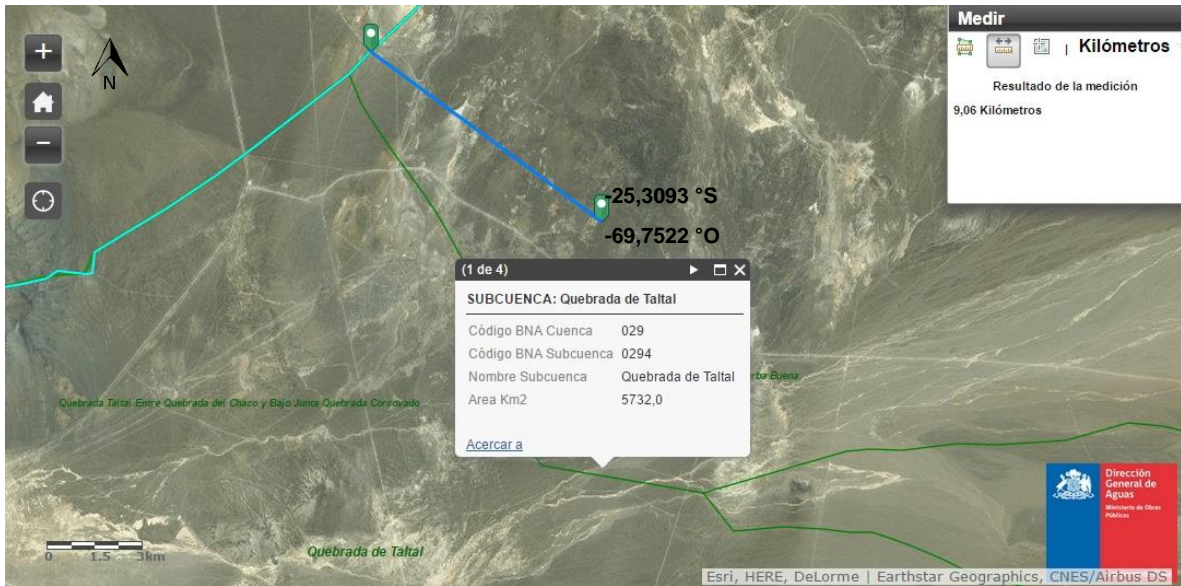


Figura 4.131 Subcuenca Quebrada de Taltal

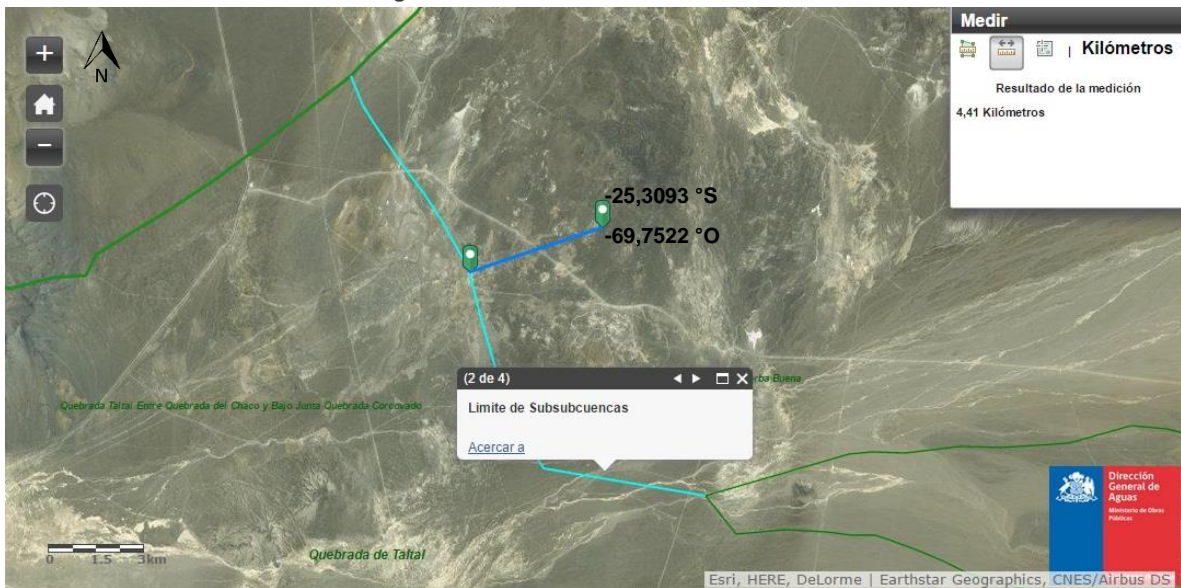


Figura 4.132 Límite subsubcuencas

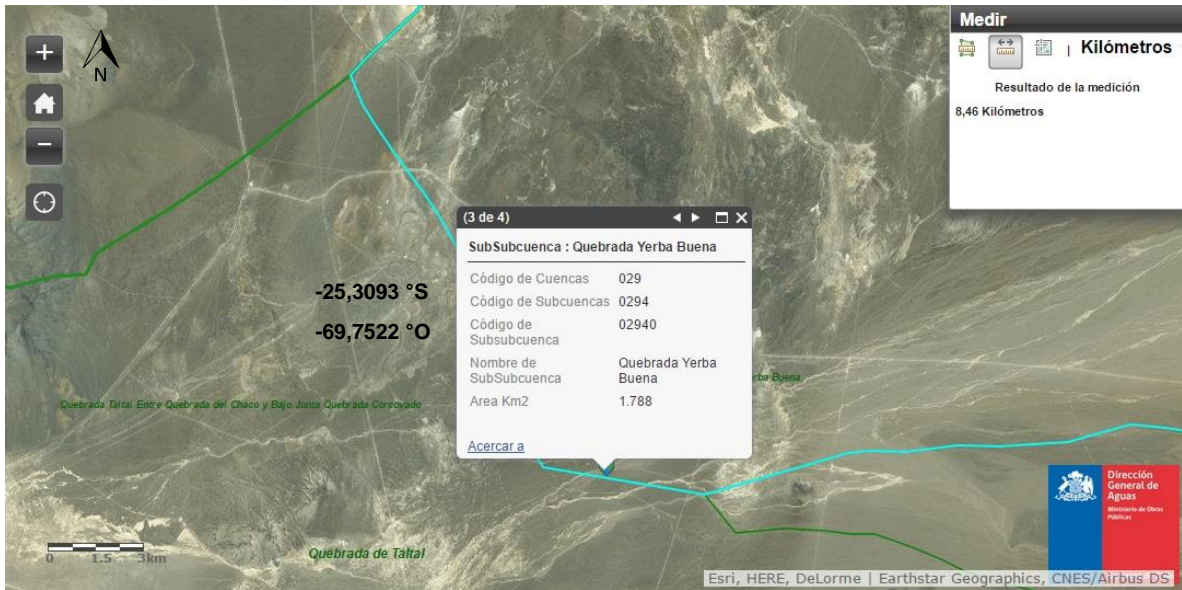


Figura 4.133 Subsubcuenca Quebrada de Yerba Buena

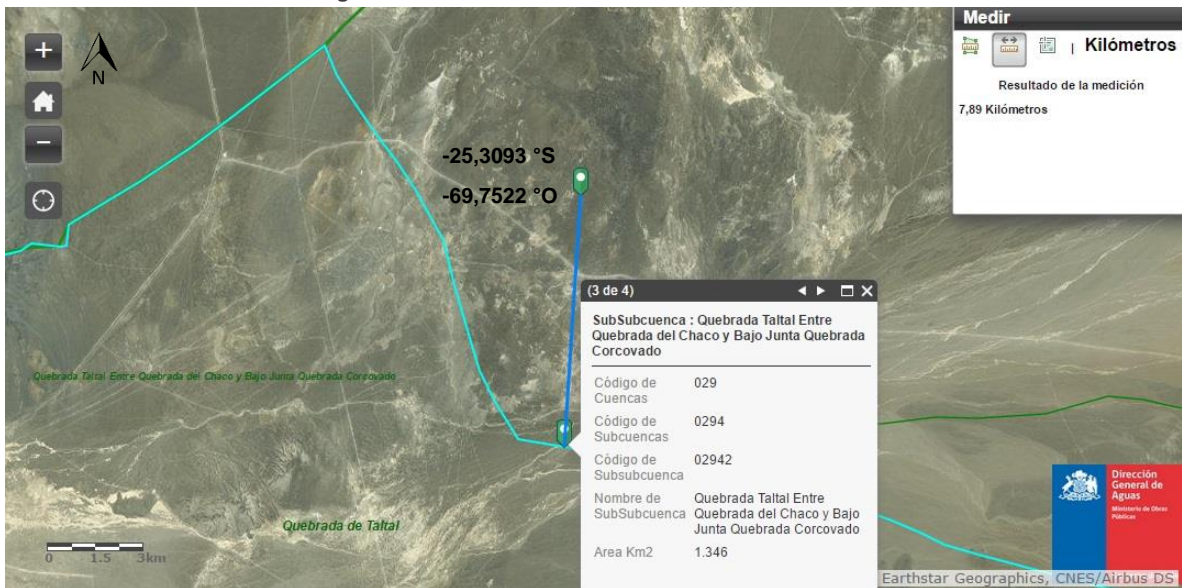


Figura 4.134 Subsubcuenca Quebrada de Taltal entre Quebrada del Chaco y Bajo Junta Quebrada Corcovado

Ollagüe, cuenta con las siguientes cuencas:



Figura 4.135 Límite subcuencas



Figura 4.136 Subsubcuenca Salar de Ollague

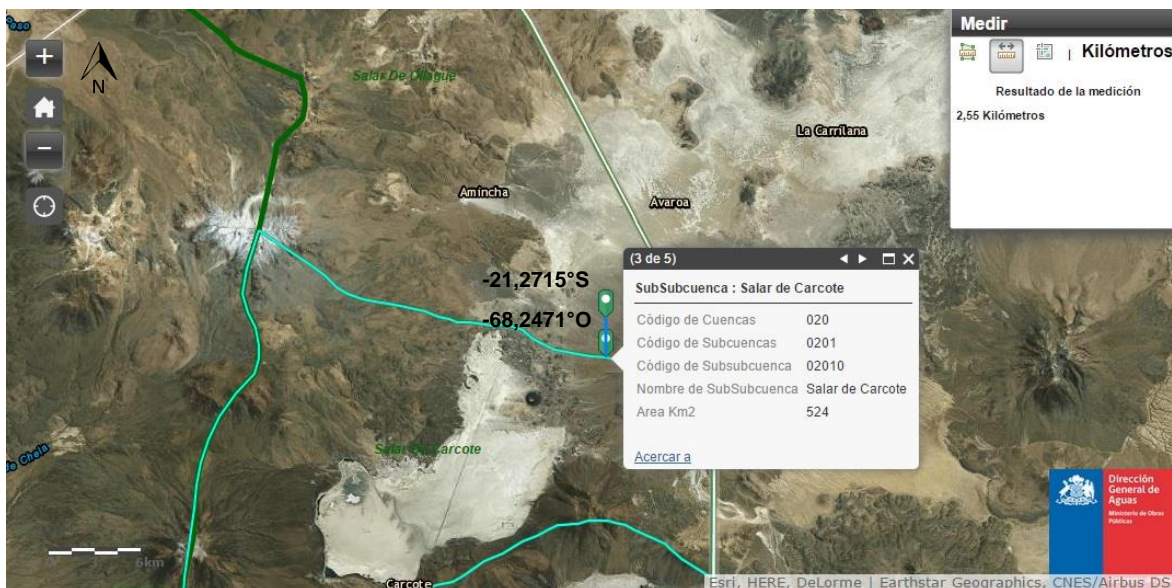


Figura 4.137 Subsubcuenca Salar de Carcote

Tabla 4.14 Resumen cuencas hidrográficas localidades de Región de Antofagasta

Región de Antofagasta					
Localidad	Nombre	Tipo	Código BNA	Área [km ²]	Distancia a localidad [km]
Virginia	Quebrada de Taltal	Subcuenca	0294	5732,0	9,06
	Quebrada Yerba Buena	Subsubcuenca	02940	1788,0	8,46
	Quebrada de Taltal entre Quebrada del Chaco y Bajo Junta Quebrada Corcovado	Subsubcuenca	02942	1346,0	7,89
Ollagüe	Salar de Ollagüe	Subcuenca	0200	724,7	2,55
	Salar de Carcote	Subcuenca	0201	524,4	2,48

Fuente: Elaboración propia

La información obtenida para esta región da como resultado que la localidad que presenta recurso hídrico más cercanos es la de Ollagüe, pese a que en área Virginia posee mayor cantidad de agua kilómetro cuadrado.

4.2.3.2. Región de Atacama

Salvador presenta las siguientes cuencas:

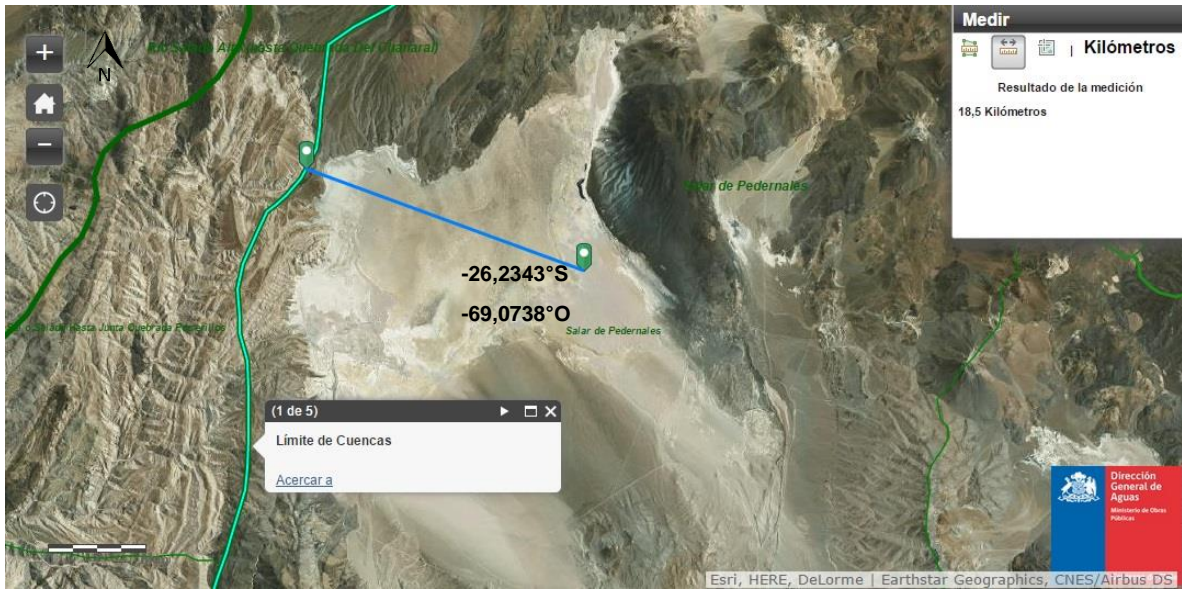


Figura 4.138 Límite de cuencas

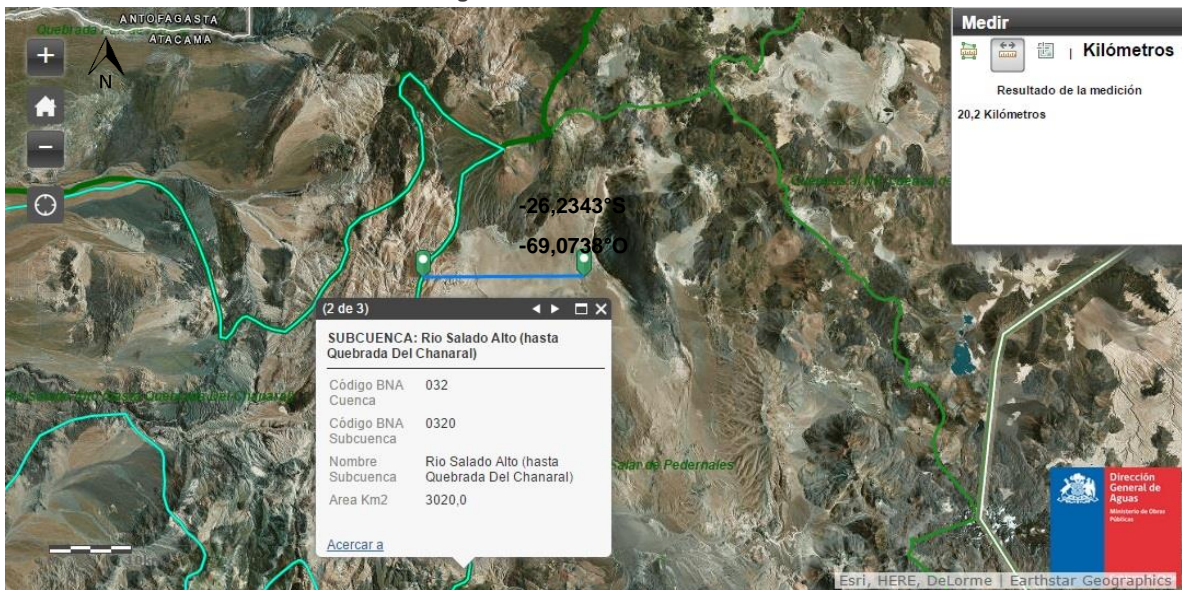


Figura 4.139 Subsubcuenca Rio Salado Alto



Figura 4.140 Subcuenca Salar de Pedernales

Laguna de Colorados tiene los siguientes recursos hídricos:



Figura 4.141 Límite de cuencas



Figura 4.142 Subcuenca Quebrada de Pan de Azúcar

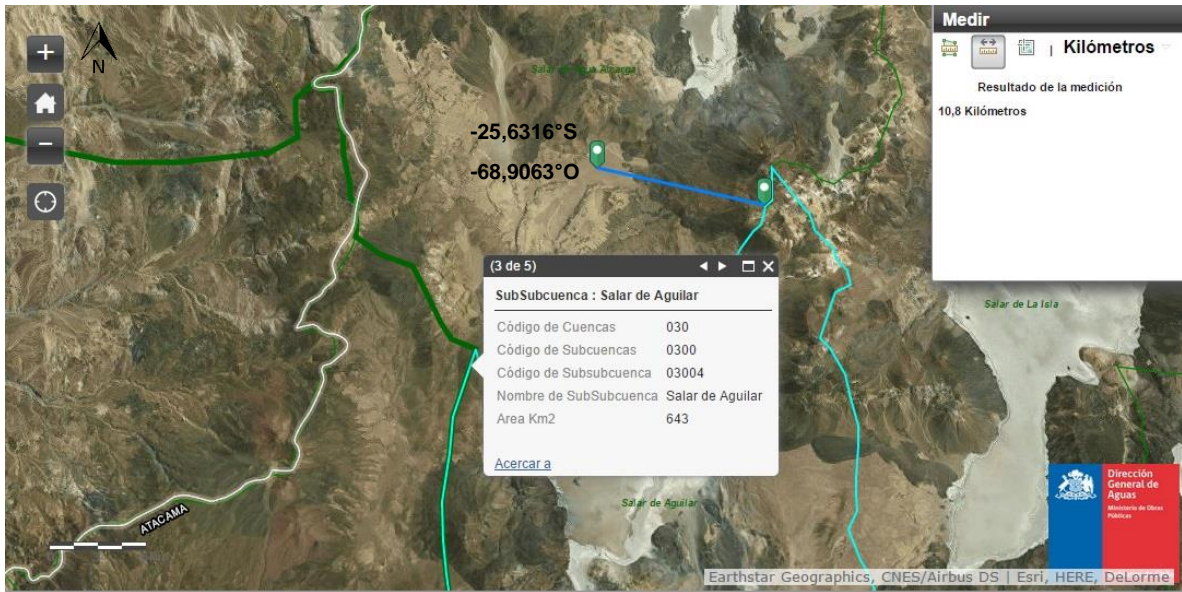


Figura 4.143 Subsubcuenca Salar de Aguilar



Figura 4.144 SubSubcuenca Quebrada de La Encantada y El Salitre



Figura 4.145 Subcuenca al Norte del Salar de Pedernales

Las cuencas más cercanas a Las Tazas son:

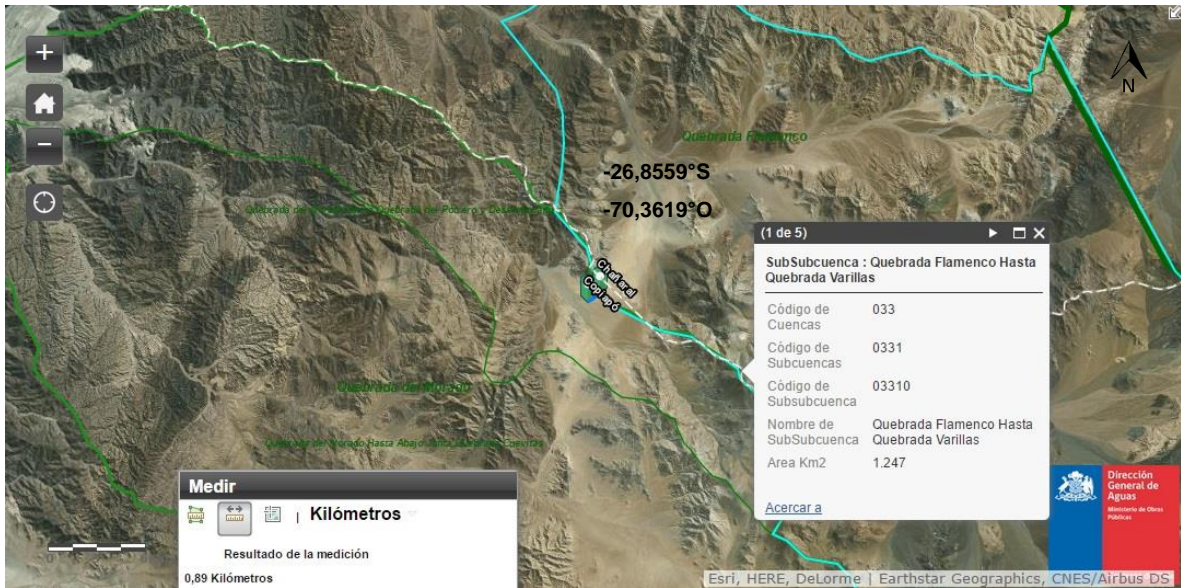


Figura 4.146 Subsubcuenca Quebrada Flamenco hasta Quebrada Varillas



Figura 4.147 Límite de subcuencas

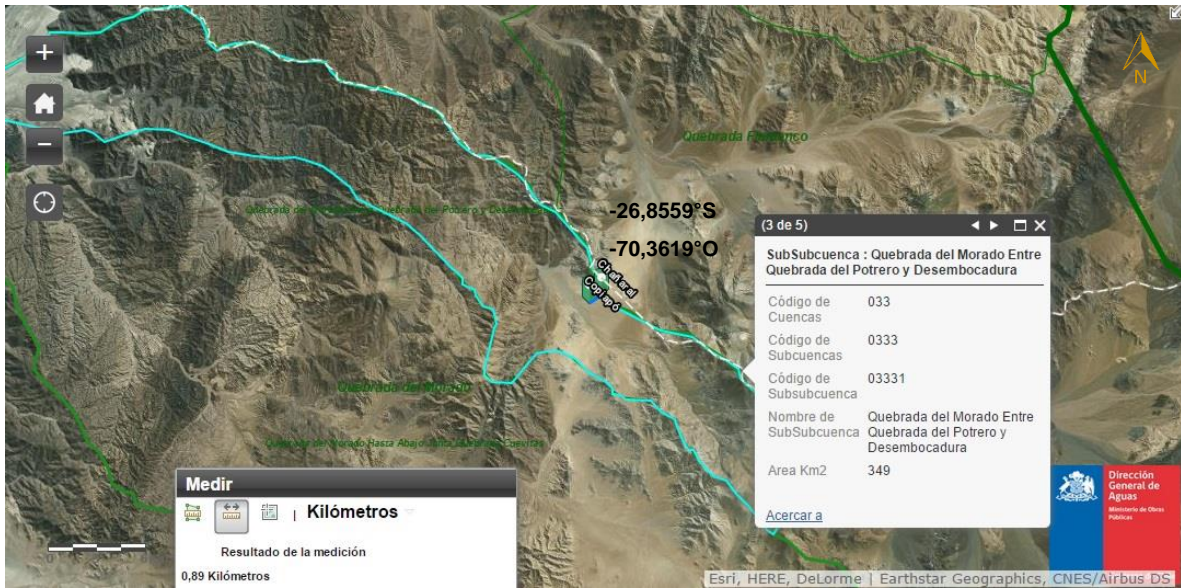


Figura 4.148 Subsubcuenca del Morado entre Quebrada del Potrero y Desembocadura

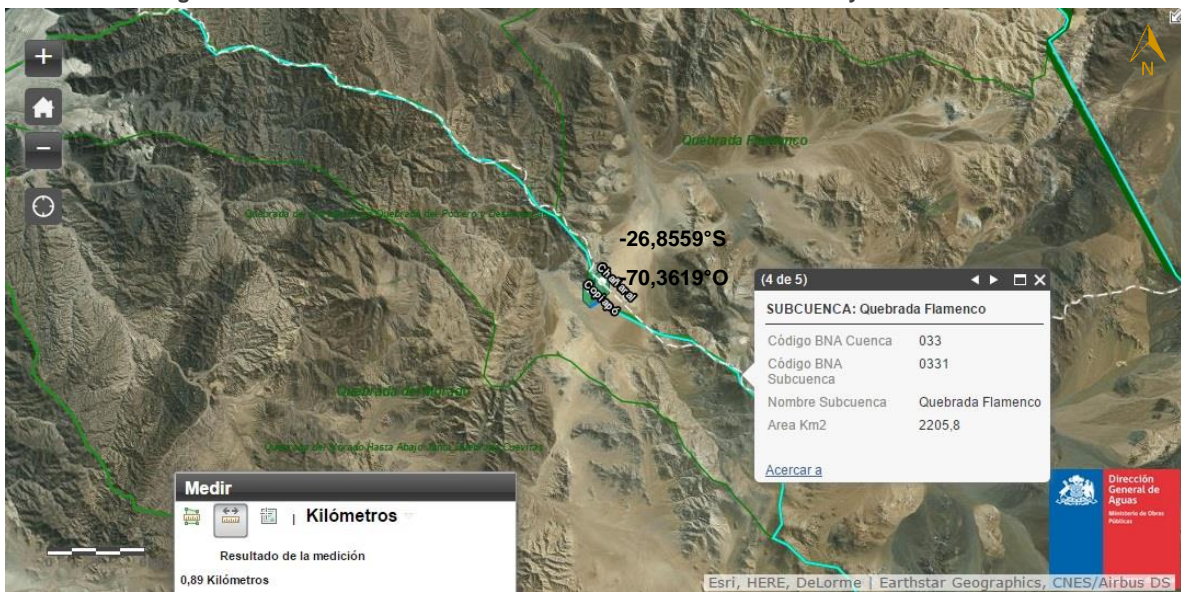


Figura 4.149 Subcuenca Quebrada de Flamenco



Figura 4.150 Subcuenca Quebrada del Morado

Para Catorcemil se tienen las siguientes cuencas:



Figura 4.151 Subsubcuenca Paipote entre Quebrada de San Andrés y Quebrada Martínez

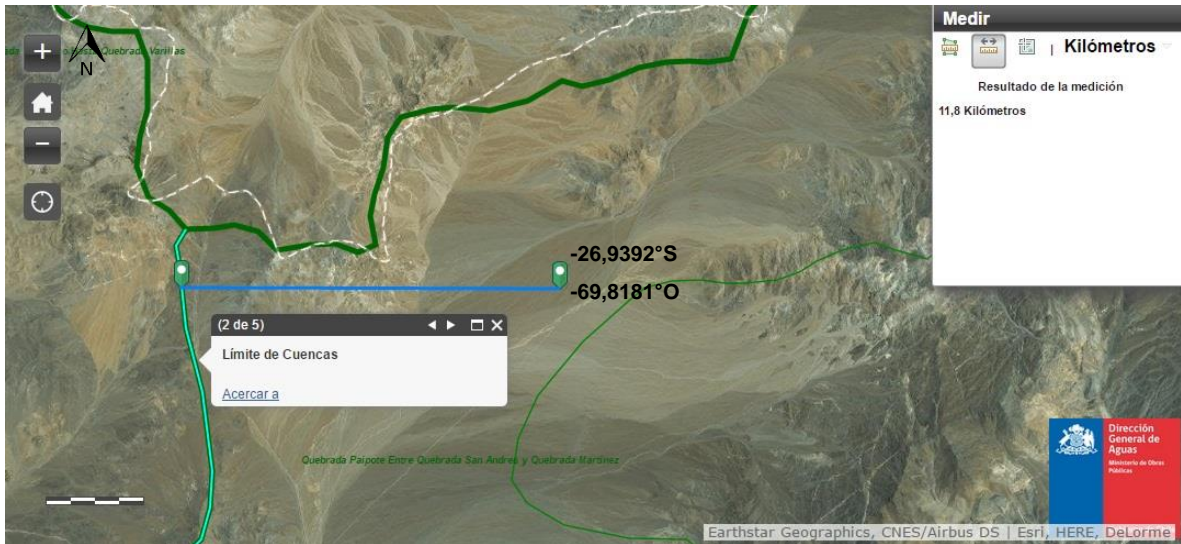


Figura 4.152 Límite de cuencas

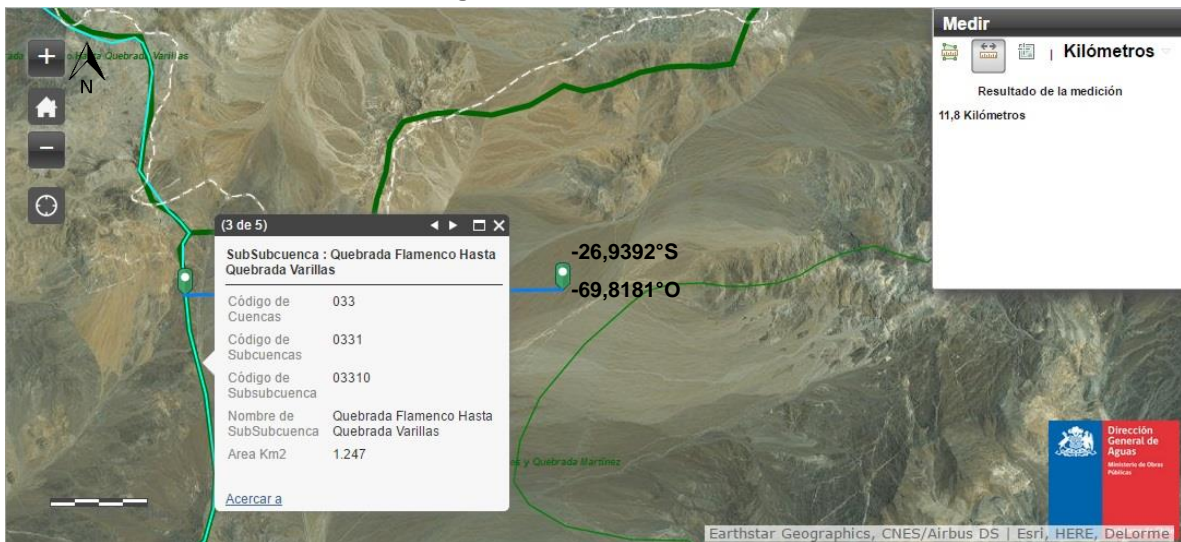


Figura 4.153 Subsubcuenca Quebrada Flamenco hasta Quebrada Varillas

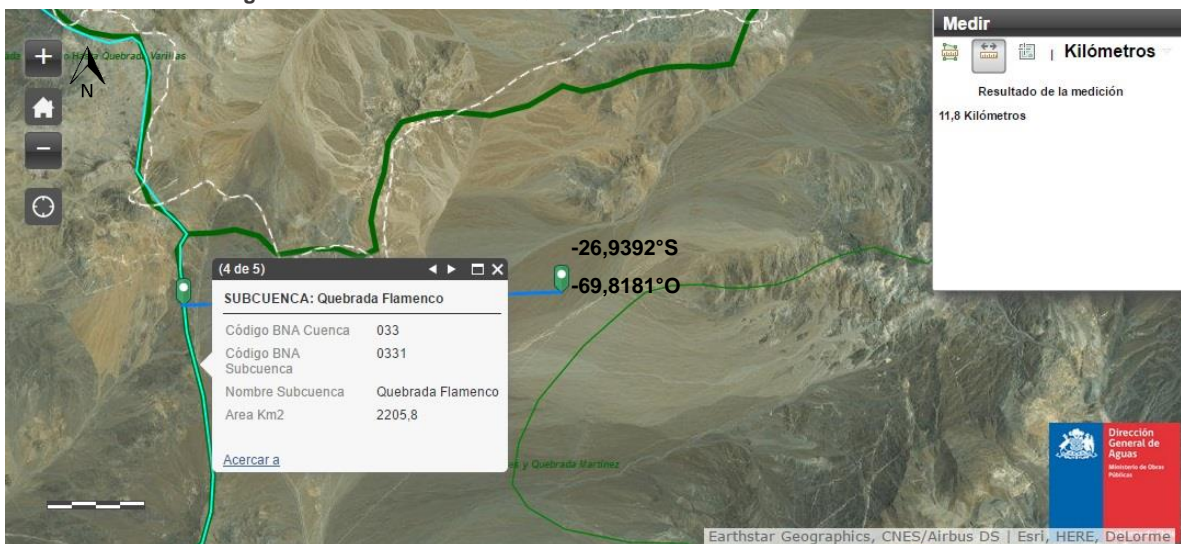


Figura 4.154 Subcuenca Quebrada de Flamenco



Figura 4.155 Subcuenca Quebrada de Paipote

A continuación, se presenta una tabla con el resumen de los datos para las cuencas de la región de Atacama (ver Tabla 4.15). A partir de esto se ve que las localidades del Salvador y Laguna de Colorados no cuentan con el recurso de agua cercano para abastecer por lo menos de limpieza de espejos de una planta termosolar. Por el contrario, las Tazas y Catorcemil se ven favorecidas por poseer amplia y próxima superficie con recurso de agua.

Tabla 4.16 Resumen cuencas hidrográficas localidades de Región de Atacama

Región de Atacama					
Localidad	Nombre	Tipo	Código BNA	Área [km²]	Distancia a localidad [km]
Noreste del Salvador	Río Salado Alto (hasta Quebrada del Chañaral)	Subcuenca	0320	3020,0	20,20
	Salar de Pedernales	Subcuenca	0320	4594,4	20,30
Noroeste de Laguna de Colorados	Quebrada Pan de Azúcar	Subsubcuenca	03004	643,0	10,80
	Quebrada de la Encantada y del Salitre	Subsubcuenca	03101	698,0	12,70
	Cuencas al Norte del Salar de Pedernales	Subcuenca	0300	3590,2	12,80
Sur las Tazas	Quebrada Flamenco hasta Quebrada de Varillas	Subsubcuenca	03310	1247,0	0,89
	Quebrada del Morado entre Quebrada del Potrero y Desembocadura	Subsubcuenca	03331	349,0	0,89
	Quebrada Flamenco	Subcuenca	0331	2205,8	0,89
	Quebrada del Morado	Subcuenca	0333	1451,3	0,89
Suroeste Catorcemil	Quebrada Paipote entre Quebrada San Andrés y Quebrada Martínez	Subsubcuenca	03442	1082,0	1,62
	Quebrada Flamenco hasta Quebrada de Varillas	Subsubcuenca	03310	1247,0	11,80
	Quebrada Flamenco	Subcuenca	0331	2205,8	11,80
	Quebrada Paipote	Subcuenca	0344	6689,0	5,68

Fuente: Elaboración propia

4.2.3.3. Región de Coquimbo

Huentelauquén posee las siguientes cuentas como se ve en las figuras a continuación:

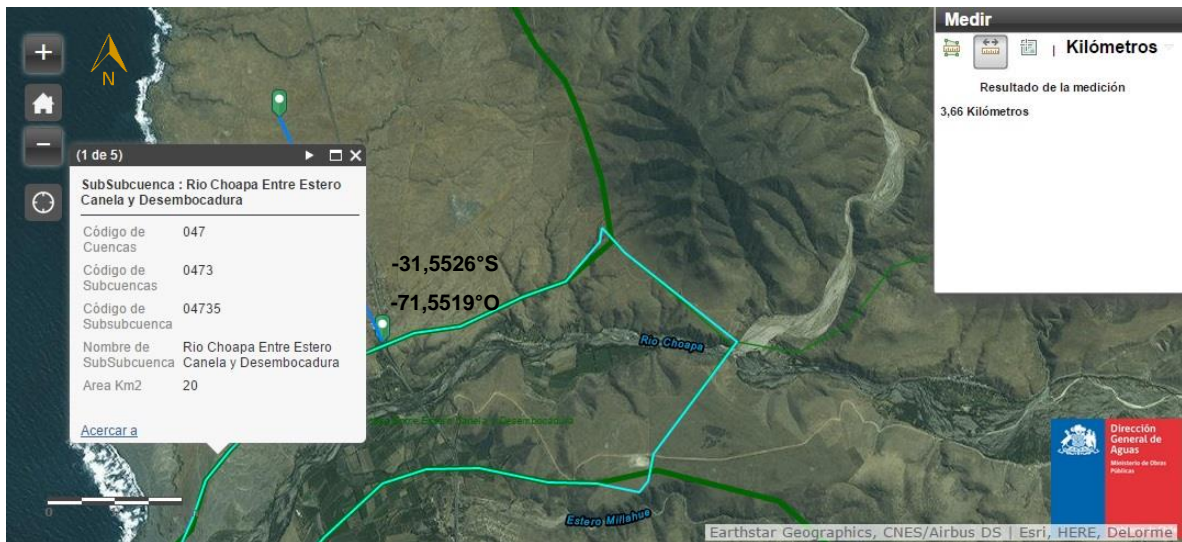


Figura 4.156 Subsubcuenca Río Choapa entre Estero Canela y Desembocadura

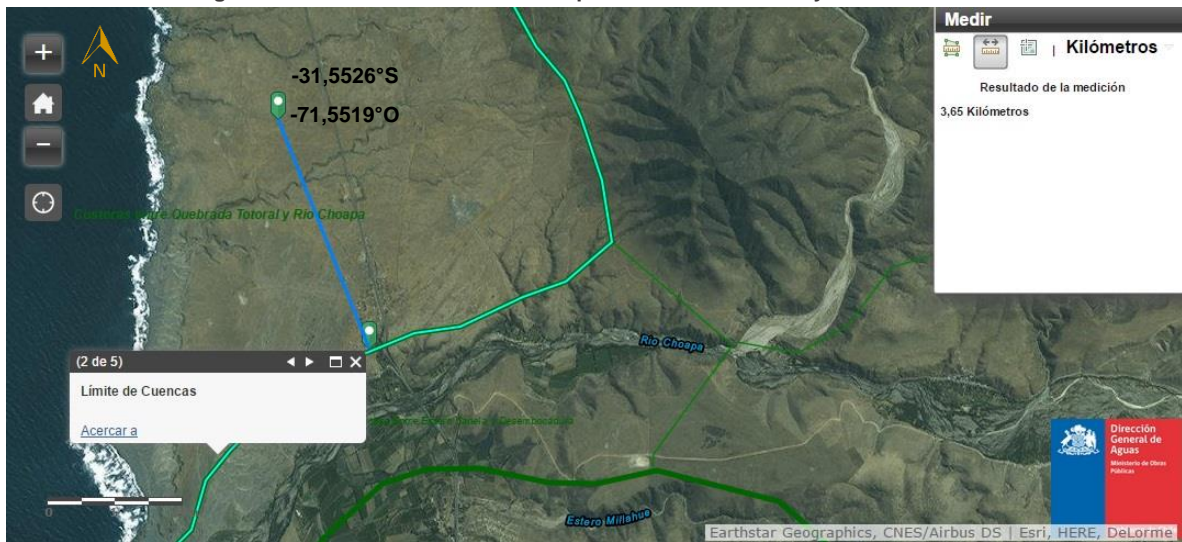


Figura 4.157 Límite de cuencas

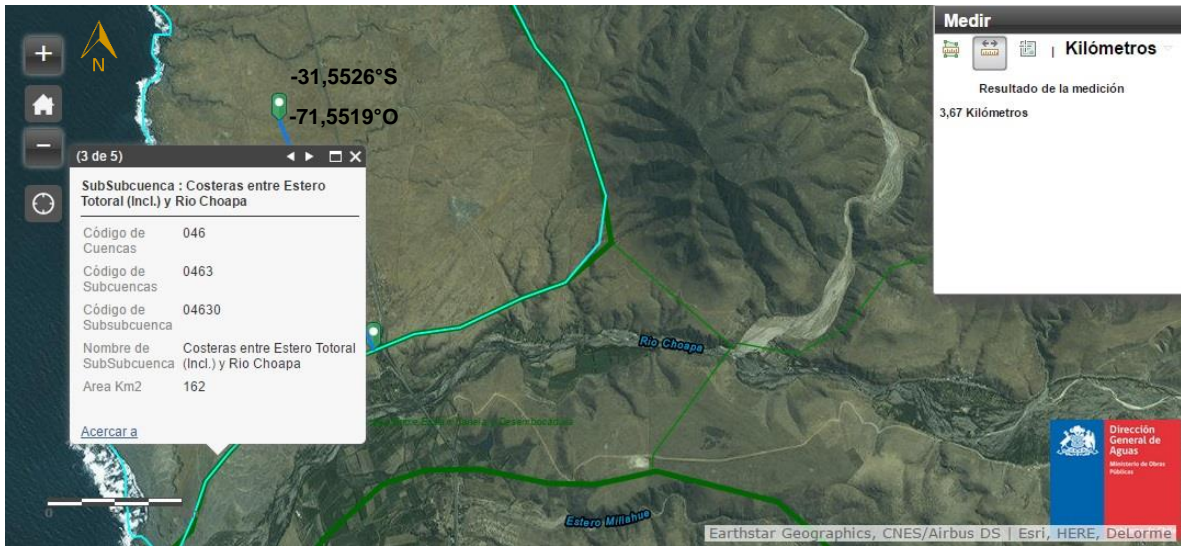


Figura 4.158 Subsubcuenca Costeras entre Estero Totoral y Río Choapa

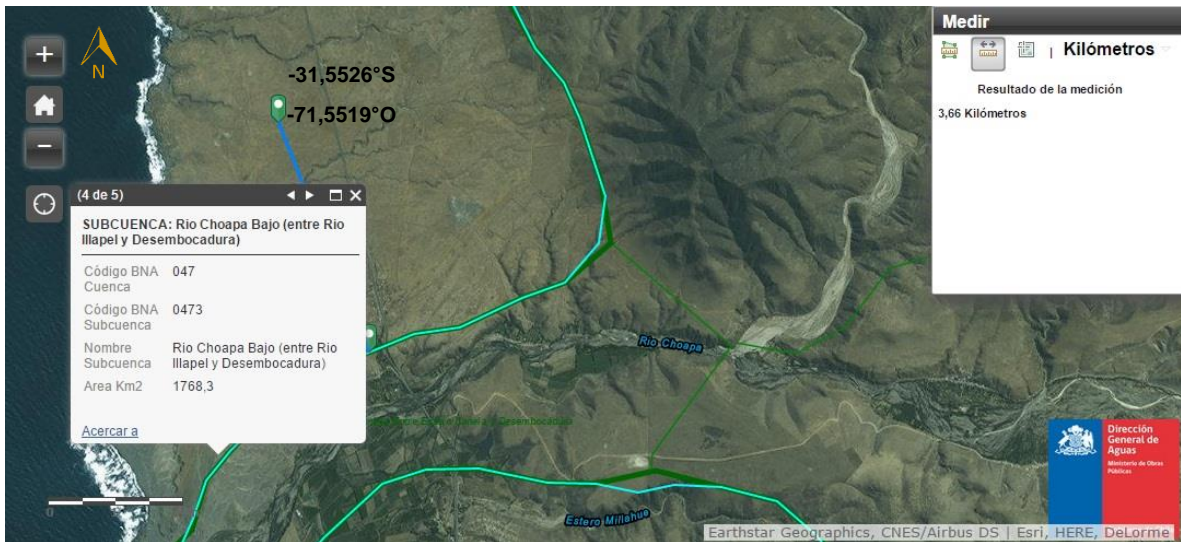


Figura 4.159 Subcuenca Río Choapa Bajo

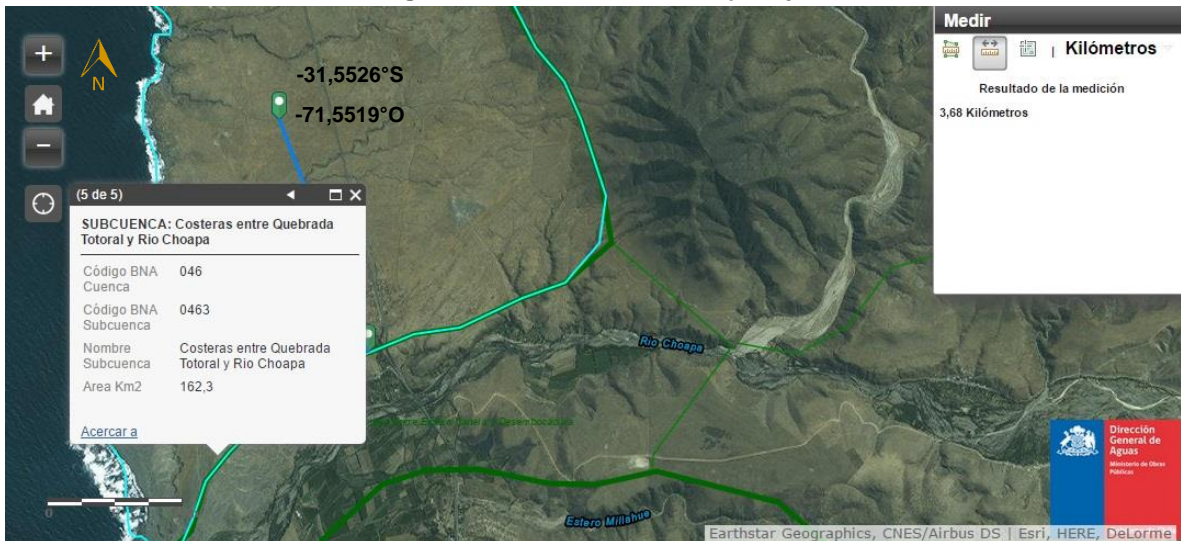


Figura 4.160 Subcuenca Costeras entre Quebrada Totoral y Río Choapa

Por otra parte, San Julián cuenta con las cuencas que se muestran en las próximas imágenes.



Figura 4.161 Subcuenca Río Limari

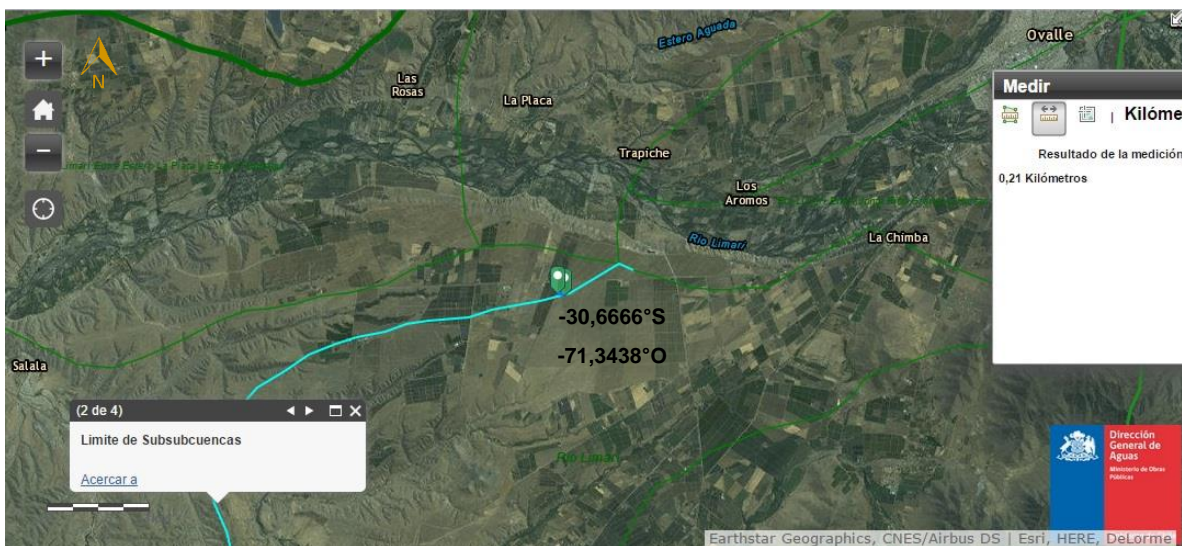


Figura 4.162 Límite de subsubcuencas

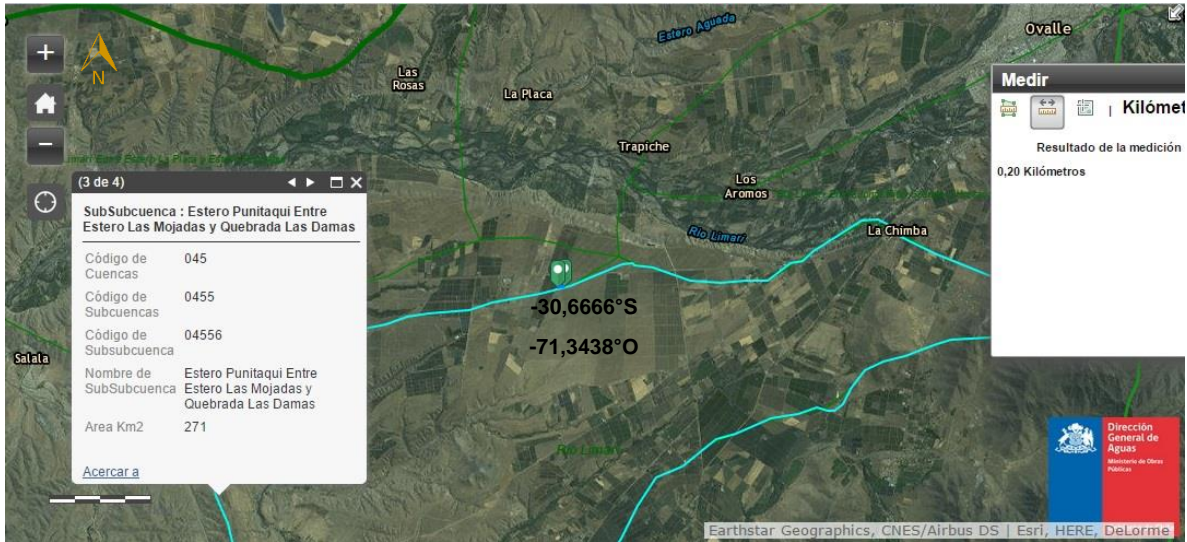


Figura 4.163 Subsubcuenca Estero Punitaqui entre Estero Las Mojadas y Quebradas Las Damas

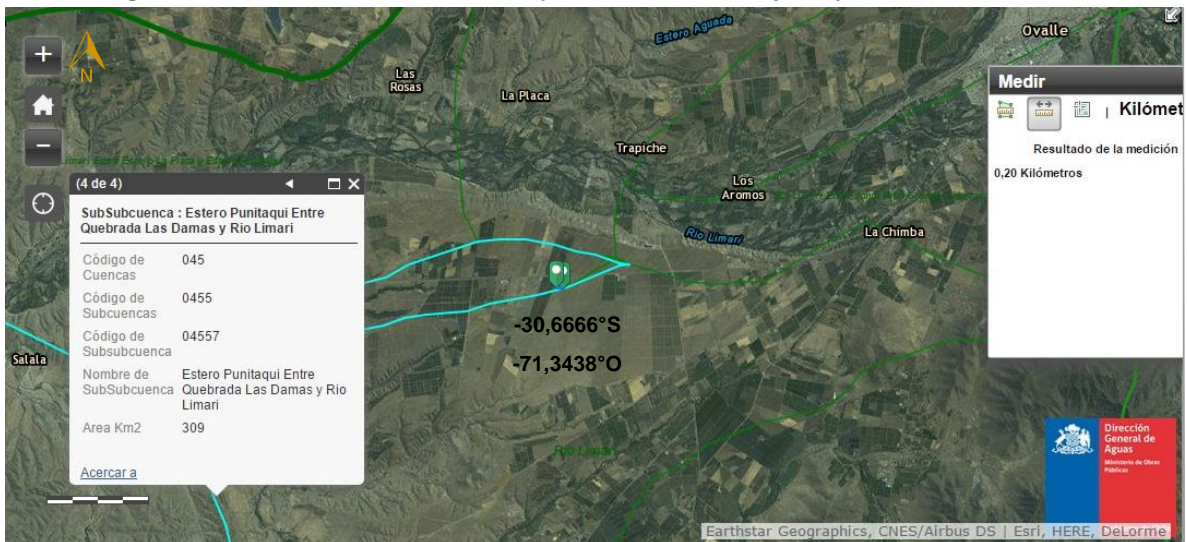


Figura 4.164 Subsubcuenca Estero Punitaqui entre Quebrada Las Damas y Río Limarí

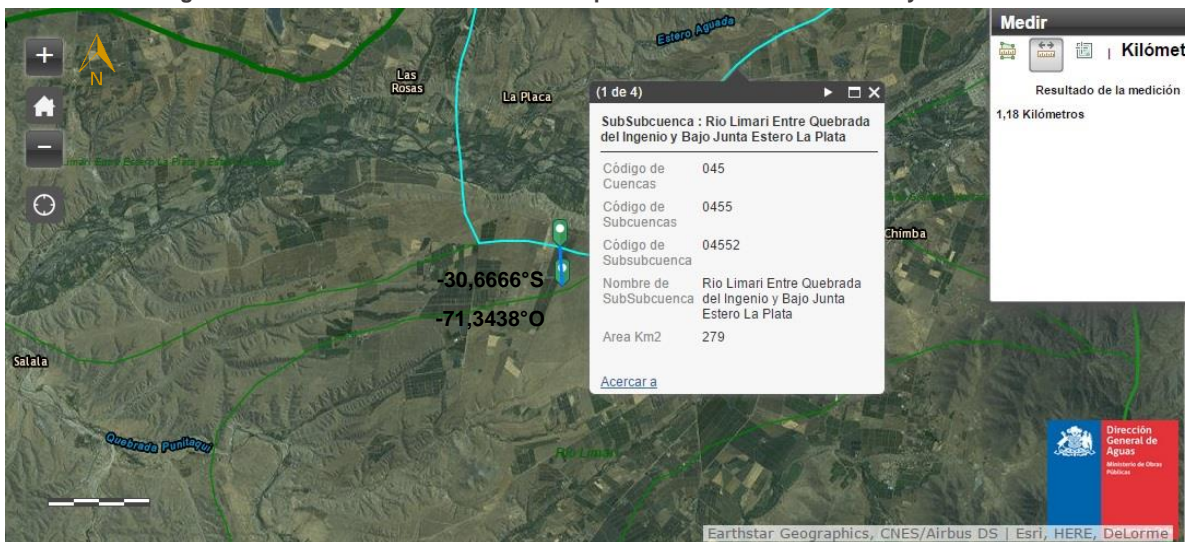


Figura 4.165 Subsubcuenca Río Limarí entre Quebrada del Imperio y Bajo Junta Estero La Plata

Tabla 4.17 Resumen cuencas hidrográficas localidades de Región de Coquimbo

Región de Coquimbo					
Localidad	Nombre	Tipo	Código BNA	Área [km ²]	Distancia a localidad [km]
Huentelauquén	Río Choapa entre Estero Canela y Desembocadura	Subsubcuenca	04735	20	3,66
	Costeras entre Estero Totoral y Río Choapa	Subsubcuenca	04630	162	3,67
	Río Choapa Bajo (entre Río Illapel y Desembocadura)	Subcuenca	0473	1768,3	3,66
	Costeras entre Quebrada Totoral y Río Choapa	Subcuenca	0463	162,3	3,68
Sur San Julián	Río Limarí	Subcuenca	0455	2348,9	0,3
	Estero Punitaqui entre Estero Las Mojadas y Quebrada Las Damas	Subsubcuenca	04556	271	0,2
	Estero Punitaqui entre Quebrada Las Damas y Río Limarí	Subsubcuenca	04557	309	0,2
	Río Limarí entre Quebrada del Ingenio y Bajo Junta Estero La Plata	Subsubcuenca	04552	279	1,18

Fuente: Elaboración propia

De la Tabla 4.17 se puede deducir que el recurso del agua es escaso, sobre todo para San Julián y un poco más amplio para Huentelauquén, pero este último posee está próximo a la costa por el lado oeste.

A partir de este capítulo se inferir que el agua es bastante escasa en la zona norte de Chile, por lo que es necesario buscar una solución frente a este problema, ya que es necesaria una fuente cercana y abundante de agua para abastecer una planta. Pese a ello, se puede considerar que el agua que se dispone puede servir para los equipos auxiliares o de limpieza y utilizar aire para el enfriamiento del fluido que pasa a través del condensador.

4.2.4. VIALIDAD

Es importante tener que cuenta la accesibilidad que se tiene a las distintas ubicaciones, puesto que se tiene que contar con mano de obra e insumos para el funcionamiento de la planta. Por este motivo, se indagó a través del explorador de mapas de vialidad disponibles en la página web de la Infraestructura de Datos Geospaciales (IDE Chile)³⁶.

Leyenda

Red Vial Nacional

Red_20m_5m

-  PAVIMENTO
-  TIERRA
-  RIPIO
-  ESTABILIZADO
-  PAVIMENTO

Figura 4.166 Leyenda Red Vial

4.2.4.1. Región de Antofagasta

Virginia: Al este de las coordenadas correspondientes a la localidad de Virginia, se encuentra la ruta B-895, cuyo camino conecta hacia el este con la vía B-885 (camino de ripio). Al oeste, la vía B-81 está unido al camino B-883, el que a su vez está conectado con la vía pavimentada Ruta 5: Portezuelo Las Bombas-Quillagua. Al norte, la vía B-81 está unida a las rutas B-855 al noreste y B-875 al noroeste, siendo ambos caminos de tierra.

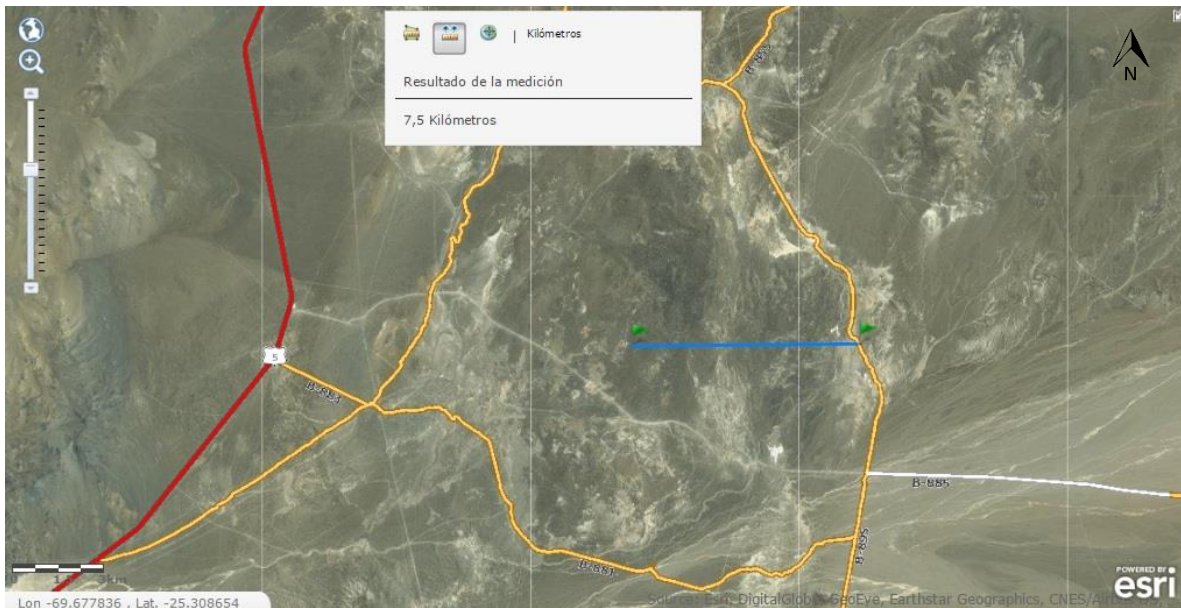


Figura 4.167 Camino 1 cercano a Virginia

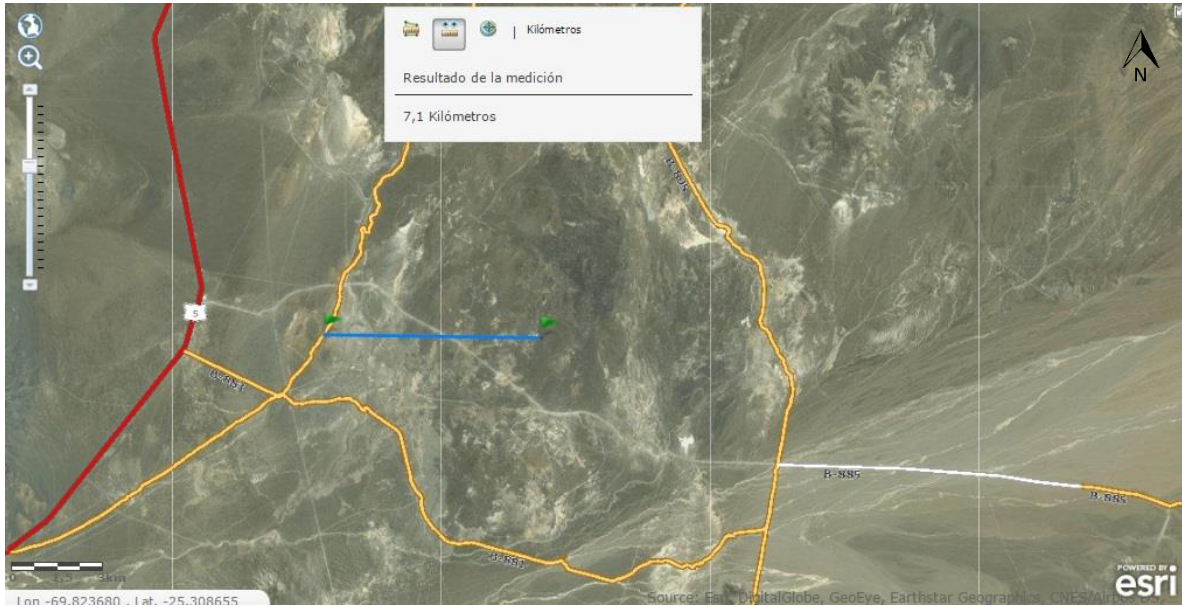


Figura 4.168 Camino 2 cercano a Virginia

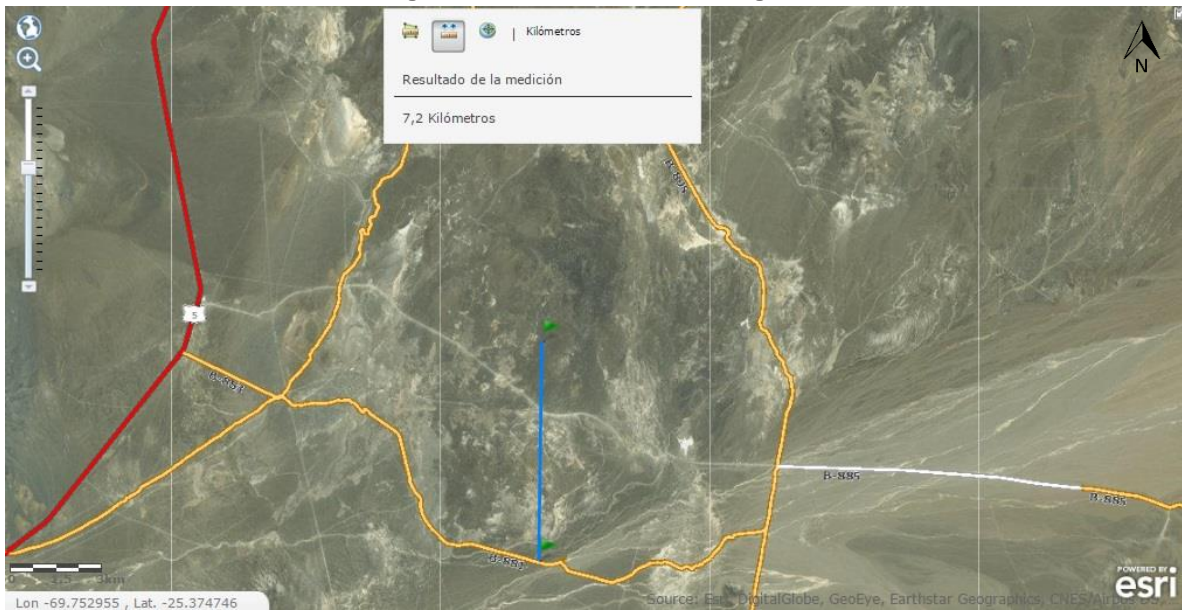


Figura 4.169 Camino 3 cercano a Virginia

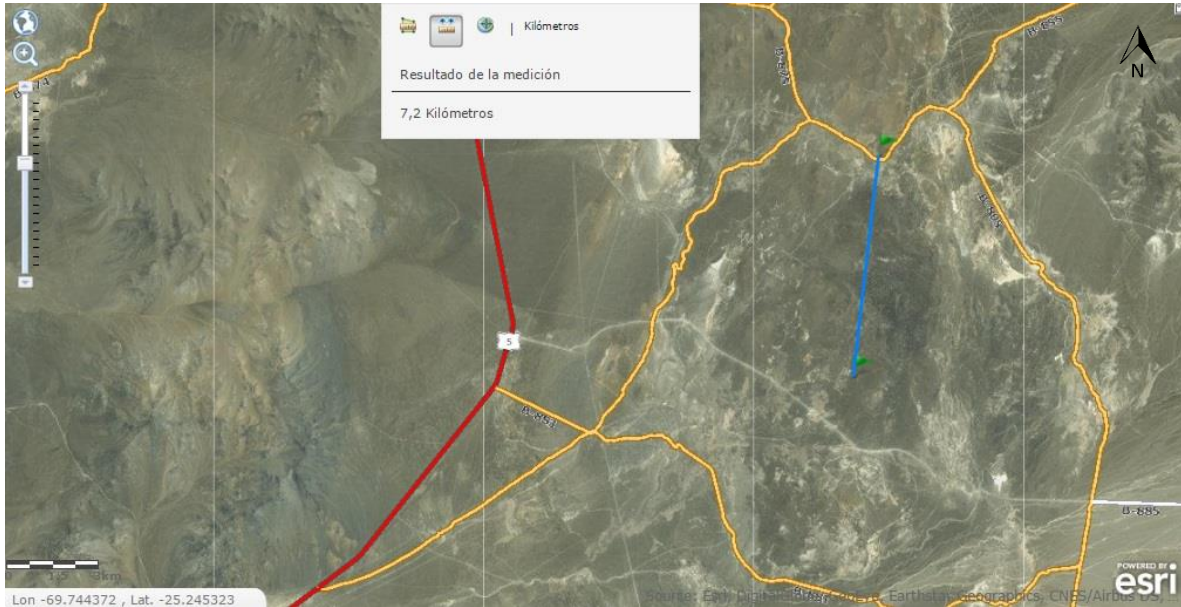


Figura 4.170 Camino 4 cercano a Virginia

Ollagüe: Al oeste, está la ruta 21 CH, la que se conecta con varios caminos, en los que se encuentra al noroeste la ruta B-125, que está unida a la ruta B-97-A hacia el norte y al suroeste una ruta sin nombre especificado. Cabe mencionar que la ruta 21 CH esta comienza en el paso fronterizo con Bolivia.



Figura 4.171 Camino 1 cercano a Ollagüe

Tabla 4.18 Red vial Región Antofagasta

Región Antofagasta				
Localidad	Camino	Dirección	Tipo de Camino	Distancia [km]
Virginia	1	Este	Tierra	7,5
	2	Oeste	Tierra	7,1
	3	Sur	Tierra	7,2
	4	Norte	Tierra	7,2
Ollagüe	1	Oeste	Tierra	2,0

Fuente: Elaboración propia

Las localidades en esta región no se ven favorecidas por la construcción de vías de acceso de transporte a la zona de estudio. Este aspecto no es decisivo para el emplazamiento de una central, pues tiene solución, ya que se puede trabajar en la construcción de un camino de tierra.

4.2.4.2. Región de Atacama

Salvador: Al oeste de la localidad, se ubica la ruta C-157, la cual está conectada con la ruta C-173 hacia el norte. Esta última se une al oeste con el camino pavimentado C-13: Cruce Ruta 5 (Chañaral)-Diego de Almagro-Potrerrillos. Además, existe una ruta hacia el noroeste, C-171, la cual no está conectada con las rutas previamente mencionadas, pero al oeste se une a la ruta C-115-B que cruza la ruta C-13.

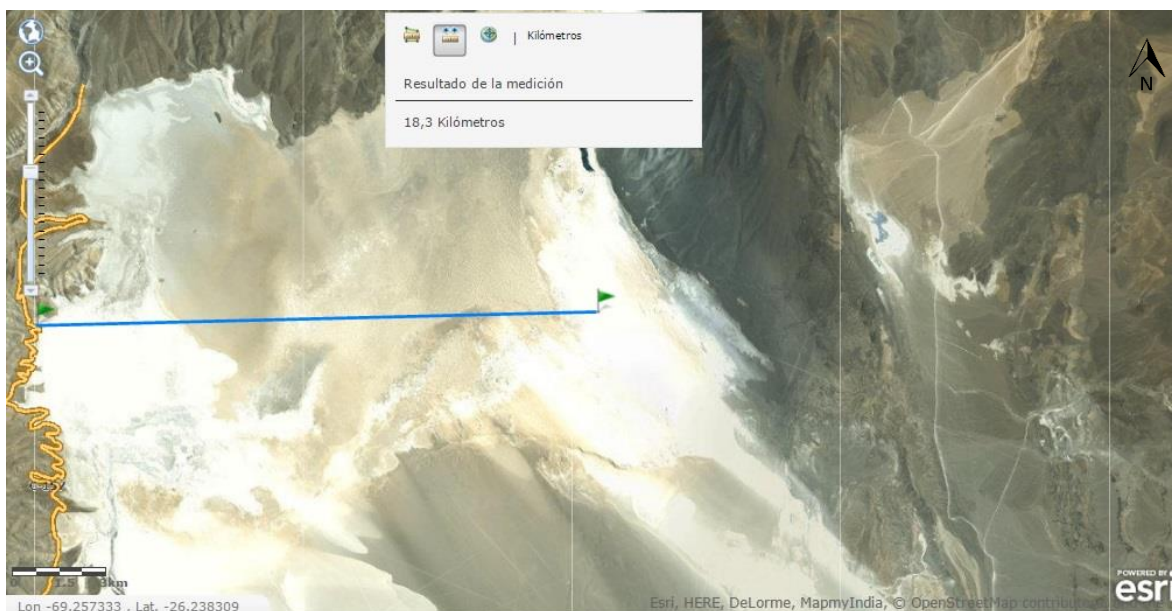


Figura 4.172 Camino 1 cercano a Noreste del Salvador

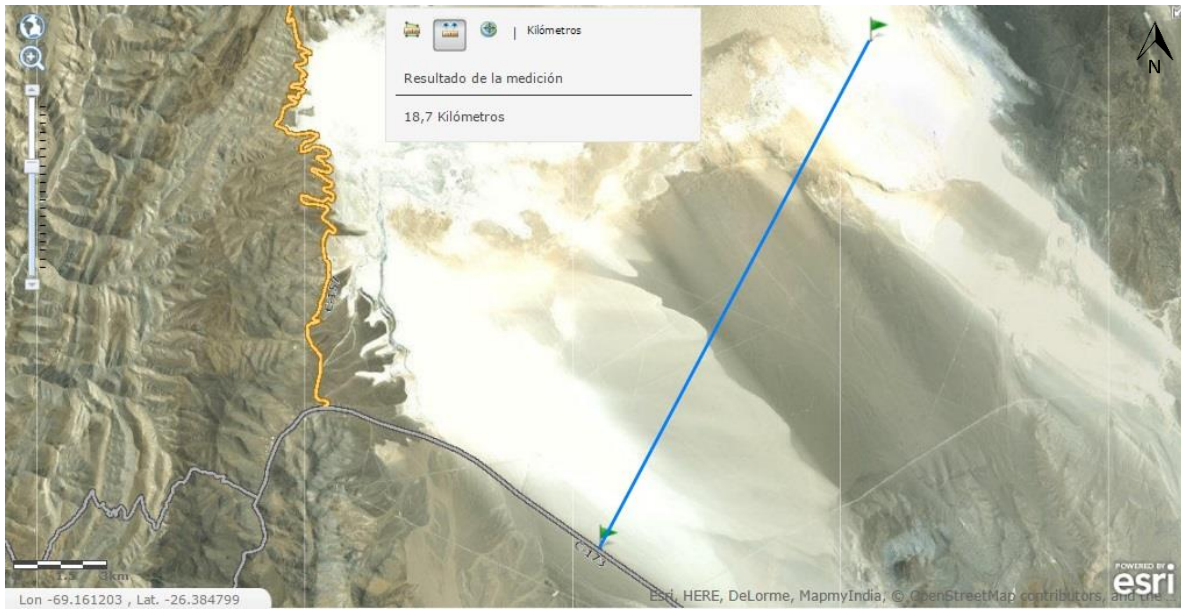


Figura 4.173 Camino 2 cercano a Noreste del Salvador

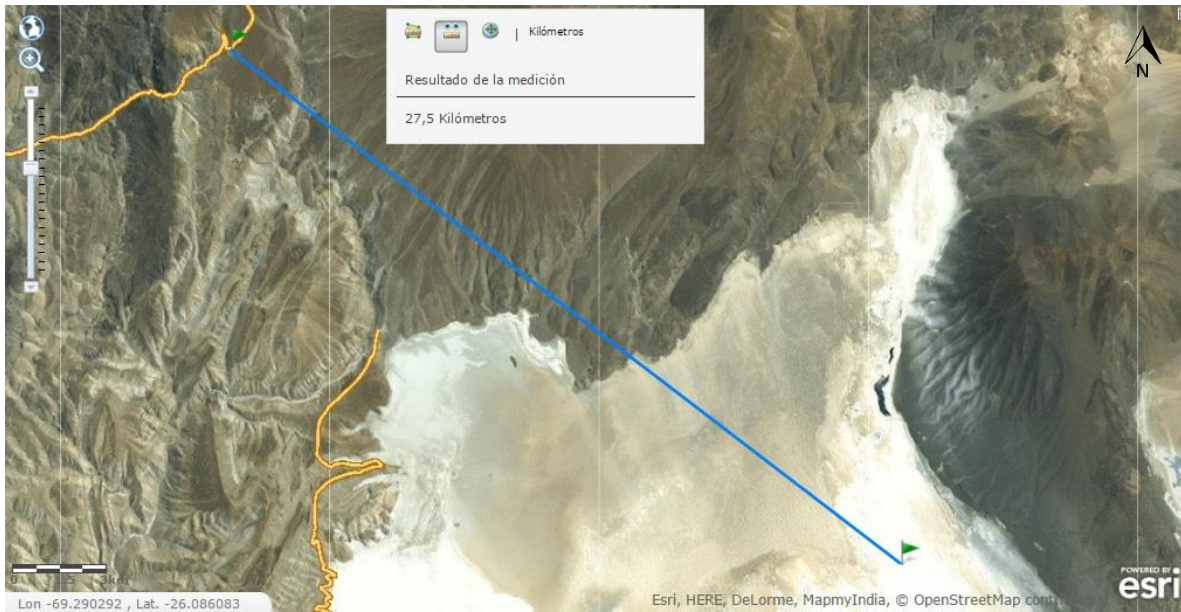


Figura 4.174 Camino cercano a Noreste del Salvador

Laguna de Colorados: Al norte y al oeste se encuentra el límite con la Región de Antofagasta y al este la frontera entre Chile y Argentina. Al suroeste, se encuentra la vía B-903: Cruce B-907 La Explotadora y al sur de esta vía está la ruta C-171: Cruce C-115-B Mina Inés Chica. Ambos caminos son de tierra y se unen a la vía C-115-B, donde este último se une al Cruce Ruta 5 Chañaral-Diego de Almagro-Potrerrillos.

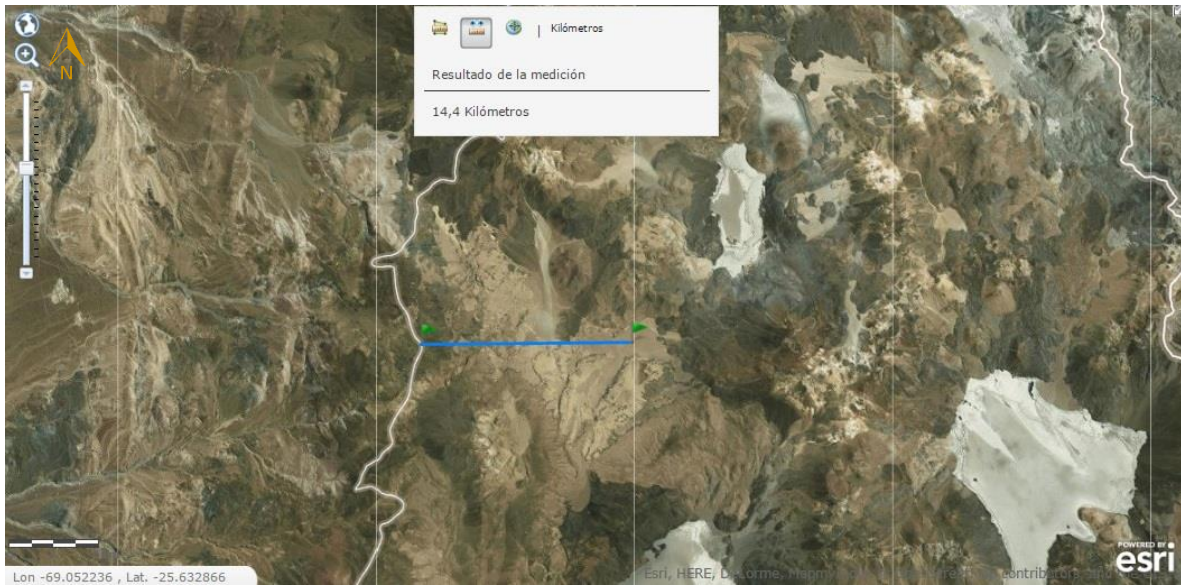


Figura 4.175 Camino 1 cercano a Laguna de Colorados

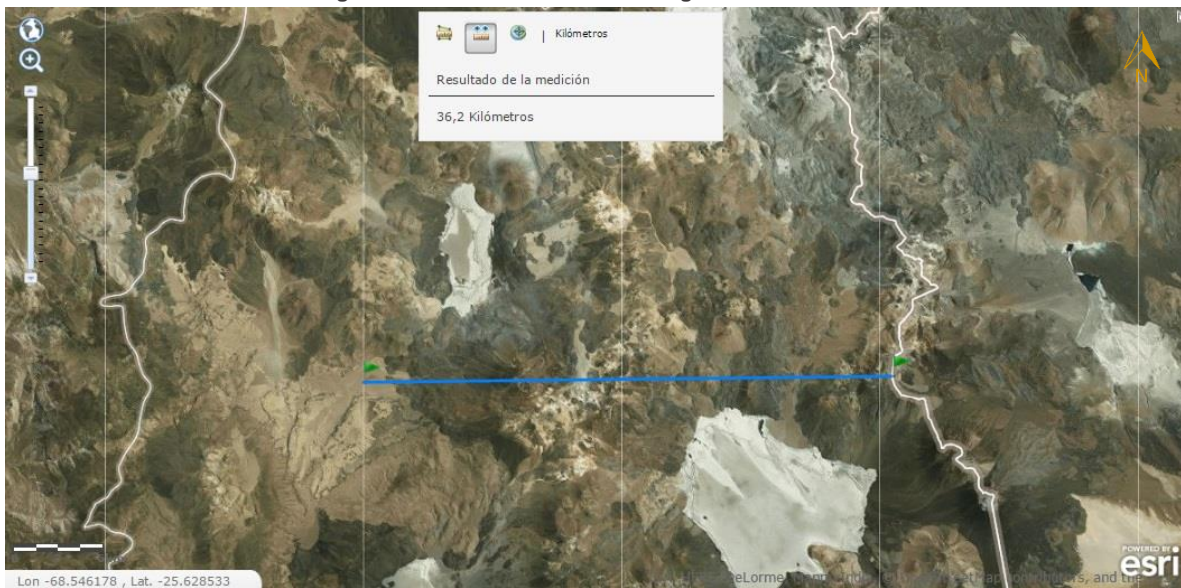


Figura 4.176 Camino 2 cercano a Laguna de Colorados

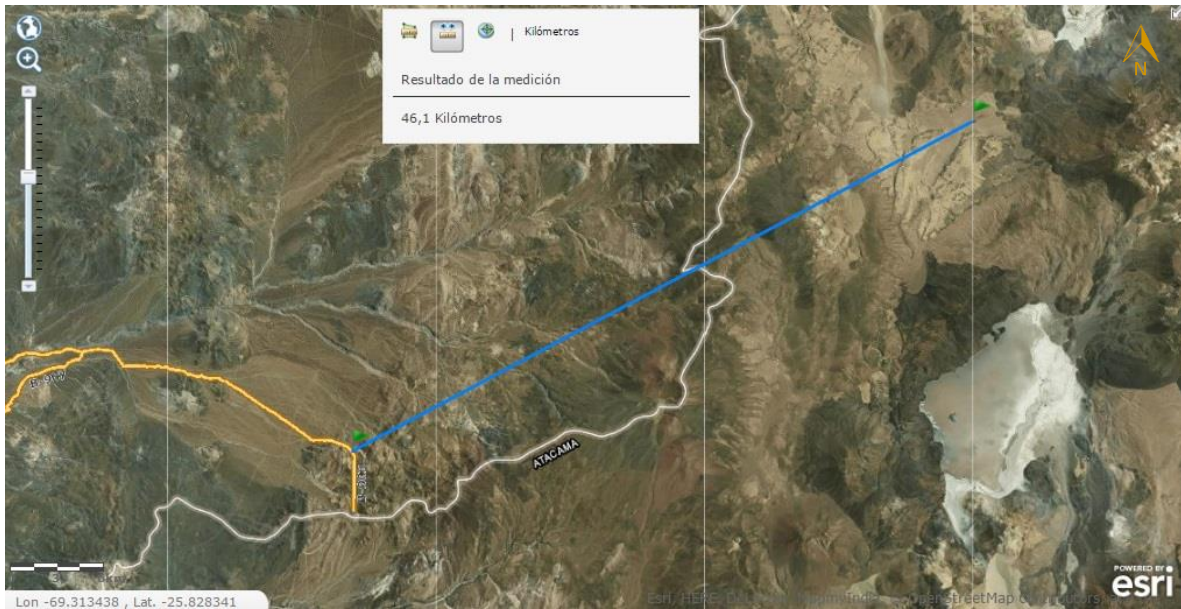


Figura 4.177 Camino 3 cercano a Laguna de Colorados

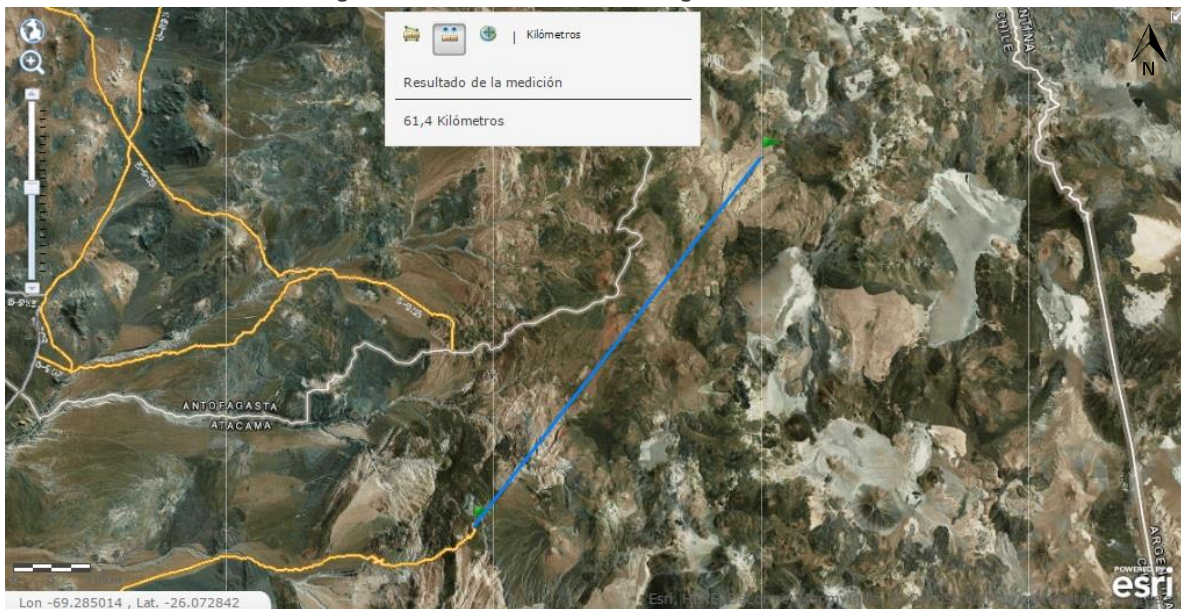


Figura 4.178 Camino 4 cercano a Laguna de Colorados

Las Tazas: Al norte se sitúa la ruta C-293, la que se conecta al este con la vía C-309 y al oeste con la Ruta 5: Longitudinal Norte, cuyo camino está pavimentado. La vía C-309 está unida también al norte con la ruta C-261 y al sur con la ruta C-319, ambos caminos estabilizados (grava tratada).



Figura 4.179 Camino 1 cercano a Sur Las Tazas

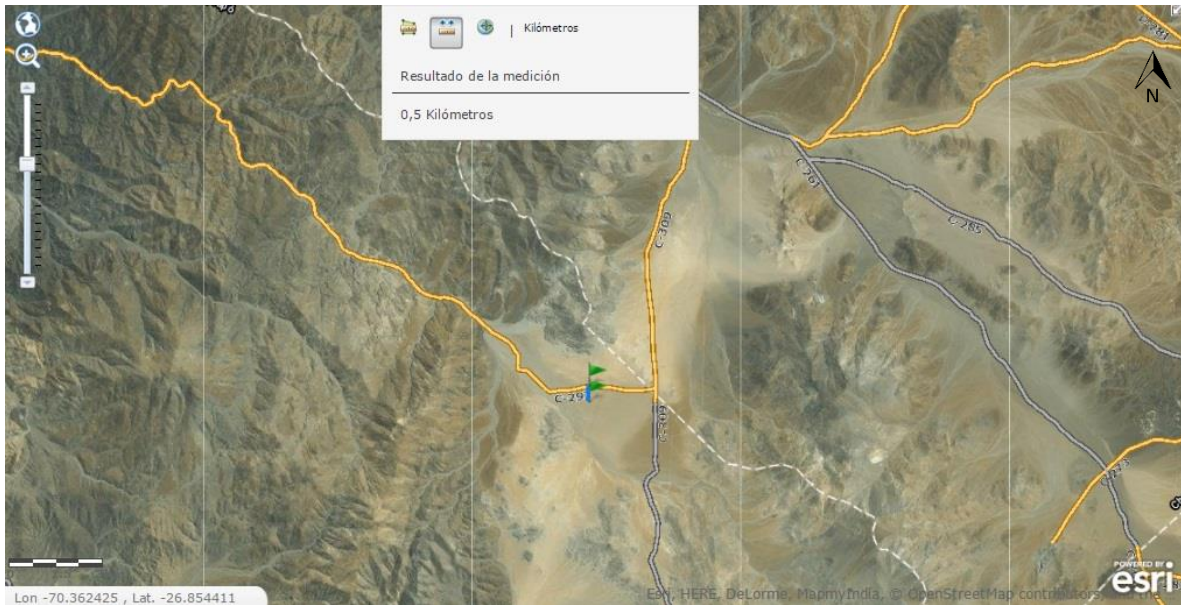


Figura 4.180 Camino 2 cercano a Sur Las Tazas

Catorcemil: Al oeste se encuentra la vía C-17: Cruce Ruta 31 CH Inca de Oro, donde ésta se une al sur con la ruta C-275 (camino de grava tratada) y C-299 (camino de tierra), y al sur con la ruta C-261 (camino de tierra). Al este de la localidad se ubica la vía Ruta 31 CH, cuyo camino es de grava tratada.

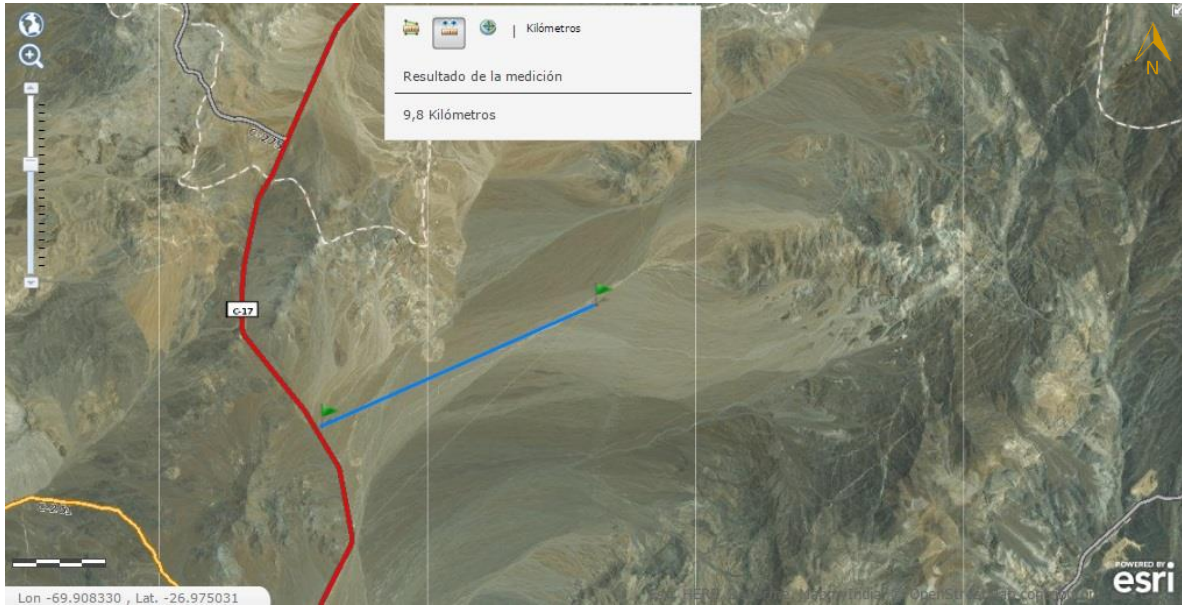


Figura 4.181 Camino 1 cercano a Catorcemil

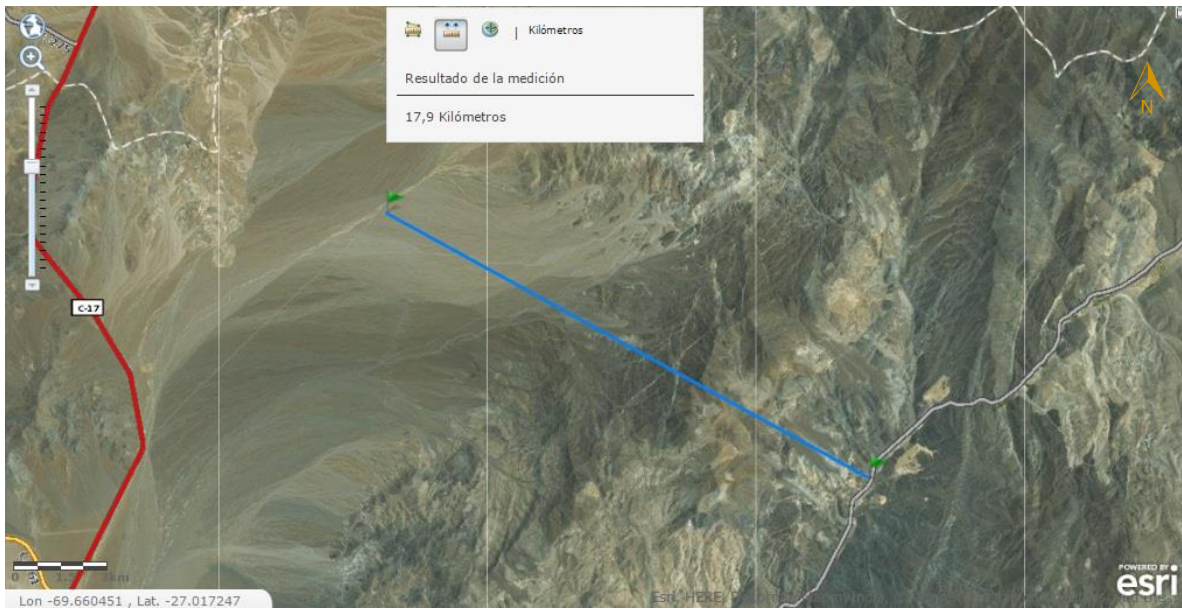


Figura 4.182 Camino 2 cercano a Catorcemil

Tabla 4.19 Resumen Red vial Región Atacama

Región Atacama				
Localidad	Camino	Dirección	Tipo de Camino	Distancia [km]
Noreste del Salvador	1	Oeste	Tierra	18,3
	2	Suroeste	Estabilizado	18,7
	3	Noroeste	Tierra	27,5
Noroeste de Laguna de Colorados	1	Oeste	Estabilizado	14,4
	2	Este	Estabilizado	36,2
	3	Suroeste	Tierra	46,1
	4	Suroeste	Tierra	61,4
Sur las Tazas	1	Sureste	Estabilizado	2,2
	2	Sur	Tierra	0,5
Suroeste Catorcemil	1	Suroeste	Pavimento	9,8
	2	Sureste	Estabilizado	17,9

Fuente: Elaboración propia

De la información previamente presentada en la Tabla 4.19, se concluye que las localidades de Salvador y Laguna de Colorados no disponen de vías de acceso directo o cercano a los puntos estudiados. En contraste con lo anterior, Las Tazas y Catorcemil se ven favorecidas por tener vías de acceso estabilizadas y pavimentadas, mejorando su potencial para ser localidades seleccionadas para el cálculo de central termosolar.

4.2.4.3. Región de Coquimbo

Huentelauquén: Al este de la localidad se encuentra la Ruta 5: Longitudinal Norte, Sector Los Ermitaños-Punta Colorada (camino pavimentado). Esta vía se conecta al norte con la ruta D-71 (camino pavimentado), donde esta última está unida a la ruta D-941 (camino de tierra). La Ruta 5, además está unida al sur con la vía D-75 (camino de tierra).

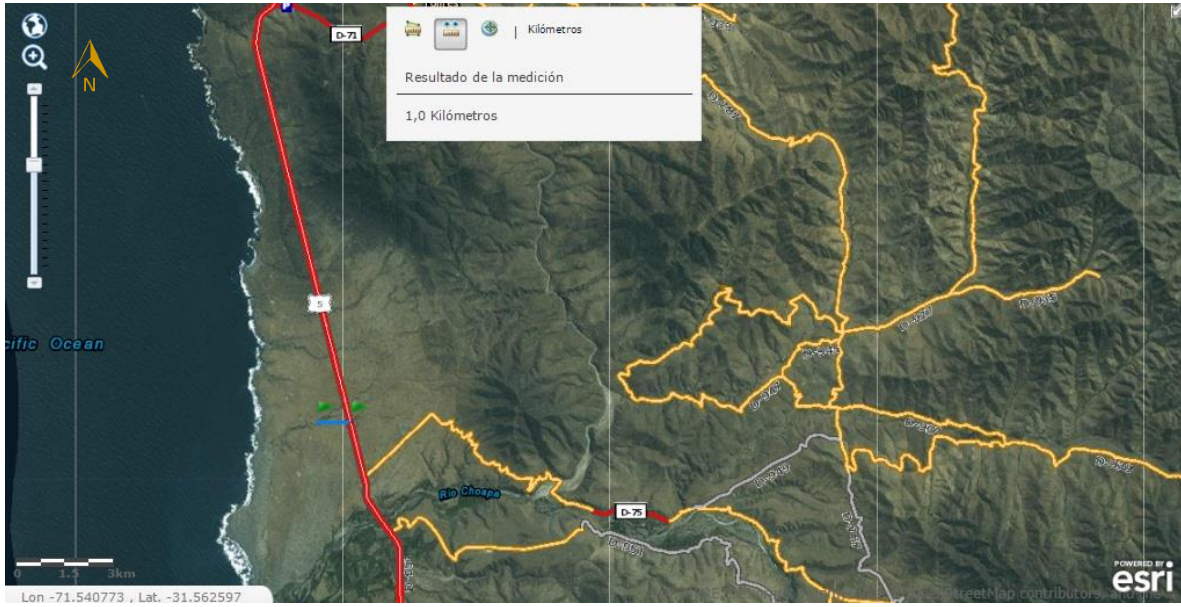


Figura 4.183 Camino 1 cercano a Huentelauquén

San Julián: Al norte de la localidad se encuentra la Ruta 45: Cruce Ruta 5 (Socos)-Ovalle (camino pavimentado). Dicho camino intersecta al este con la vía D-555 (camino pavimentado) y al oeste con las vías D-569, D-589 y D-561, todos caminos de grava tratada, y al suroeste con la Ruta 5: Longitudinal Norte, Sector Los Ermitaños-Punta Colorada (camino pavimentado).

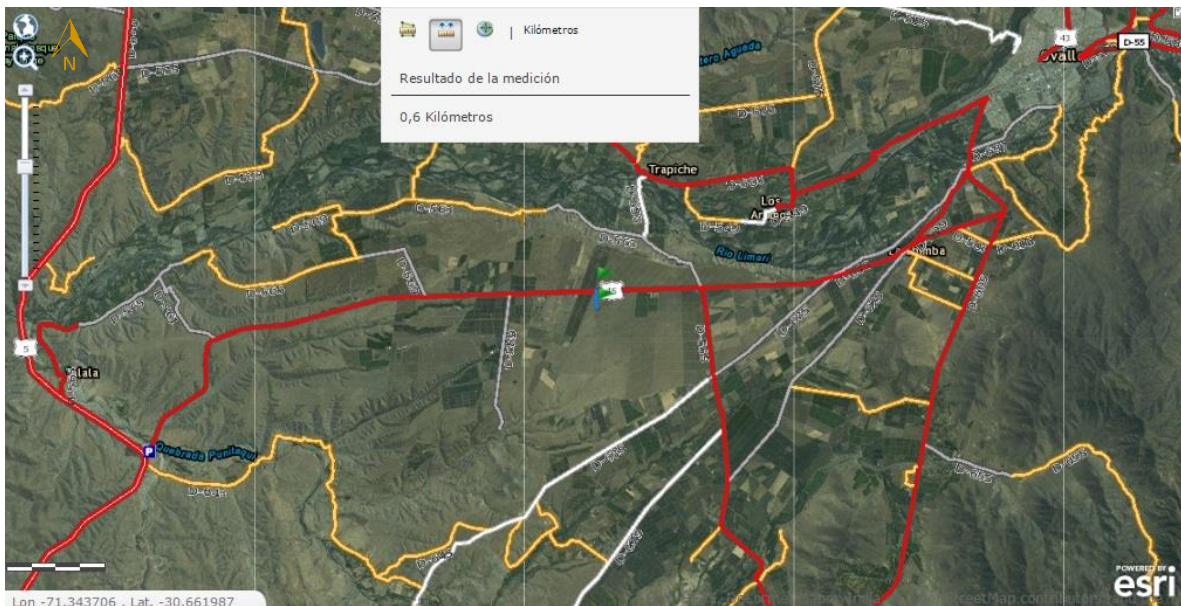


Figura 4.184 Camino 1 cercano a Sur San Julián

Tabla 4.20 Red Vial Cuarta Región

Región Coquimbo				
Localidad	Camino	Dirección	Tipo de Camino	Distancia [km]
Huentelauquén	1	Oeste	Pavimento	1,0
Sur San Julián	1	Norte	Pavimento	0,6

Fuente: Elaboración propia

4.2.5. POBLACIÓN RURAL Y URBANA

Mediante el explorador de mapas disponibles en la página web de la Infraestructura de Datos Geospaciales (IDE Chile)³⁶, en la sección de Información base se pudo encontrar mediante las coordenadas geográficas los poblados más cercanos a las localidades seleccionadas junto con la distancia respecto a las coordenadas en la cual se ubica la localidad cercana y el número de habitantes de ésta.

4.2.5.1. Región de Antofagasta

Los puntos de estudio poseen poblados lejanos y pocos habitantes como se muestra en la Tabla 4.21. La localidad que posee habitantes en el mismo sitio de análisis es la localidad de Ollagüe.

Tabla 4.21 Localidades cercanas a las localidades estudiadas de la Región de Antofagasta

Región de Antofagasta				
Localidad	Localidad cercana	Tipo	Distancia [km]	Cantidad de Habitantes
Virginia	Agua Verde	Rural	25,0	18
	Candelaria	Rural	45,2	7
	Uno al Veinte	Rural	46,5	8
	Posada San Francisco	Rural	17,7	6
Ollagüe	Ollagüe	Rural	5,3	195
	Amincha	Rural	12,7	7

Fuente: Elaboración propia

4.2.5.2. Región de Atacama

Para esta región, al contrario que la región de Antofagasta, tiene muy pocos o nula cantidad de habitantes además de éstos muy lejos de éstos (ver

Tabla 4.22). Sin embargo, esta condición no es decisiva, ya que el objetivo de situar una planta de generación eléctrica solo es abastecer directamente a los habitantes más cercanos a la central, sino que conectarse con la línea de transmisión más cercana y así apoyar la red ya existente.

No obstante, no es un punto positivo el no contar con habitantes cerca de la central, pues es favorable que los operadores que trabajen tanto en la construcción como en el funcionamiento de la planta vivan próximos a esta.

Tabla 4.22 Localidades cercanas a las localidades estudiadas de la Región de Atacama

Región de Atacama				
Localidad	Localidad cercana	Tipo	Distancia [km]	Cantidad de Habitantes
Noreste del Salvador	Pedernales	Rural	24,8	5
	La Ola	Rural	24,7	-
Noroeste de Laguna de Colorados	Pedernales	Rural	94,2	5
	La Ola	Rural	86,2	-
Sur las Tazas	Peñón Blanco	Rural	6,3	1
Suroeste Catorcemil	Por Si Acaso	Rural	12,9	1
	Rodesia	Rural	17,4	1

Fuente: Elaboración propia

4.2.5.3. Región de Coquimbo

A diferencia de la región de Atacama, Huentelauquén y San Julián si cuentan con habitantes cercanos a los sitios de estudio, es más, viven en torno a ellos. Esto, como se mencionó previamente, beneficia a dichas localidades en cuanto a las aptitudes de cada una para llevar a cabo un proyecto de este tipo.

Tabla 4.23 Localidades cercanas a las localidades estudiadas de la Región de Coquimbo

Región de Coquimbo				
Localidad	Localidad cercana	Tipo	Distancia[km]	Cantidad de Habitantes
Huentelauquén	Los Paihuenes	Rural	2,2	40
	Huentelauquén Norte	Rural	3,0	655
	Agua Salada	Rural	3,1	36
Sur San Julián	Las Rosas de Limarí	Rural		7
	Llanos de San Julián	Rural	1,2	20
	San Julián	Rural	3,0	488

Fuente: Elaboración propia

4.2.6. PLAN REGULADOR

Mediante explorador de mapas disponibles en la página web de la Infraestructura de Datos Geospaciales (IDE Chile)³⁶, en la sección de Planificación Territorial se pudo encontrar los planes reguladores para todas las localidades. Los aspectos estudiados fueron: Plan regulador comunal, intercomunal, metropolitano, plan regional de desarrollo urbano, zonificación de uso de borde costero y programas urbanos.

4.2.6.1. Región de Antofagasta

En esta región, solo la localidad de Ollagüe presenta zonas destinadas para distintos usos, como se observa en la Figura 4.186.

A 4,4 [km] de Ollagüe, se encuentra una zona establecida (código ZE-5: Zona agropecuaria) por Planes Reguladores de la Región de Antofagasta para vivienda, vialidad y área de cultivo, lo cual no afecta al emplazamiento de una planta.



Figura 4.185 Leyenda de Zonificación Planes Reguladores Comunales Región de Antofagasta

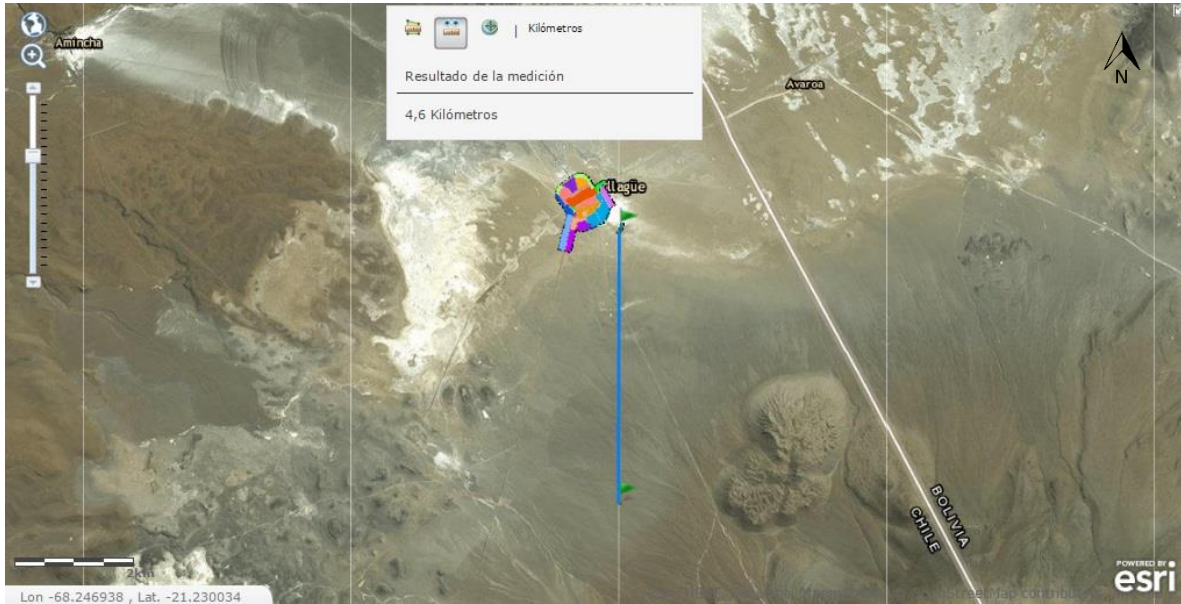


Figura 4.186 Zonificación planes reguladores comunales cercanos a Ollagüe

Como se ilustra en la Figura 4.186, no existen planes reguladores que interfieran en la construcción de una planta solar térmica, en efecto, según las indicaciones de la leyenda de la Figura 4.185, puede verse favorecida por proximidad a gasoductos, lo que puede abastecer a la central de energía de respaldo en estaciones del año con baja intensidad de radiación.

4.2.6.2. Región de Atacama

En esta región, las localidades estudiadas no presentan zonas acotadas para usos específicos por Planes Reguladores Regionales.

4.2.6.3. Región de Coquimbo

Las localidades pertenecientes a esta región si poseen restricciones según lo que establece el Plan Regulador Regional.

Se establece en la Zonificación del borde costero que las zonas marcadas se pueden diferenciar según los colores y cuyas especificaciones aparecen en la Figura 4.188 Por lo tanto, la zona que rodea a Huentelauquén está destinada a asentamientos humanos.

Zonificación de Uso de Borde Costero

Zonificación Bortde Costero Región de Coquimbo



Figura 4.187 Leyenda de Zonificación del borde costero

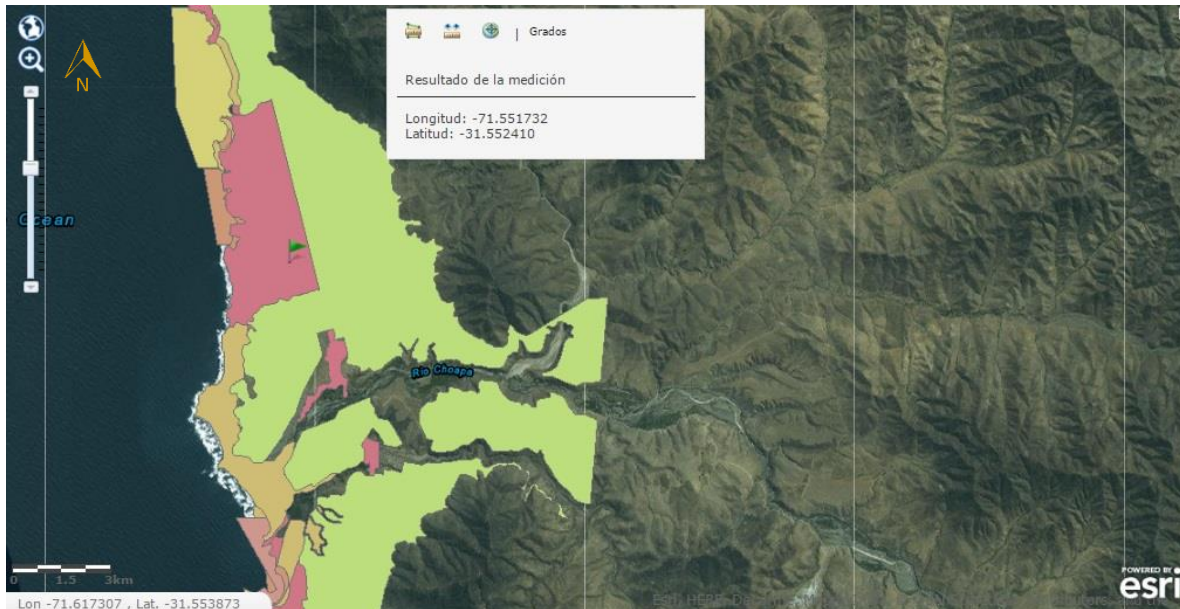


Figura 4.188 Zonificación del borde costero en Hueltelauquén

A partir de la Figura 4.188 y la leyenda correspondiente, se ve que el punto de estudio está reservada al Estado, posiblemente por aptitud pecuaria, como lo demuestra la Figura 4.190.

Zonificación Plan Regional de Desarrollo Urbano Región de Coquimbo



Figura 4.189 Leyenda de Zonificación Plan Regional de Desarrollo Urbano



Figura 4.190 Zonificación Plan Regional de desarrollo urbano en Huentelauquén

Para la localidad de San Julián (ver Figura 4.191), el área estudiada posee aptitud agrícola debido a las condiciones de suelo como se ve también en la Figura 4.125, al este del punto de estudio.

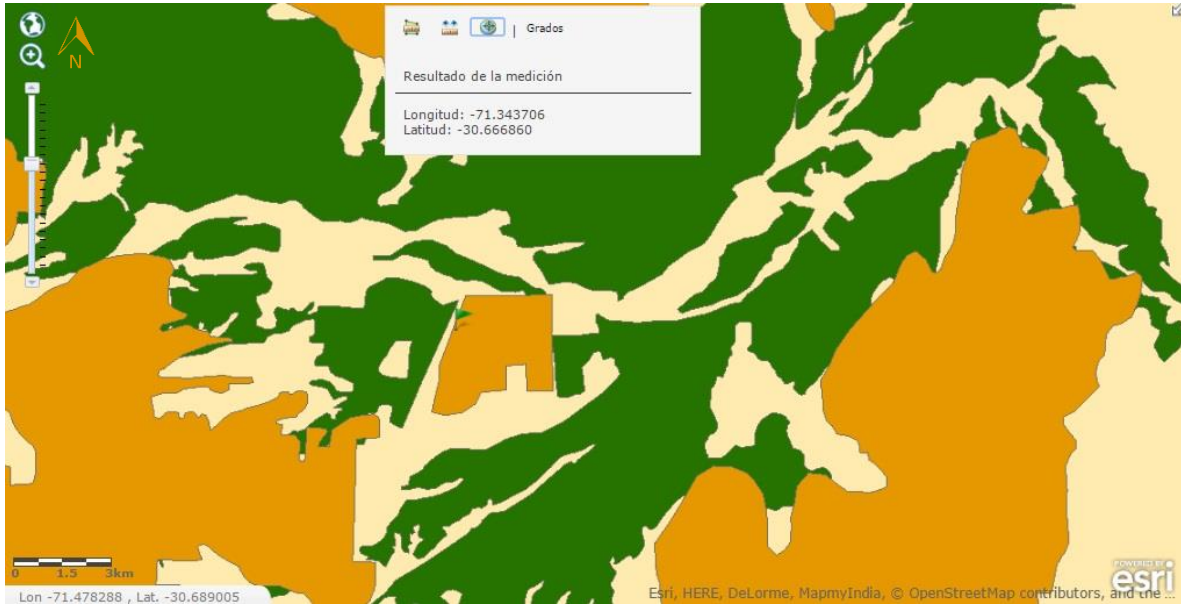


Figura 4.191 Zonificación Plan Regional de Desarrollo Urbano en Sur de San Julián

4.2.7. REDES ENERGÉTICAS Y LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Igualmente, que, en las secciones anteriores, se usó el explorador de mapas disponibles en la página web de la Infraestructura de Datos Geospaciales (IDE Chile)³⁶, en la sección de Energía, se inspeccionó acerca de las redes energéticas y líneas de transmisión más cercanas a las localidades seleccionadas.

Cabe mencionar que las coordenadas geográficas se ubican en la parte inferior izquierda de las imágenes que se presentan a continuación.

4.2.7.1. Región de Antofagasta



Figura 4.192 Leyenda para mapas de centrales y redes eléctricas

La línea de transmisión corresponde a Línea 220 [kV] Encuentro-Collahuasi propiedad de la Minera Collahuasi se encuentra a 61,4 [km] de la localidad de Ollagüe. Ésta es parte de la subtransmisión de SING y posee una longitud de 202 [km].

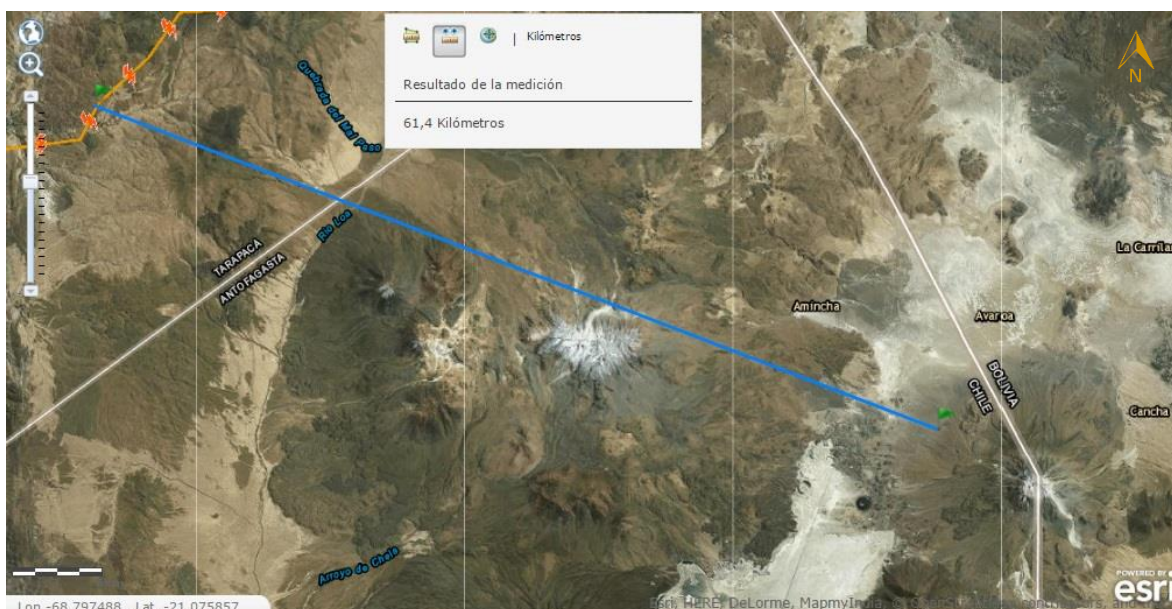


Figura 4.193 Línea de transmisión eléctrica cercana a Ollagüe

En cuanto a la localidad de Virginia, la línea de transmisión es Paposo-Diego de Almagro 220 [kV], que se encuentra a 56,4 [km], su largo es de 182 [km] y es propiedad de Transelec.

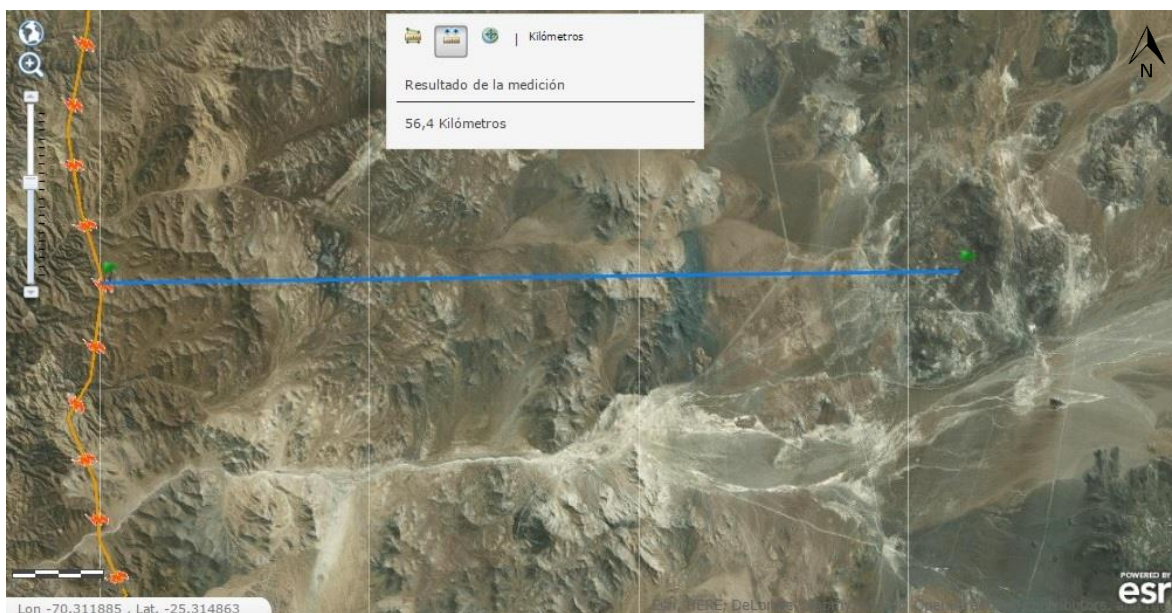


Figura 4.194 Red eléctrica cercana a Virginia

Tabla 4.24 Resumen Líneas de transmisión Región Antofagasta

Región Antofagasta		
Localidad	Línea de transmisión	Distancia [km]
Virginia	Si	56,4
Ollagüe	Si	61,4

Fuente: Elaboración propia

La información en la Tabla 4.24 demuestra que las líneas de transmisión se encuentran alejadas de la zona de estudio para ambas localidades.

4.2.7.2. Región de Atacama

La línea de transmisión que se ubica más próxima (a 46,6 [km]) al Salvador está formada por dos tramos cuyo nombre es Diego de Almagro-Potrerrillos y Diego de Almagro-Llanta 110 [kV]. Ambas son propiedad de Codelco División El Salvador con longitudes de 63 y 64 [km] respectivamente, formando parte de la red SIC.

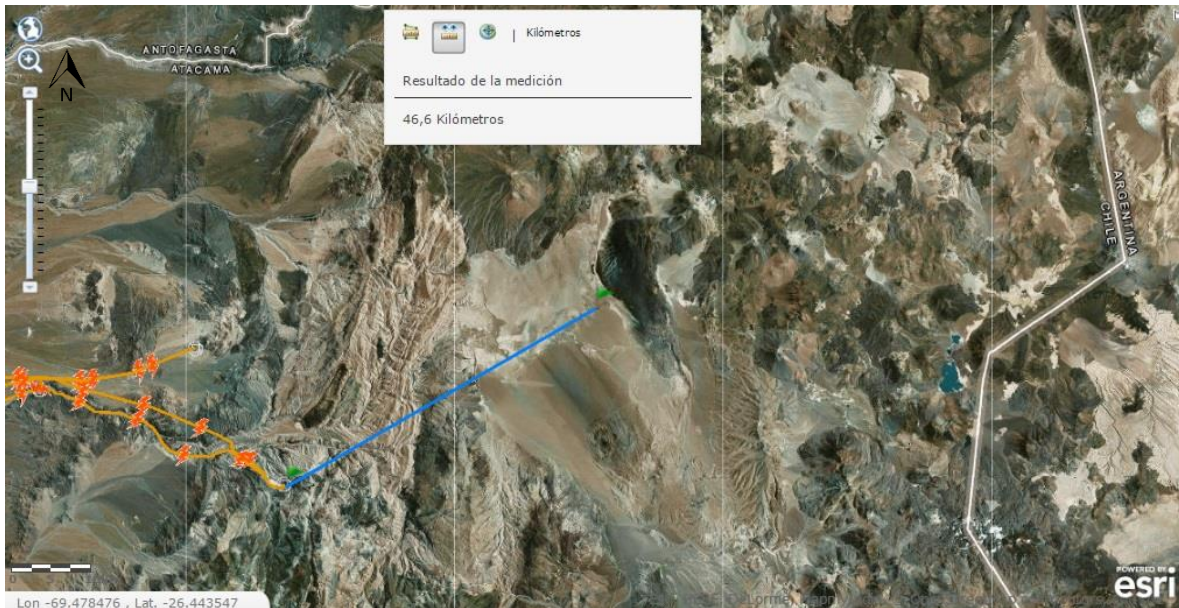


Figura 4.195 Red Eléctrica más cercana a Salvador

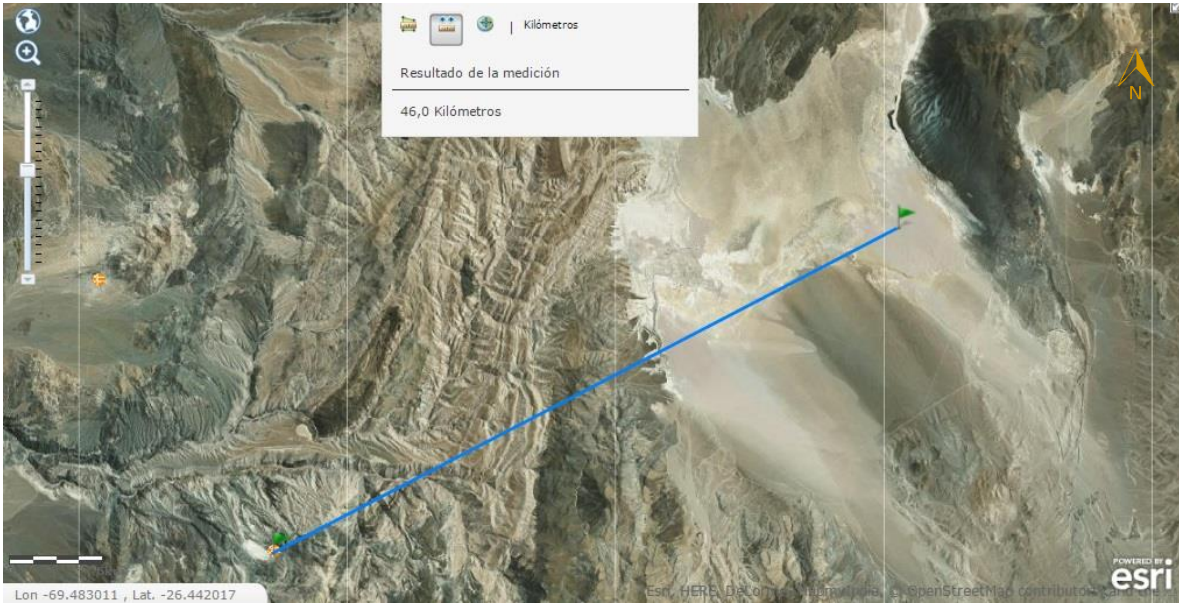


Figura 4.196 Subestación eléctrica más cercana al Salvador

Laguna de Colorados no tiene redes eléctricas ni líneas de transmisión.

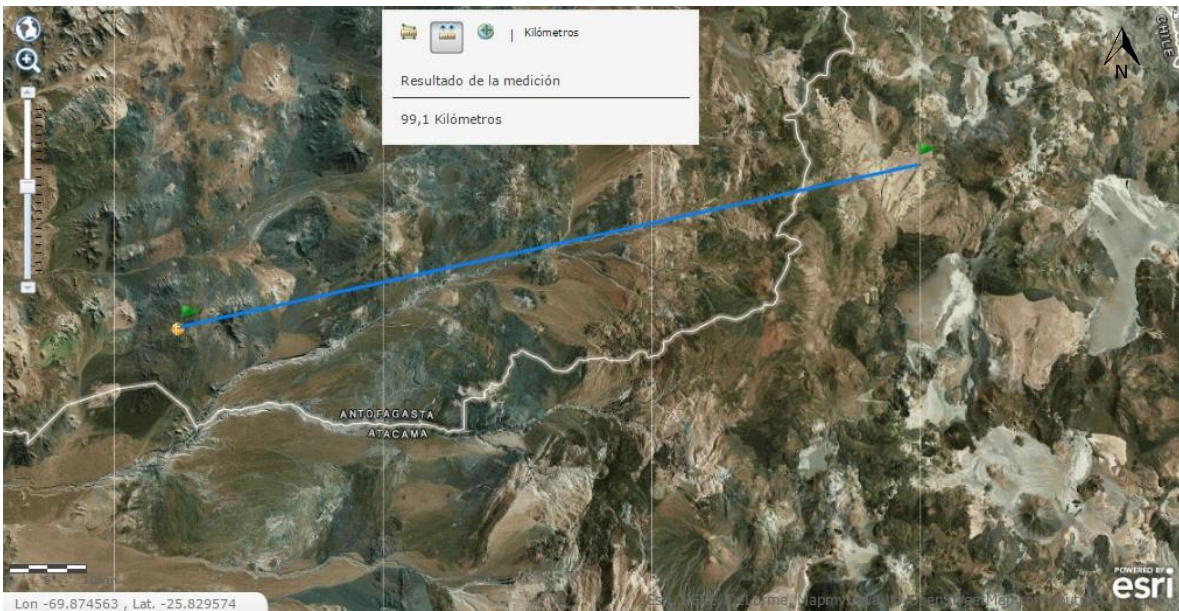


Figura 4.197 Subestación cercana a Laguna de Colorados

La concesión eléctrica próxima al Sur de Las Tazas se sitúa a 10,2 [km] de la localidad. Es propiedad de EMELAT y no hay más datos disponibles sobre su nombre y longitud. Por otro lado, no posee líneas de transmisión cercanas.

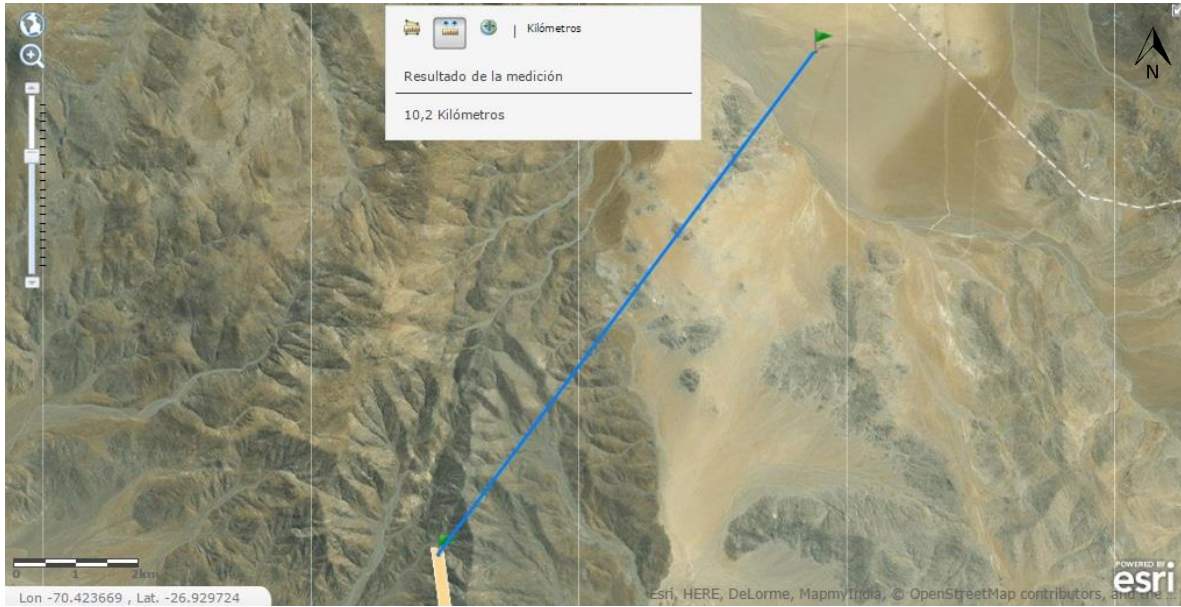


Figura 4.198 Concesión eléctrica cercana a Sur de Las Tazas

La línea de transmisión cercana a Catorcemil llamada Carrera Pinto-Diego de Almagro 220 [kV], propiedad de Transelec, se encuentra a 11,1 [km] de la localidad. Forma parte de la red SIC y tiene 72 [km] de longitud.

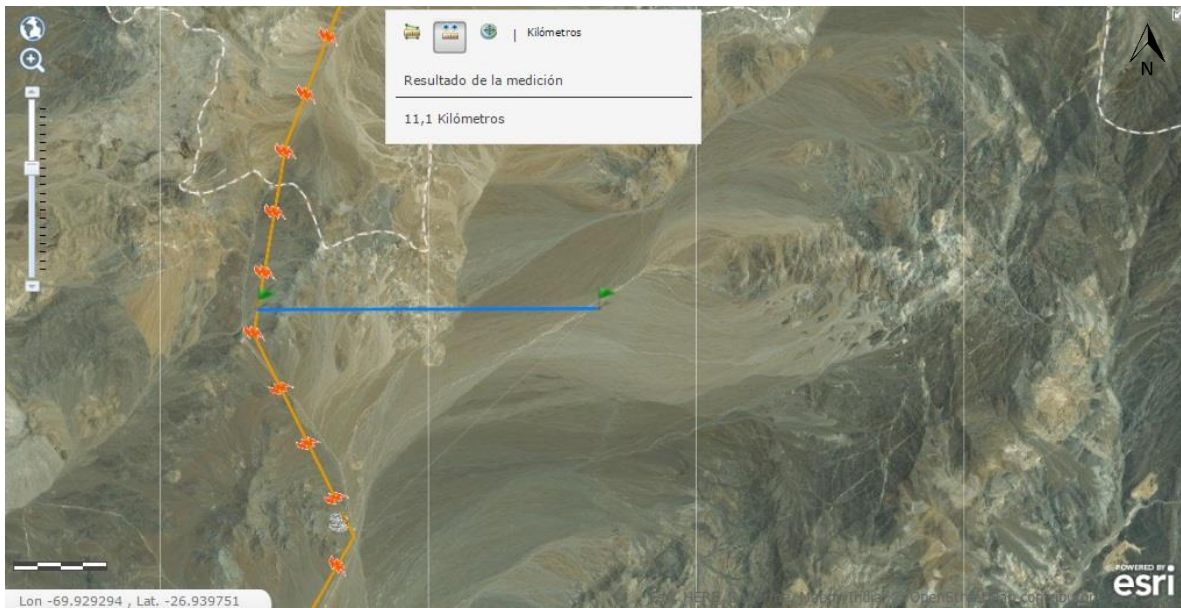


Figura 4.199 Red eléctrica más cercana a Catorcemil



Figura 4.200 Subestación eléctrica cercana a Catorcemil

Tabla 4.25 Resumen Línea de transmisión Región Atacama

Región Atacama		
Localidad	Línea de transmisión	Distancia [km]
Noreste del Salvador	Si	46,6
Noroeste de Laguna de Colorados	No	-
Sur las Tazas	No	-
Suroeste Catorcemil	Si	11,1

Fuente: Elaboración propia

A diferencia de la región de Antofagasta, la localidad de Catorcemil está más cercana a las otras a una línea de transmisión, pero las localidades de Laguna de Colorados y Las Tazas no tienen líneas de transmisión próximas a menos de 50 [km].

4.2.7.3. Región de Coquimbo

A 1,8 [km] se encuentra la concesión eléctrica próxima a Huentelauquén. Su nombre es Línea 23 [Kv] Huentelauquén Puerto Oscuro y abarca 416 [ha] de área.

La concesión cercana es la Electrificación El Almendro II, la cual se ubica a 1,8 [km] y comprende 3000 [ha].

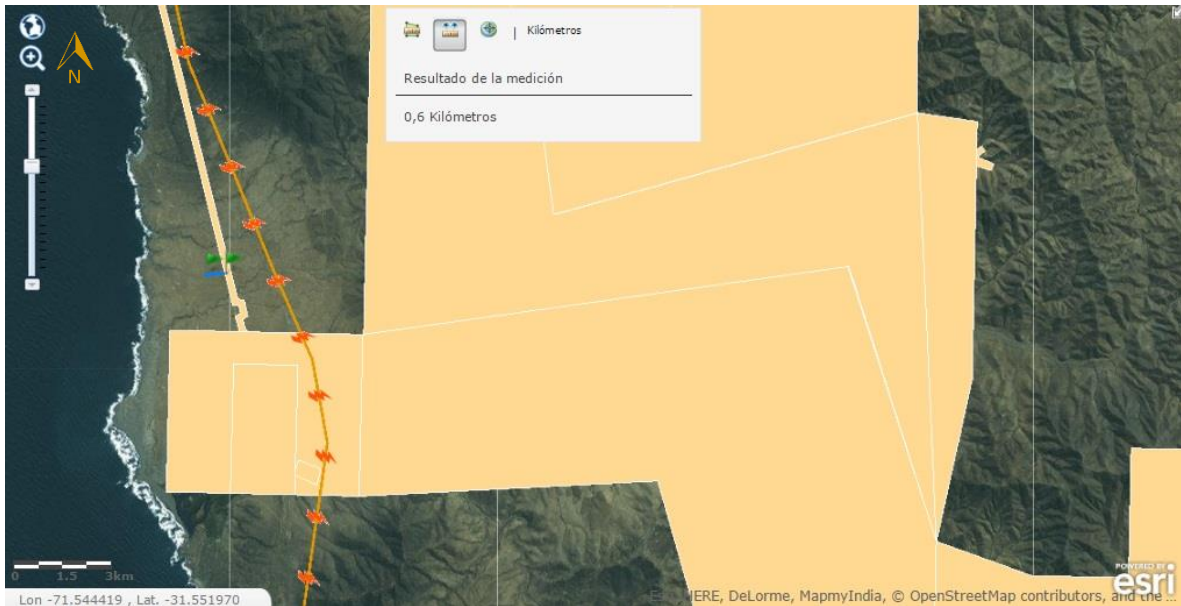


Figura 4.201 Concesión eléctrica cercana a Huentelauquén

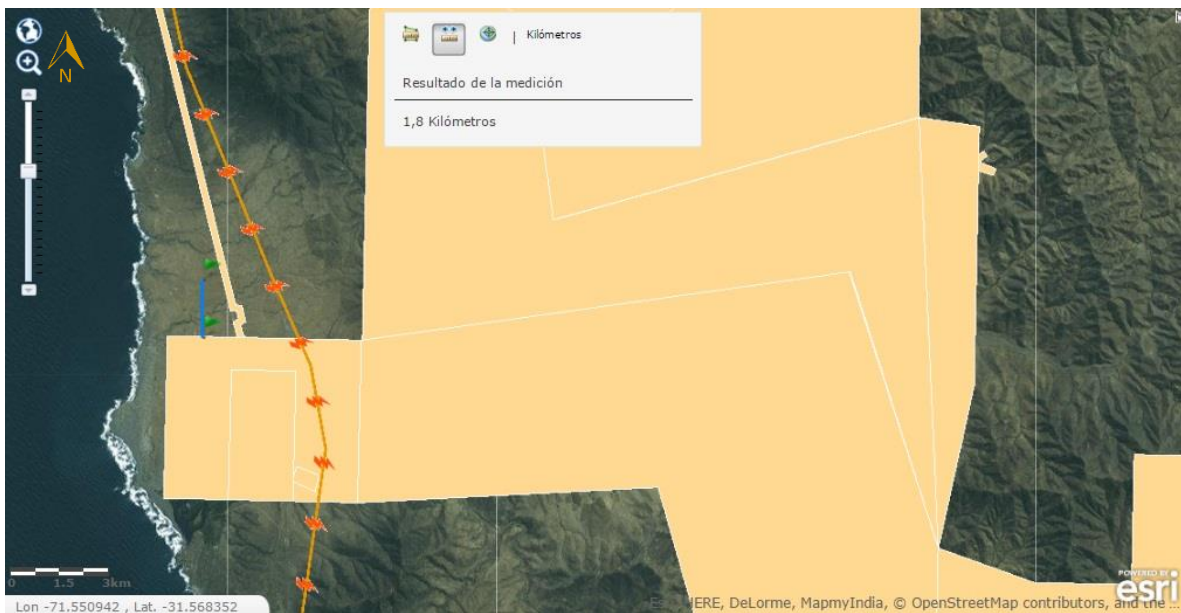


Figura 4.202 Concesión red eléctrica más cercana a Huentelauquén

La línea de transmisión eléctrica más próxima se llama Los Vilos-Las Palmas 220 [kV], propiedad de Transelec. Se ubica a 2,1 [km] y longitud de 74 [km].



Figura 4.203 Línea de transmisión eléctrica más cercana a Huentelauquén

En esta zona se ubica la Urbanización eléctrica Altos de la Gloria que abarca 8.675 [ha].

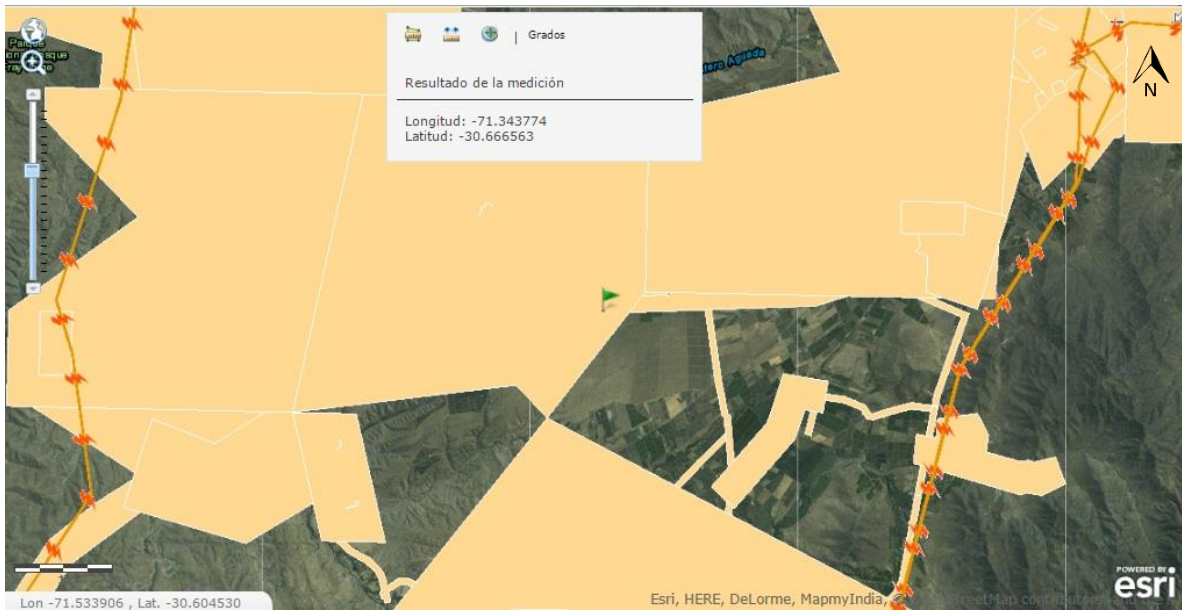


Figura 4.204 Concesión eléctrica más cercana al Sur de San Julián

Ambas localidades pertenecen a una concesión eléctrica, pero no existe información detallada si hay proyectos vigentes en dichas zonas.

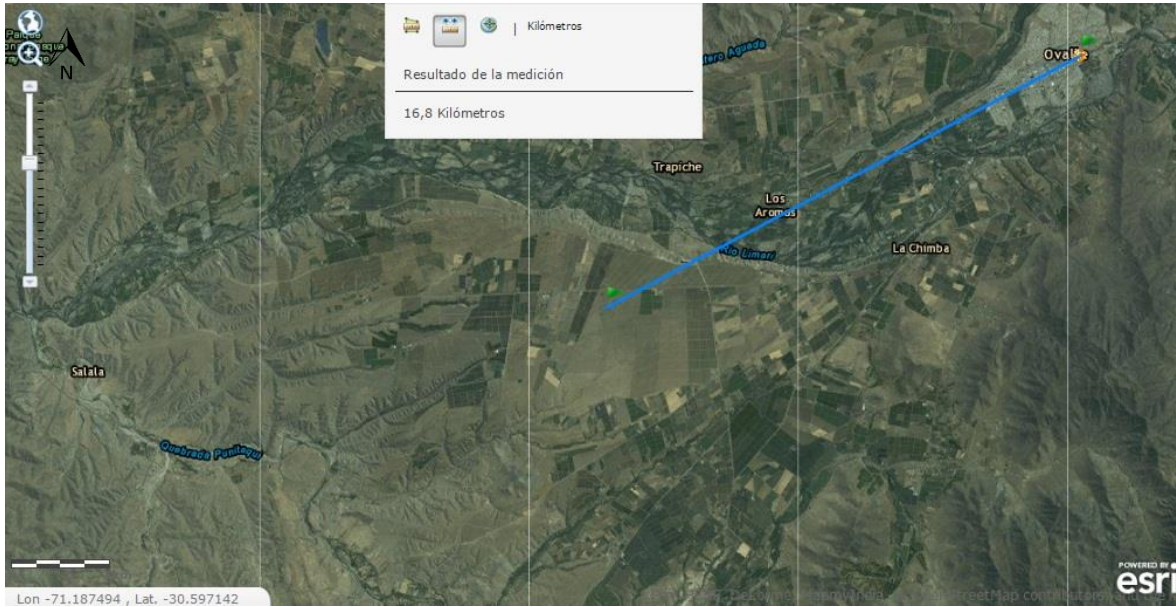


Figura 4.205 Subestación eléctrica más cercana al Sur de San Julián

Tabla 4.26 Líneas de Transmisión Región de Coquimbo

Región Coquimbo		
Localidad	Línea de transmisión	Distancia [km]
Huentelauquén	Si	2,1
Sur San Julián	Si	7,1

Fuente: Elaboración propia

Las localidades de la región de Coquimbo, como se ve en la Tabla 4.26 se encuentran cercanas a líneas de transmisión, lo cual es conveniente en caso de situar una planta solar, ya que posee mejor aptitud para apoyar a la red de transmisión de electricidad a la región.

4.2.8. POTENCIAL DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

No solo el recurso hídrico es trascendental, sino que también identificar el potencial energético respecto a otras fuentes de energía, como, por ejemplo, las fuentes ERNC y energías convencionales de cada localidad. Para esto, se usó como herramienta Energía Maps, recurso disponible en línea en la página web del Centro Nacional de Energía de Chile³⁷. Con dicho explorador, se obtuvo el potencial

³⁷ Energía, CNE Centro Nacional de. Energía Maps Beta. [En línea] 2016. [Citado el: 18 de mayo de 2016] <<http://energiamaps.cne.cl/>>.

energético de Biomasa, Geotérmico e Hídrico por parte de las ERNC y la disponibilidad de gasoductos y oleoductos que pasan a través de las localidades.

Cabe mencionar que solo el potencial eólico y geotérmico se destacaron en los exploradores utilizados, por lo tanto, no hay potencial en las localidades de estudio en biomasa o energía mareomotriz (excepto Huentelauquén).

4.2.8.1. Región de Antofagasta

Para la localidad de Ollagüe, se encuentra en la zona de estudio una concesión geotérmica llamada Ollagüe Norte de la Sociedad Contractual Minera El Alba.

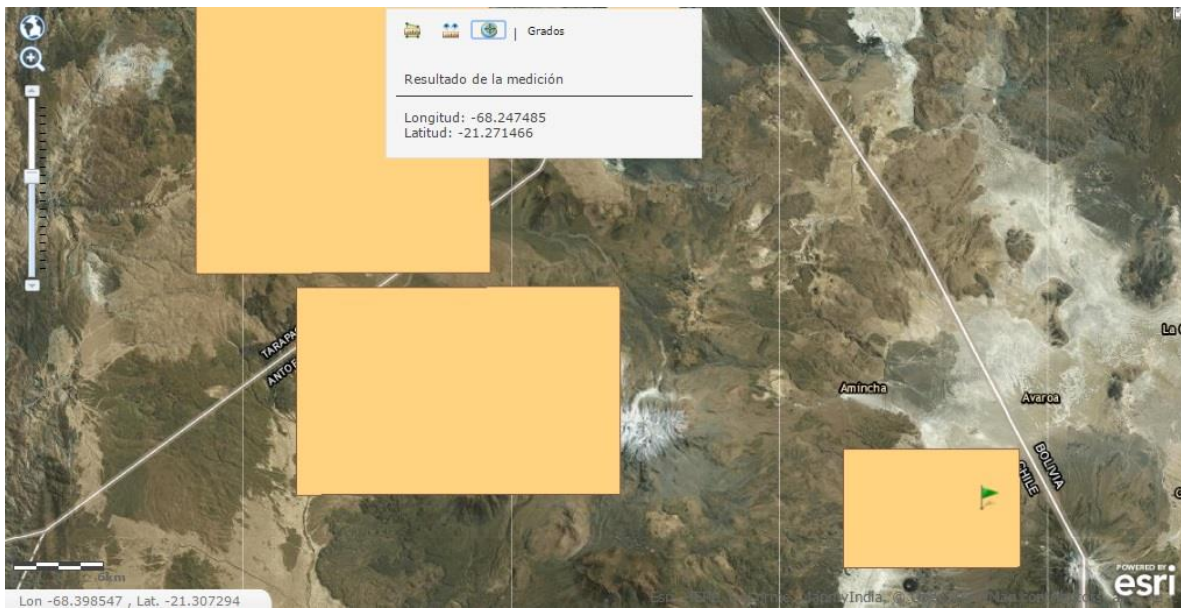


Figura 4.206 Concesión geotérmica en la localidad de Ollagüe

Para esta región y las siguientes, para analizar el potencial energético de las localidades se hizo un procedimiento similar al del capítulo 4.2.2, ya que a partir del área estimada del campo solar se trazó una circunferencia (tomando como centro la coordenada geográfica correspondiente a la localidad), en vez de un cuadrado como en el caso anterior, que cumpliera con el mismo valor de superficie.

Al igual que el explorador solar, el color rojo representa los valores más altos de velocidad del viento y el color azul los más bajos, por lo que se deduce que la localidad de Virginia (ver Figura 4.207) tiene potencial eólico en toda su superficie y próxima a la localidad, en cambio, Ollagüe (Figura 4.208) exhibe el potencial eólico al oeste y sureste del área analizada. Además, la Tabla 4.27 muestra numéricamente los valores de velocidades del viento para ambas localidades.

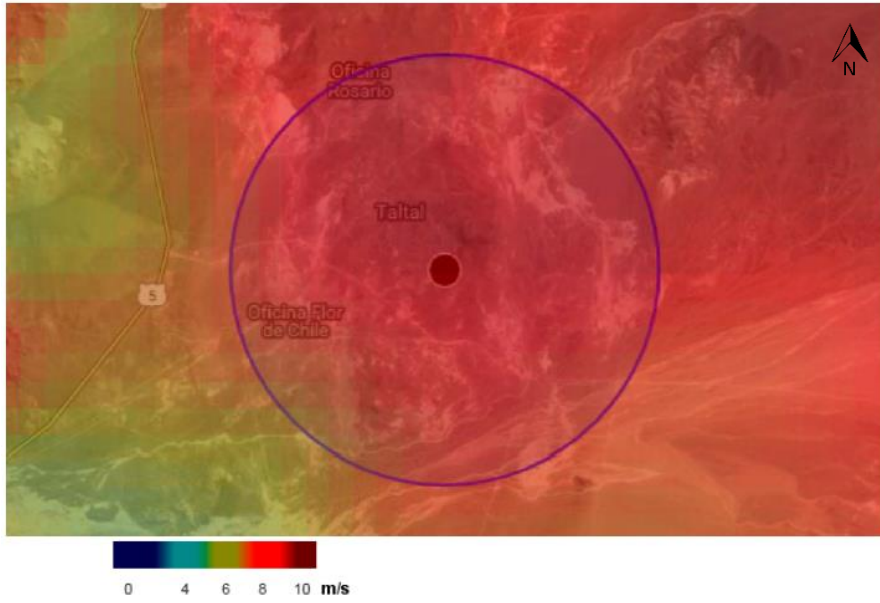


Figura 4.207 Potencial Eólico Virginia

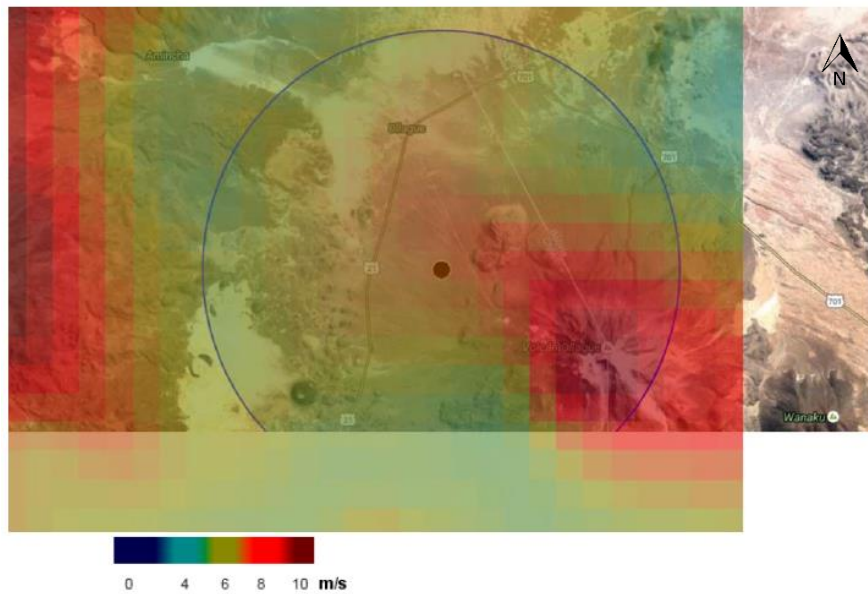


Figura 4.208 Potencial Eólico Ollagüe

Tabla 4.27 Potencial eólico localidades de Región de Antofagasta

Región Antofagasta		
Localidad	Potencial Eólico	Velocidad del viento [m/s]
Virginia	Si	9,46
Ollagüe	Si	6,79

Fuente: Elaboración propia

4.2.8.2. Región de Atacama

En esta región, el potencial eólico se concentra en las proximidades de las localidades de Laguna de Colorados (Figura 4.210) y Catorcemil (Figura 4.212). El Salvador tiene potencial, pero a más de 10 [km] de su punto de referencia. Más detalles se pueden ver en la Tabla 4.28.

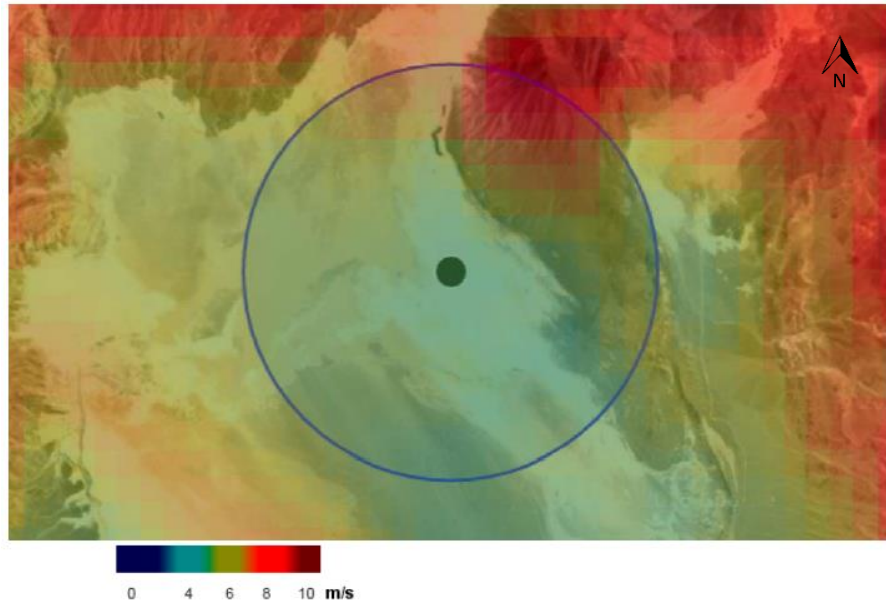


Figura 4.209 Potencial eólico Salvador

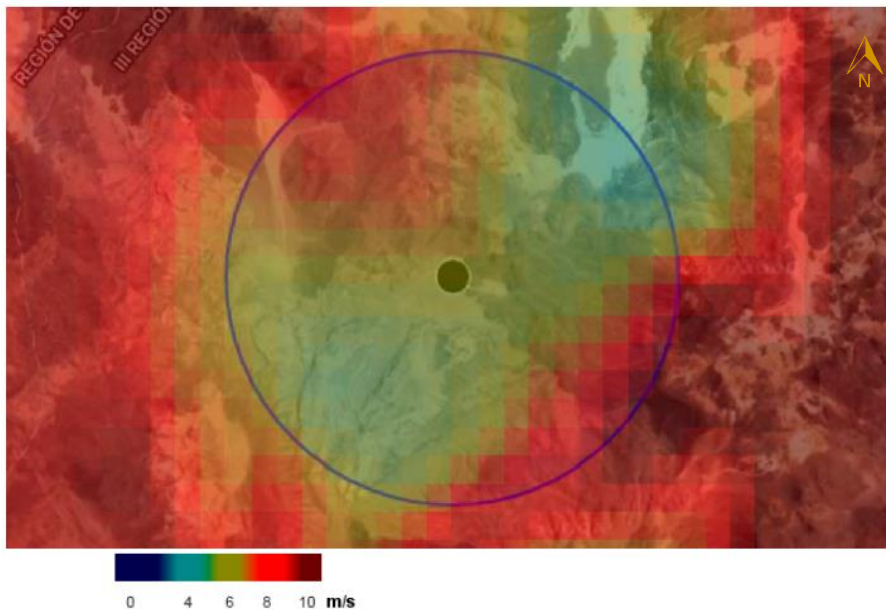


Figura 4.210 Potencial eólico Laguna de Colorados

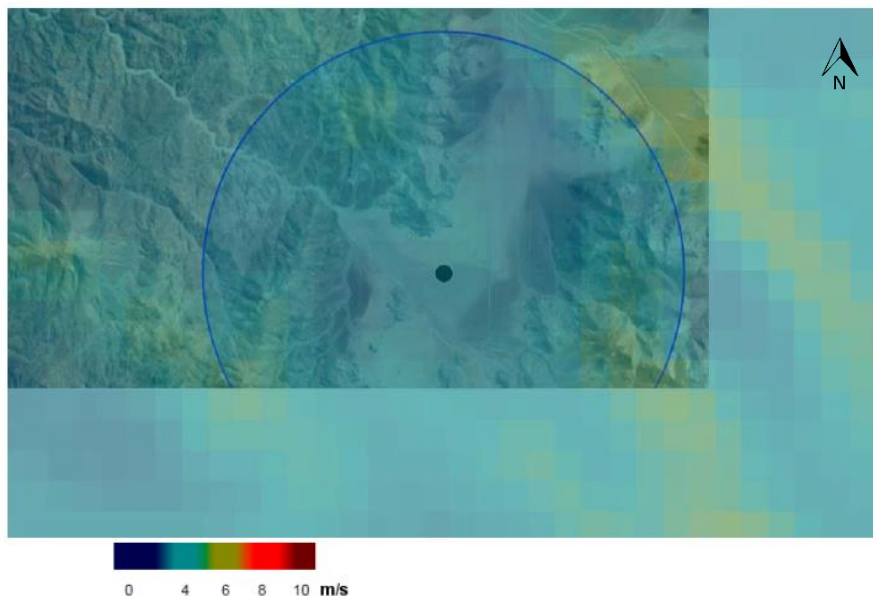


Figura 4.211 Potencial eólico sur Las Tazas

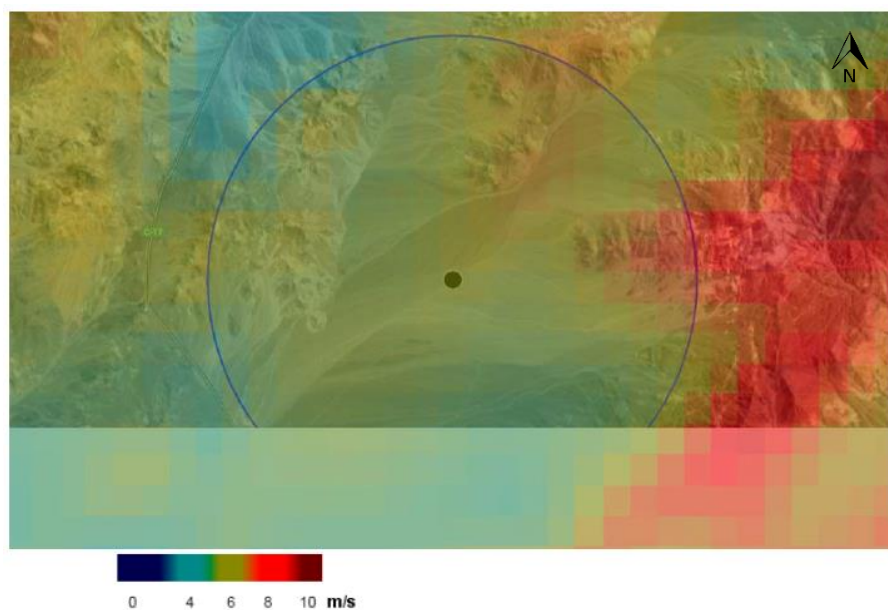


Figura 4.212 Potencial eólico Catorcemil

Tabla 4.28 Potencial eólico localidades de Región de Atacama

Región Atacama		
Localidad	Potencial Eólico	Velocidad del viento [m/s]
Noreste del Salvador	No	4,97
Noroeste de Laguna de Colorados	Si	6,03
Sur las Tazas	No	3,35
Suroeste Catorcemil	Si	5,86

Fuente: Elaboración propia

4.2.8.3. Región de Coquimbo

En la región de Coquimbo, ninguna localidad alcanza valores de velocidad del viento admisibles para una fuente de energía a partir de la velocidad del viento como se resume en la Tabla 4.29.

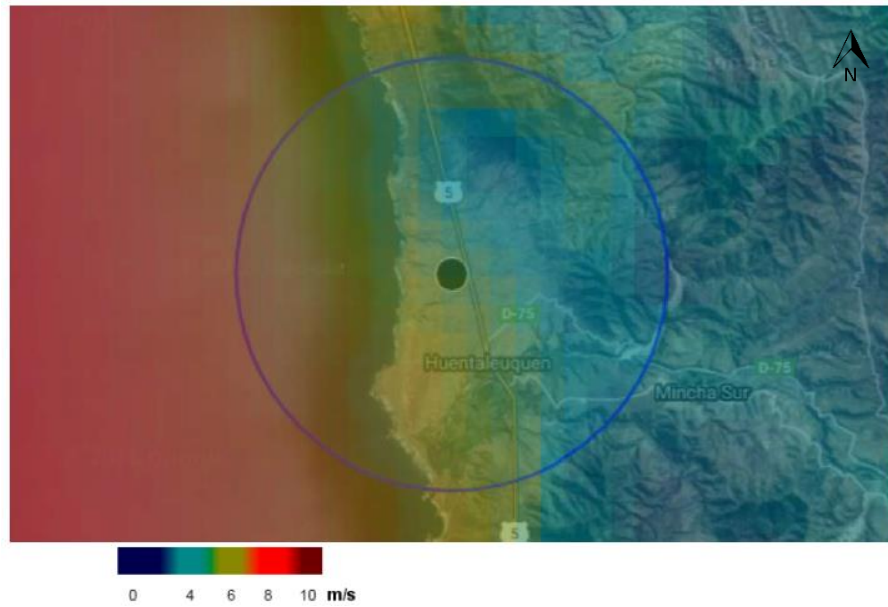


Figura 4.213 Potencial eólico Huentelauquén

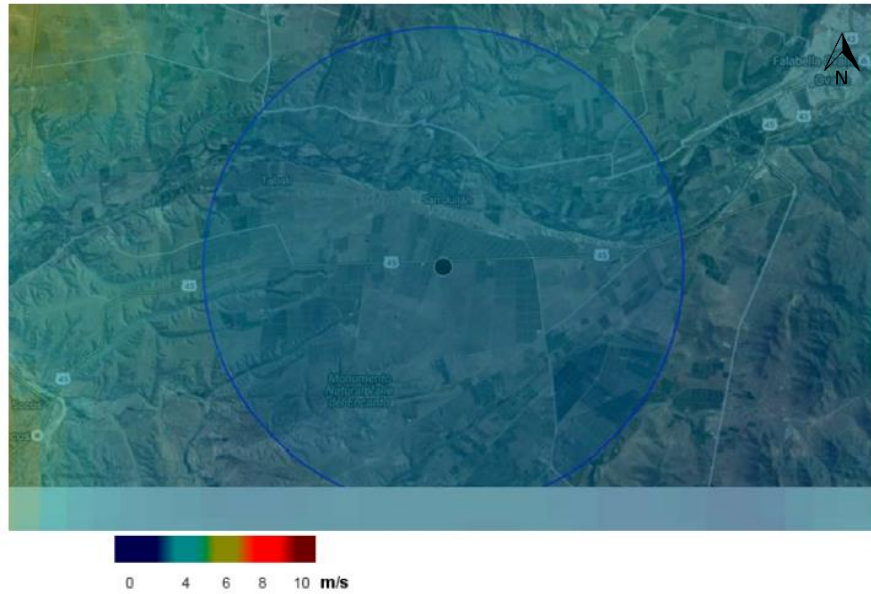


Figura 4.214 Potencial eólico Sur San Julián

Tabla 4.29 Potencial eólico localidades de Región de Coquimbo

Región Coquimbo		
Localidad	Potencial Eólico	Velocidad del viento [m/s]
Huentelauquén	No	4,92
Sur San Julián	No	2,70

Fuente: Elaboración propia

A diferencia de las localidades de las regiones anteriormente analizadas, Huentelauquén cuenta con potencial de energía mareomotriz ya que se ubica al lado de la costa (ver Figura 4.215).

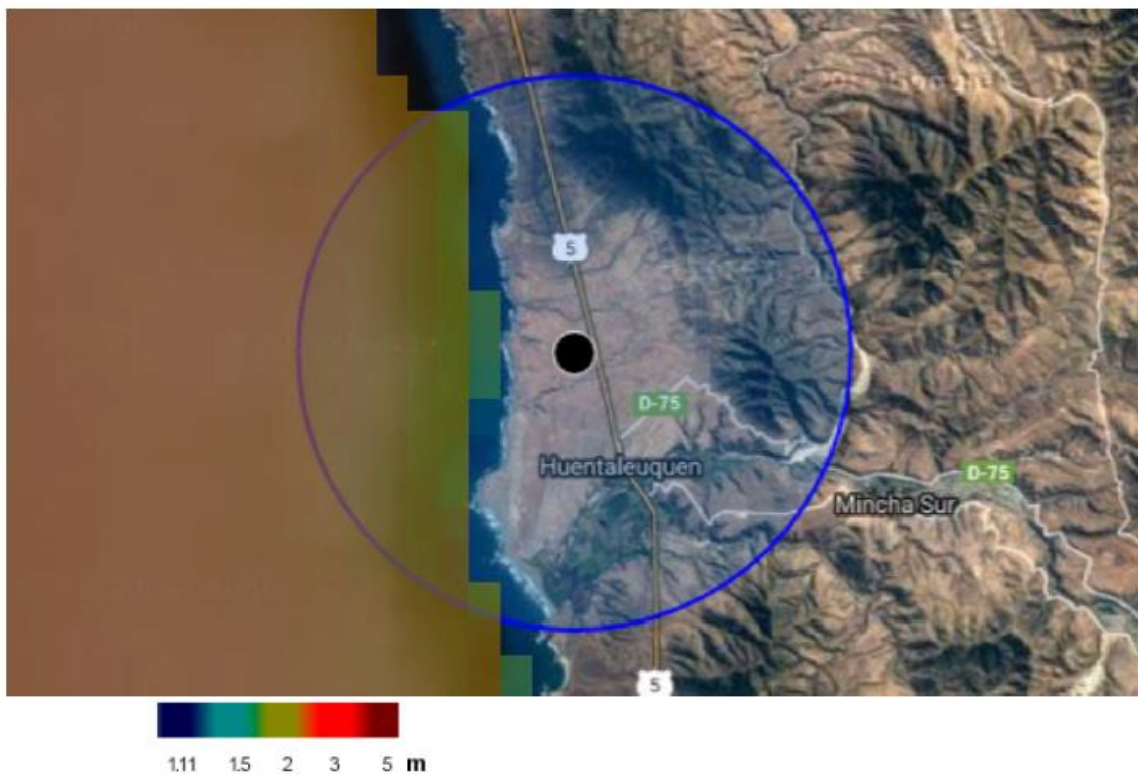


Figura 4.215 Potencial mareomotriz de Huentelauquén

4.3. SELECCIÓN DE LOCALIDADES

Con todo el análisis anterior, se realizó una tabla con puntajes tomando en cuenta todos los parámetros que influyen en el emplazamiento de una planta solar y todas las localidades preseleccionadas. Los puntos son cero, para una respuesta negativa y uno para respuesta positiva. Todos los parámetros tienen la misma ponderación, pero de igual forma se ordenaron de mayor a menor importancia.

Tabla 4.30 Puntaje de localidades preseleccionadas

Parámetro	Región de Antofagasta		Región de Atacama				Región de Coquimbo	
	Virginia	Ollagüe	Salvador	Laguna de Colorados	Las Tazas	Catorcemil	Huentelauquén	San Julián
Recurso solar	1	1	1	1	1	1	1	1
Relieve	1	1	0	1	0	1	1	1
Hidrografía	1	1	0	0	1	1	1	1
Red vial	1	1	0	0	1	1	1	1
Centros poblados	1	1	0	0	0	0	1	1
Redes energía eléctrica	1	1	1	0	0	1	1	1
Plan regulador (sin restricciones)	1	1	1	1	1	1	0	1
Sin restricciones medio ambientales	1	1	1	1	1	1	0	1
Potencial ERNC (eólico)	1	1	0	0	0	1	0	0
Sin patrimonios culturales	1	0	1	1	1	1	1	1
TOTAL	10	9	5	5	6	9	7	9

Fuente: Elaboración propia

Dado que se deben seleccionar cinco localidades, se tienen que eliminar tres de las estudiadas. En primer lugar, Salvador y Laguna de Colorados quedan fuera, ya que uno de los parámetros más importantes en el diseño de la planta es contar con cuencas hidrográficas próximas a la planta. Además, no cuentan con acceso por vías disponibles, lo que perjudica el transporte, tanto de equipos como de las personas que trabajan en una central.

En segundo lugar, se elimina la localidad de Huentelauquén, pues si bien cuenta con recurso hídrico a menos de 2 [km], ésta ya tiene concesiones eléctricas en su territorio y, por otra parte, al estar muy cerca de la costa, puede aumentar el riesgo de tsunami y, por lo tanto, la destrucción completa de una posible planta.

Por otra parte, se consideró como un punto favorable que en Virginia la fracción de horas de sombra es baja respecto a las otras la región de Antofagasta (ver Tabla 4.8) y el porcentaje de nubosidad, lo que favorece tener menos pérdidas por factores atmosféricos, es decir, cielo despejado. Si bien la velocidad del viento en esta localidad es mayor a las otras, no afecta a la estabilidad de los colectores, pero puede causar problemas en la mantención de la limpieza de los espejos por el levantamiento de polvo. Posee tres cuencas cerca del punto de estudio, éstas no se encuentran cerca, por lo que es un punto en contra junto con el relieve carente de regularidad, pero se puede mejorar haciendo excavaciones. Por otra parte, tiene

cuatro rutas de acceso, ninguno de ellos pavimentado y no tiene restricciones por planes reguladores existentes. Otro punto favorable es el potencial eólico en la zona, por lo que puede ser útil como dato en caso de necesitar un respaldo en estaciones de muy baja radiación.

Ollagüe tiene alta intensidad de radiación directa, baja velocidad del viento, pero alta nubosidad y fracción de horas de sombra. Estos últimos puntos se pueden revertir observando que el relieve es regular, pese a tener pendiente mayor de 2%. Desde el punto de vista de recursos hídricos, tiene dos subcuencas a menos de 3 [km] y también tiene vías de acceso cercanos al punto de estudio. Es una de las localidades con población más numerosa y no tiene restricciones por planes reguladores. Por el contrario, no cuenta con líneas de transmisión cerca. Respecto a las posibles fuentes de energía de respaldo, el potencial eólico es bajo y tiene una concesión geotérmica en el punto de estudio.

Las localidades de la región de Atacama tienen menor intensidad de radiación, mayor nubosidad y mayor porcentaje de sombra. La velocidad del viento es levemente mayor respecto a la región de Antofagasta. Ninguna de las zonas está restringida por planes reguladores de la región.

Las Tazas es una de las localidades de la región de Atacama con menor radiación, relieve no regular, pero es una de los sitios con cuencas más grandes y cercanas al punto de interés, junto con vías de acceso. No tiene líneas de transmisión cercanas ni potencial eólico.

Catorcemil se caracteriza por ser una de las localidades de la región con mayor radiación, menor nubosidad y menor fracción de sombra. En cuanto al relieve, es más regular que Las Tazas, pero las cuencas están más lejanas y no tiene vías de acceso cercanas. Cerca de la zona de interés hay líneas de transmisión y el potencial eólico es medio

En la región de Coquimbo, la radiación baja su intensidad mucho más, y, por otra parte, sube los índices de fracciones de sombra y de nubosidad. San Julián es la localidad con menores cambios de pendiente y tiene cuencas cercanas, pero de baja superficie. Uno de los puntos más favorable es la cercanía a vías de acceso pavimentadas y mayor número de habitantes. Finalmente, no tiene potencial eólico.

4.3.1. FACTORES QUE INCIDEN EN LA RADIACIÓN SOLAR

En este capítulo se estudia con mayor profundidad los datos de la radiación solar, nubosidad, temperatura y velocidad del viento, considerando lo siguiente:

- **Radiación Solar:** Los datos corresponden a la radiación directa normal promedio por hora y mensual según el rango de tiempo estipulado anteriormente.
- **Nubosidad:** Al igual que la radiación solar, se tiene la variabilidad de la nubosidad promedio por hora y mensual en el rango previamente mencionado.
- **Sombras topográficas:** Los datos corresponden al porcentaje de sombra por hora y mensual para el mismo rango de tiempo de las mediciones anteriores.
- **Temperatura:** Los datos de temperatura disponibles en el Explorador Solar, se extrajeron de los resultados del Explorador Eólico, donde se considera el promedio tanto por hora como mensual hasta el año 2010.
- **Viento:** La velocidad del viento afecta al enfriamiento y precisión del seguimiento de los colectores dentro de una planta solar. Los datos de las velocidades del viento por hora y mensual se obtuvieron del Explorador Eólico, en el cual considera las simulaciones hasta el año 2010.

En las Tabla 4.30, se visualiza que en el mes de junio la radiación es la más baja en comparación a los otros meses (ver Gráfico 4.1 a la izquierda), diciembre tiene la intensidad más alta y septiembre posee los niveles más cercanos al promedio, como se ve en la tercera columna. Todo esto se cumple para todas las localidades.

La Tabla 4.31 indica que la hora de mayor intensidad de radiación a las 12:00 P.M. (ver punto más alto en Gráfico 4.1 a la derecha), dato que se confirma con la bibliografía estudiada. Por otro lado, se infiere que el intervalo de tiempo con radiación apropiada para su provecho está entre las 7:00 A.M. y 5:00 P.M., señalando que la cantidad de horas de radiación útiles son 11 y las horas en las que se tiene que abastecer una central termosolar con almacenamiento de energía son 13. Así mismo, son aproximadamente 10 horas con nula radiación.

De la Tabla 4.32, se infiere que la frecuencia de nubes máxima no ocurre para el mismo mes en todas las localidades, siendo los valores más altos en junio, enero, diciembre, junio y agosto para Virginia, Ollagüe, Las Tazas, Catorcemil y San Julián respectivamente. Acerca del ciclo diario de la frecuencia de nubes, tampoco sigue un patrón, ya que para Ollagüe, Virginia y Catorcemil la nubosidad es más alta en la noche y para las demás localidades esto ocurre en la mañana.

La Tabla 4.34 señala que la fracción de sombras para todas las localidades se maximiza entre las 19:00 y 7:00 horas.

En relación con la temperatura, esta se máxima en el mes de febrero para todas las localidades (ver Tabla 4.35) y para el ciclo diario, entre 13:00 y 16:00 horas.

Tabla 4.31 Radiación promedio mensual en el plano horizontal

Radiación incidente en el plano horizontal [kWh/m²/día]														
Región	Localidad	Promedio Anual	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Región de Antofagasta	Virginia	6,50	8,47	7,85	7,00	5,64	4,46	3,90	4,10	5,10	6,45	7,67	8,63	8,67
	Ollagüe	6,64	7,18	7,16	7,01	6,19	5,30	4,80	5,00	5,77	6,81	7,87	8,52	8,08
Región de Atacama	La Tazas	6,08	8,06	7,50	6,57	5,24	4,02	3,50	3,76	4,68	6,00	7,21	8,12	8,26
	Catorcemil	6,38	8,39	7,68	6,95	5,52	4,19	3,62	3,91	4,90	6,31	7,62	8,67	8,83
Región de Coquimbo	San Julián	4,58	6,79	6,26	5,10	3,63	2,58	2,18	2,35	3,02	4,12	5,57	6,40	6,97

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4.32 Radiación promedio por hora

Radiación incidente en el plano horizontal [W/m²]																									
Región	Localidad	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
Región de Antofagasta	Virginia	0	0	0	0	0	0	26	146	356	568	738	847	889	863	772	617	418	200	46	1	0	0	0	0
	Ollagüe	0	0	0	0	0	0	13	163	409	637	808	910	929	868	748	577	380	168	26	0	0	0	0	0
Región de Atacama	Las Tazas	0	0	0	0	0	0	17	113	304	516	684	796	844	824	737	591	401	194	47	1	0	0	0	0
	Catorcemil	0	0	0	0	0	0	25	144	349	557	725	836	877	849	755	603	407	197	48	2	0	0	0	0
Región de Coquimbo	San Julián	0	0	0	0	0	0	11	59	162	298	440	565	651	672	619	510	352	178	52	4	0	0	0	0

Fuente: Elaboración propia

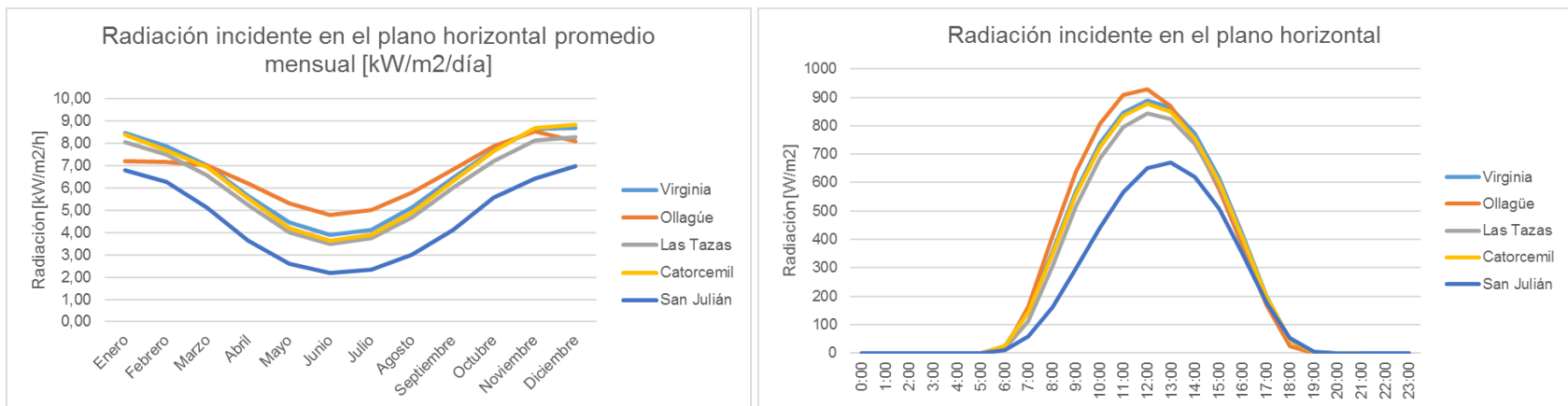


Gráfico 4.1 (A la izquierda) Radiación promedio mensual (A la derecha) Radiación promedio diaria
Fuente: Elaboración propia

Tabla 4.33 Nubosidad promedio mensual

Ciclo anual de la frecuencia de nubes [%]														
Región	Localidad	Promedio Anual	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Región de Antofagasta	Virginia	2,60	2,30	2,90	1,50	2,40	3,80	3,90	4,90	3,20	1,60	1,80	0,60	1,90
	Ollagüe	7,60	18,50	15,60	8,70	5,20	4,30	3,90	4,50	5,20	6,20	5,30	4,50	8,70
Región de Atacama	La Tazas	3,70	4,10	4,60	2,70	2,80	4,00	3,60	3,80	3,90	3,30	2,90	3,50	4,70
	Catorcemil	3,80	3,50	5,30	2,10	2,70	6,20	6,60	6,20	4,70	3,10	2,70	1,30	1,40
Región de Coquimbo	San Julián	12,70	11,30	10,10	10,80	12,90	13,50	12,80	13,50	14,80	14,70	12,80	13,40	11,40

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4.34 Nubosidad promedio por hora

		Ciclo diario de la frecuencia de nubes [%]																							
Región	Localidad	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
Región de Antofagasta	Virginia	0,00	0,00	0,00	0,13	2,68	4,15	4,15	4,11	3,61	2,57	2,41	2,96	3,65	3,91	3,52	3,87	3,97	4,33	4,45	4,45	2,59	0,03	0,00	0,00
	Ollagüe	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,92	0,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	0,61	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00
Región de Atacama	Las Tazas	0,00	0,00	0,00	1,12	10,49	13,16	13,16	12,67	8,51	3,89	2,76	2,50	2,30	2,17	2,12	2,08	2,08	2,24	2,53	2,53	1,38	0,03	0,00	0,00
	Catorcemil	0,00	0,00	0,00	0,17	3,54	5,86	5,80	5,20	4,04	3,54	3,62	4,13	4,65	5,00	5,58	6,70	7,41	7,85	7,85	4,49	13,00	0,00	0,00	0,00
Región de Coquimbo	San Julián	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,27	15,72	34,81	45,27	42,94	36,68	30,12	23,85	18,78	16,00	13,44	12,35	9,62	3,16	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00

Fuente: Elaboración propia

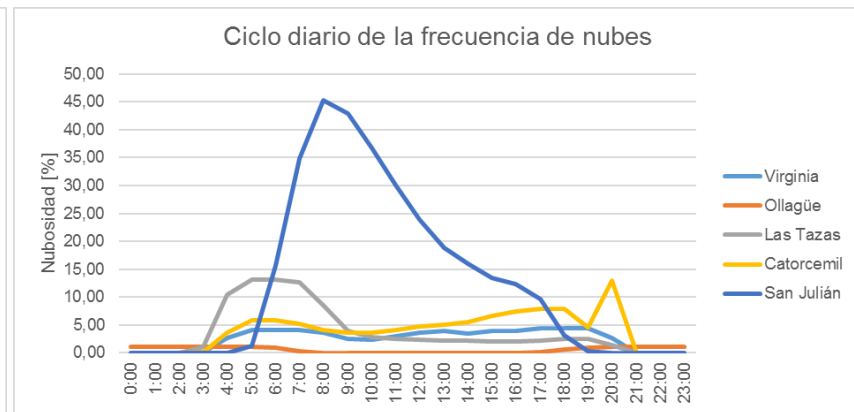
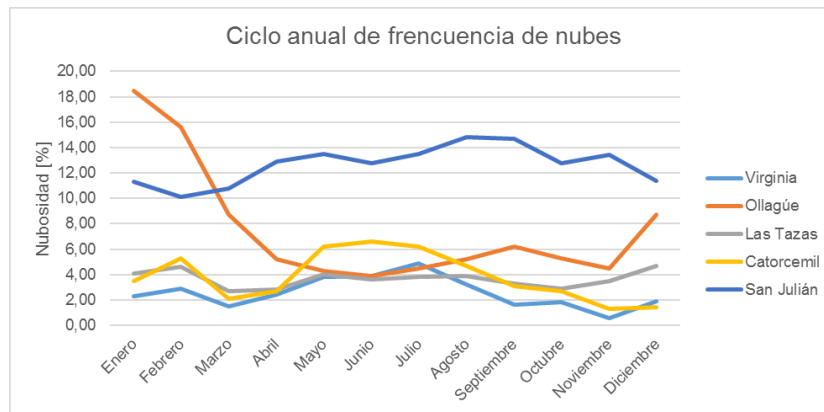


Gráfico 4.2 (A la izquierda) Nubosidad promedio mensual (A la derecha) Nubosidad promedio por hora

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4.35 Ciclo diario de sombra por hora

		Ciclo diario de la frecuencia de sombras [%]																								
Región	Localidad	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	
Región de Antofagasta	Virginia	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,99	0,66	0,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,46	0,90	1,00	1,00	1,00	
	Ollagüe	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,92	0,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	0,61	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00
Región de Atacama	Las Tazas	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,78	0,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,57	0,96	1,00	1,00	1,00	1,00
	Catorcemil	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,78	0,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,47	0,89	1,00	1,00	1,00	1,00
Región de Coquimbo	San Julián	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,98	0,67	0,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,44	0,81	1,00	1,00	1,00	1,00

Fuente: Elaboración propia

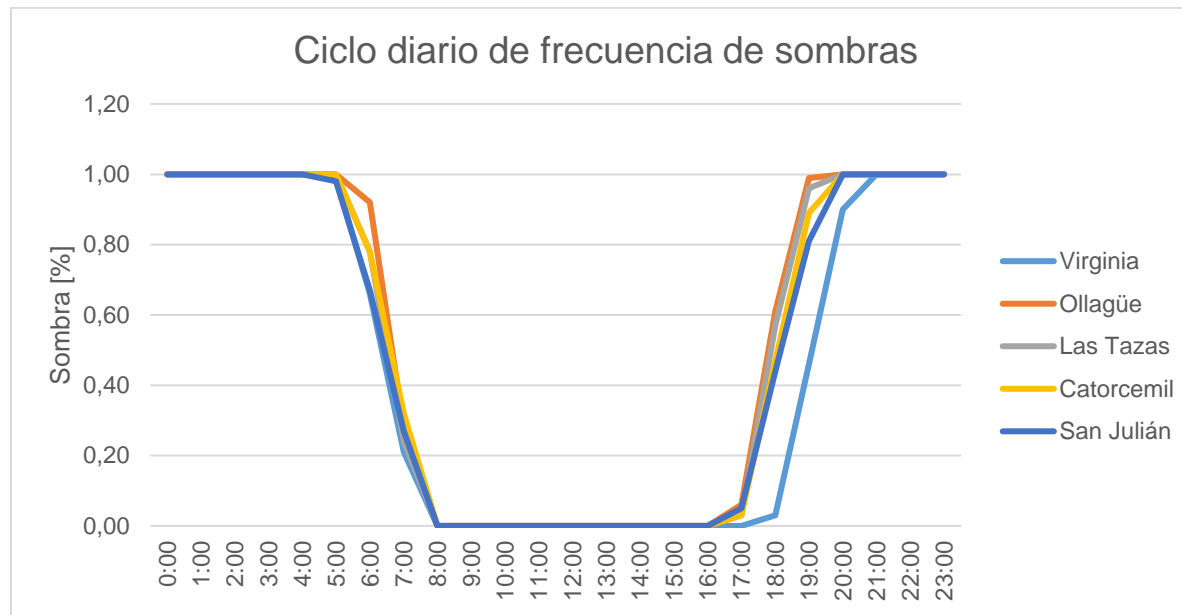


Gráfico 4.3 Ciclo diario de sombra por hora

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4.36 Promedio mensual de temperatura

Ciclo anual de temperatura [°C]														
Región	Localidad	Promedio Anual	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Región de Antofagasta	Virginia	13,90	16,60	17,50	17,20	14,60	12,40	11,40	10,20	12,20	12,50	13,10	13,90	14,90
	Ollagüe	5,80	8,40	8,90	8,10	6,40	4,60	4,30	3,00	4,10	4,30	4,40	5,70	7,60
Región de Atacama	La Tazas	16,00	19,40	19,60	19,20	16,90	14,70	13,20	11,50	13,80	14,30	15,30	16,70	17,50
	Catorcemil	12,80	16,00	16,70	16,40	14,10	11,30	10,00	8,50	10,80	10,90	11,80	13,00	14,10
Región de Coquimbo	San Julián	14,60	18,20	18,20	17,60	15,90	14,40	12,80	10,60	11,00	12,00	13,40	15,40	16,00

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4.37 Promedio por hora de temperaturas

Ciclo diario de temperaturas [°C]																									
Región	Localidad	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
Región de Antofagasta	Virginia	10,92	10,78	10,60	10,43	10,31	10,18	10,14	10,70	12,63	15,20	17,27	18,59	19,22	19,28	18,95	18,44	18,73	16,80	15,40	13,63	12,12	11,35	11,04	11,00
	Ollagüe	3,26	2,79	2,36	2,02	1,73	1,43	1,27	1,66	3,03	4,70	6,46	8,27	9,81	10,93	11,55	11,67	11,39	10,50	8,85	6,95	5,70	5,03	4,31	3,75
Región de Atacama	Las Tazas	12,13	11,66	11,25	10,99	10,73	10,57	10,52	11,24	13,61	16,88	19,69	21,41	22,26	22,55	22,53	22,29	21,74	20,75	19,05	16,91	15,16	14,05	13,27	12,66
	Catorcemil	9,89	9,80	9,66	9,48	9,29	9,10	9,03	9,90	12,12	14,33	15,69	16,50	17,08	17,50	17,70	17,55	17,07	16,22	14,69	12,73	11,18	10,40	10,08	9,96
Región de Coquimbo	San Julián	12,05	11,80	11,58	11,39	11,27	11,15	11,04	11,11	11,70	13,10	15,02	16,96	18,59	19,72	20,30	20,34	19,85	18,82	17,19	15,42	14,09	13,28	12,74	12,36

Fuente: Elaboración propia

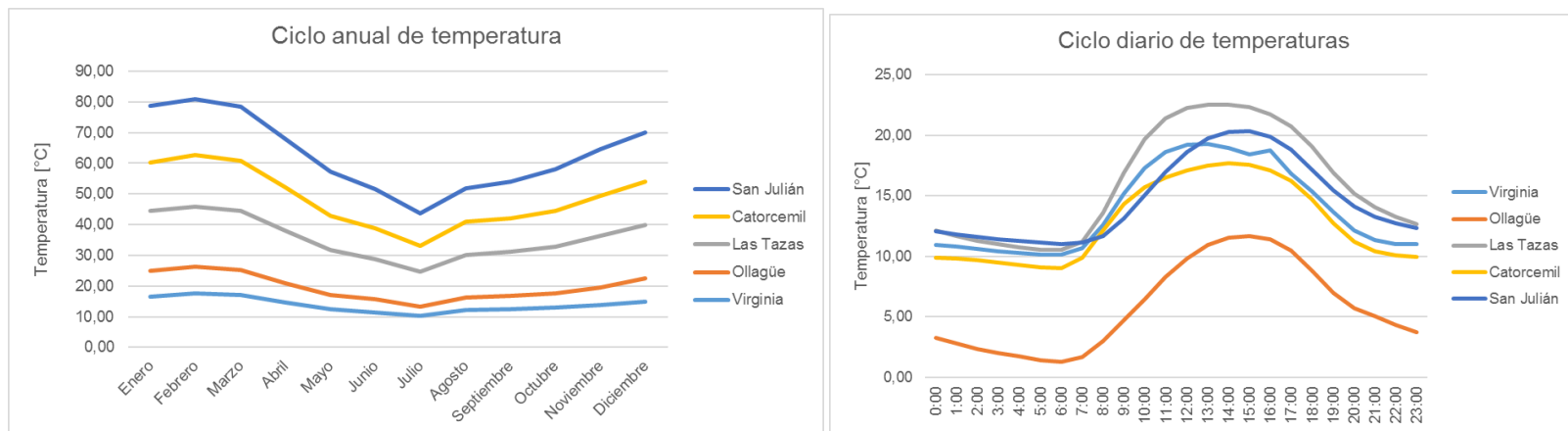


Gráfico 4.4 (A la izquierda) Promedio de temperatura mensual (A la derecha) Promedio de temperatura por hora
Fuente: Elaboración propia

Tabla 4.38 Velocidad promedio del viento mensual

		Velocidad del viento promedio mensual [m/s]												
Región	Localidad	Promedio Anual	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Región de Antofagasta	Virginia	7,10	6,00	5,70	5,20	6,20	7,70	8,40	8,90	8,40	8,10	7,80	6,70	6,30
	Ollagüe	5,00	5,00	4,90	4,80	4,80	5,80	6,20	6,40	5,70	6,50	6,10	6,30	5,50
Región de Atacama	La Tazas	3,20	3,40	3,40	3,10	2,60	2,90	2,70	3,00	3,10	3,30	3,40	3,50	3,40
	Catorcemil	5,10	4,10	4,20	4,30	5,20	5,30	5,90	6,10	6,00	5,90	5,50	4,80	4,30
Región de Coquimbo	San Julián	2,00	2,50	2,30	2,10	1,80	1,60	1,70	1,70	1,60	1,80	2,00	2,50	2,50

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4.39 Velocidad del viento promedio por hora

		Velocidad del viento durante el día [m/s]																							
Región	Localidad	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
Región de Antofagasta	Virginia	8,33	8,41	8,47	8,64	8,87	9,05	9,08	8,83	7,92	6,94	6,58	6,67	7,07	7,56	7,72	7,52	6,90	5,90	4,64	3,50	3,26	4,72	6,55	7,82
	Ollagüe	4,96	4,79	4,61	4,45	4,24	3,98	3,84	3,46	3,28	3,65	4,14	4,76	5,50	6,27	7,21	8,17	8,67	8,66	8,34	8,06	7,68	6,70	5,90	5,30
Región de Atacama	Las Tazas	1,92	1,99	2,09	2,13	2,16	2,15	2,15	2,06	1,83	1,91	2,59	3,78	4,85	5,56	5,91	5,89	5,71	5,35	4,51	3,31	2,27	1,85	1,83	1,88
	Catorcemil	5,15	5,45	5,65	5,77	5,78	5,74	5,70	5,36	4,70	4,63	5,25	5,97	6,35	6,50	6,40	6,06	5,56	4,82	3,86	3,18	3,01	3,57	4,14	4,68
Región de Coquimbo	San Julián	1,38	1,28	1,24	1,27	1,19	1,16	1,15	1,13	1,11	1,16	1,36	1,72	2,25	2,82	3,28	2,64	3,76	3,63	3,25	2,78	2,33	1,95	1,71	1,50

Fuente: Elaboración propia

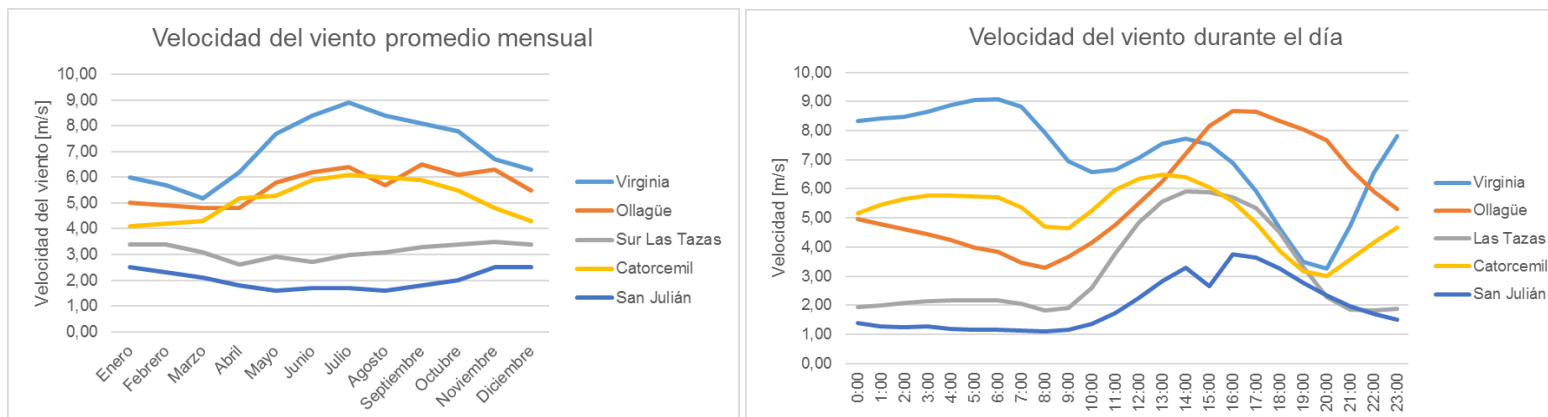


Gráfico 4.5 (A la izquierda) Velocidad del viento promedio mensual (A la derecha) Velocidad del viento promedio por hora

Fuente: Elaboración propia

Los espejos de los colectores en las centrales termosolares están expuestos a altos niveles de radiación solar y velocidad del viento (en algunas localidades). Es por ello que es importante estudiar los antecedentes de la velocidad del viento en las localidades, ya que este factor se toma en cuenta para la instalación de fundaciones, estructura y mecanismos de accionamiento con las cargas máximas del viento esperadas.

4.3.2. CAUDAL DE CUENCAS

En este segmento, se hizo una estimación de los caudales de las cuencas hidrográficas, pues no se cuenta con los datos precisos de los caudales de subcuencas y subsubcuencas, ya que las estaciones pluviométricas no pasan por las cuencas de las localidades seleccionadas. Es por este motivo, que, en base a los datos un informe [19] obtenidos de la Dirección General de Aguas, se extrajo el valor de los caudales de las cuencas principales.

Para encontrar el nombre y código de cada cuenca, subcuenca y subsubcuenca correspondiente, se usó lo obtenido en el capítulo 4.2.3, más la información del Inventario Público de Cuencas Hidrográficas³⁸, el explorador de Red Hidrométrica³⁹ para identificar las estaciones pluviométricas cercanas a las cuencas de las localidades estudiadas. Posteriormente, se verificó que ninguna de las cuencas estuviera limitada por restricciones de la Dirección General de aguas. Es por ese motivo, que se indagó en el explorador de Restricciones a los Derechos de Agua⁴⁰, comprobando que no había ninguna restricción para las localidades analizadas ni tampoco agotamiento.

Para calcular los caudales, se hizo un conteo de todas las subcuencas de cada cuenca y de las subsubcuencas de las subcuencas. Con ello, se pudo encontrar todas las ramificaciones o subdivisiones de todas las cuencas, por lo tanto, se pudo estimar el caudal para cada cuenca como se muestra en las siguientes tablas Tabla 4.40, Tabla 4.41 y Tabla 4.42.

³⁸ Inventario Público de Cuencas Hidrográficas, Dirección General de Aguas [En línea] 2016 [Citado el 6 de junio de 2016] <<http://www.arcgis.com/apps/OnePane/basicviewer/index.html?appid=140491cbe86847cab6b18949442393f9>>

³⁹ Explorador Red Hidrométrica [En línea] 2016 [Citado el 7 de junio de 2016] <<http://apps.arcgis.com/apps/OnePane/basicviewer/index.html?appid=d508beb3a88f43d28c17a8ec9fac5ef0>>

⁴⁰ Explorador de Restricciones a los Derechos de Aguas, Dirección General de Aguas [En línea] 2016 [Citado el 7 de junio de 2016] <<http://apps.arcgis.com/apps/OnePane/basicviewer/index.html?appid=1f120f5a187149e0a0a30c4ab144ddae>>

Tabla 4.40 Caudales de cuencas en las localidades de la Región de Antofagasta

Región de Antofagasta														
Localidad	Nombre	Tipo	Código BNA	Área [km ²]	Origen subcuenca	Área Subcuenca [km ²]	Origen cuenca	Área cuenca [km ²]	Número de subcuencas	Número de subsubcuencas	Factor	Caudal origen [m ³ /s]	Caudal [m ³ /s]	Distancia a localidad [km]
Virginia	Quebrada de Taltal	Subcuenca	0294	5732,0	-	-	Costeras entre Q. la Negra y Q. Pan de Azucar	6626	7	-	0,1429	0,0400	0,0057	9,06
	Quebrada Yerba Buena	Subsubcuenca	02940	1788,0	Quebrada de Taltal	5732	Costeras entre Q. la Negra y Q. Pan de Azucar	6626	7	4	0,0357	0,0400	0,0014	8,46
	Quebrada de Taltal entre Quebrada del Chaco y Bajo Junta Quebrada Corcovado	Subsubcuenca	02942	1346,0	Quebrada de Taltal	5732	Costeras entre Q. la Negra y Q. Pan de Azucar	6626	7	4	0,0357	0,0400	0,0014	7,89
Ollagüe	Salar de Ollagüe	Subcuenca	0200	724,7	-	-	Fronterizas Salar Michincha-R.Loa	2675	3	-	0,3333	0,3000	0,1000	2,55
	Salar de Carcote	Subcuenca	0201	524,4	-	-	Fronterizas Salar Michincha-R.Loa	2675	3	-	0,3333	0,3000	0,1000	2,48

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4.41 Caudales de cuencas en las localidades de la Región de Atacama

Región de Atacama														
Localidad	Nombre	Tipo	Código BNA	Área [km ²]	Origen subcuenca	Área Subcuenca [km ²]	Origen cuenca	Área cuenca [km ²]	Número de subcuencas	Número de subsubcuencas	Factor	Caudal origen [m ³ /s]	Caudal [m ³ /s]	Distancia a localidad [km]
Sur las Tazas	Quebrada Flamenco hasta Quebrada de Varillas	Subsubcuenca	03310	1247,0	Quebrada Flamenco	2206	Costeras e Islas R.Salado-R.Copiapo	5849	6	2	0,083	0,0000	0,0000	0,89
	Quebrada del Morado entre Quebrada del Potrero	Subsubcuenca	03331	349,0	Quebrada Flamenco	2206	Costeras e Islas R.Salado-R.Copiapo	5849	6	2	0,083	0,0000	0,0000	0,89
	Quebrada Flamenco	Subcuenca	0331	2205,8	-	-	Costeras e Islas R.Salado-R.Copiapo	5849	6	-	0,167	0,0000	0,0000	0,89
	Quebrada del Morado	Subcuenca	0333	1451,3	-	-	Costeras e Islas R.Salado-R.Copiapo	5849	6	-	0,167	0,0000	0,0000	0,89
Suroeste Catorcemil	Quebrada Paipote entre Quebrada San Andrés y Quebrada Martínez	Subsubcuenca	03442	1082,0	Costeras entre Quebrada del Morado y Río Copiapo	1760	R. Copiapo	18704	6	6	0,028	0,1200	0,0033	1,62
	Quebrada Flamenco hasta Quebrada de Varillas	Subsubcuenca	03310	1247,0	Quebrada Flamenco	2206	Costeras e Islas R.Salado-R.Copiapo	5849	6	2	0,083	0,0000	0,0000	11,8
	Quebrada Flamenco	Subcuenca	0331	2205,8	-	-	Costeras e Islas R.Salado-R.Copiapo	5849	6	-	0,167	0,0000	0,0000	11,8
	Quebrada Paipote	Subcuenca	0344	6689,0	-	-	R. Copiapo	18704	6	-	0,167	0,1200	0,0200	5,68

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 4.42 Caudales de cuencas en las localidades de la Región de Coquimbo

Región de Coquimbo														
Localidad	Nombre	Tipo	Código BNA	Área [km2]	Origen subcuenca	Área Subcuenca [km2]	Origen cuenca	Área cuenca [km2]	Número de subcuencas	Número de subsubcuencas	Factor	Caudal origen [m3/s]	Caudal [m3/s]	Distancia a localidad [km]
Sur San Julián	Estero Punitaqui entre Estero Las Mojadas y Quebrada Las Damas	Subsubcuenca	04556	271,0	Rio Limari	2349	Rio Limari	11696	6	9	0,019	7,500	0,139	0,2
	Estero Punitaqui entre Quebrada Las Damas y Río Limarí	Subsubcuenca	04557	309,0	Rio Limari	2349	Rio Limari	11697	6	9	0,019	7,500	0,139	0,2
	Río Limarí entre Quebrada del Ingenio y Bajo Junta Estero La Plata	Subsubcuenca	04552	279,0	Rio Limari	2349	Rio Limari	11698	6	9	0,019	7,500	0,139	1,18

Fuente: Elaboración Propia

4.4. SELECCIÓN DE TIPO DE PLANTA SOLAR TÉRMICA

A partir del análisis hecho en el capítulo 4.2.2, se puede tomar una decisión sobre qué colectores se utilizarán y, por lo tanto, el tipo de planta que se va a situar en cada localidad.

Tomando como punto de decisión más importante el tipo de relieve de la zona que rodea la localidad y las redes hidrográficas cercanas, se tomó la decisión de emplazar las siguientes plantas en las respectivas localidades como se muestra en la Tabla 4.43.

Tabla 4.43 Selección de planta para cada localidad

Región	Localidad	Tipo de Planta
Región de Antofagasta	Virginia	Torre
	Ollagüe	Torre
Región de Atacama	Las Tazas	Torre
	Catorcemil	Torre
Región de Coquimbo	San Julián	Torre

Fuente: Elaboración propia

Como se estableció en los capítulos anteriores, las plantas de colectores cilindro parabólicos deben situarse en terrenos completamente llanos, a lo más con 1% de pendiente, por lo tanto, dado el estudio detallado de relieve de las zonas hecho en el capítulo 4.2.2, queda demostrado que solo queda la opción de situar plantas de tipo torre.

Para el funcionamiento continuo de la planta, se decidió que ésta operara con almacenamiento térmico en horas de baja o nula radiación (en la noche), ya que la turbina de vapor generará más potencia solo en periodos de mayor radiación, por lo que se requiere de almacenamiento de energía para las horas de la noche, cumpliendo con el mínimo técnico requerido para el accionamiento de la turbina.

Otro motivo por el cual se selecciona este tipo de planta es su capacidad de almacenamiento y su eficiencia, ya que está directamente conectado con el circuito primario, es decir, con la torre central. Además, el receptor de la torre puede utilizar sales fundidas como fluido calor portador, que es el mismo fluido que se usa para el almacenamiento térmico, por lo que es una ventaja sobre la planta de colectores cilindro-parabólicos, porque estos colectores usan agua o aceite como fluido de trabajo. También, el uso de sales fundidas favorece la eficiencia del bloque de potencia, pues el tanque de almacenamiento alcanza altas temperaturas (hasta 540°C aproximadamente).

Otra ventaja que se obtiene de esta elección, es que el fluido de trabajo (sales fundidas) no necesitan recorrer largas distancias a través de tuberías, como es el

caso del campo de colectores cilindro-parabólicos, evitando así las pérdidas de calor.

Por otra parte, se debe asumir los inconvenientes de elegir esta tecnología, dentro de las cuales está el alto costo inicial de la planta, entre 7.300.000 a 9.500.000 de dólares por Megawatt instalado [8]. Asimismo, se debe enfrentar el nivel de madurez de este tipo de central (ver Figura 4.216), pues la cantidad de centrales tipo torre en operación construidas y en desarrollo son menores respecto a plantas de colectores cilindro-parabólicos (ver Tabla 4.1 y Tabla 4.4).

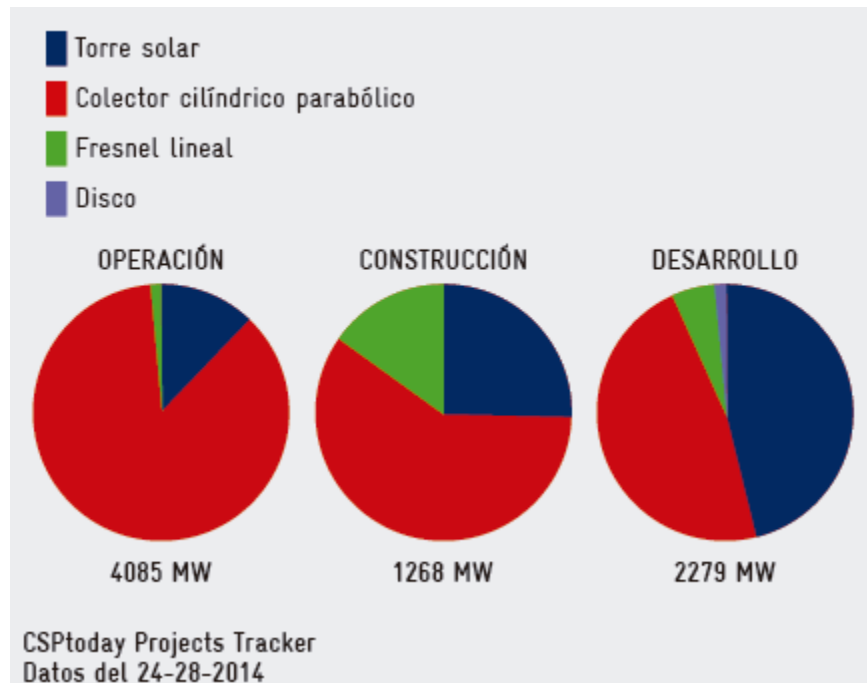


Figura 4.216 Participación de plantas termosolares de concentración por tecnología hasta agosto de 2014
Fuente [10]

4.4.4.1. Centrales solares tipo Torre Central en construcción en Chile

En esta sección se profundiza acerca de los proyectos más recientes de generación de electricidad con plantas termosolares tipo torre. La finalidad de estudiar estos proyectos es acercarse a modelos plantas que fueron diseñadas bajo condiciones similares a las de este trabajo, en otras palabras, en localidades ubicadas en el norte de Chile que presentan semejantes intensidades de radiación, condiciones climáticas y en el mismo hemisferio, pues la mayoría de los proyectos construido pertenecen a países del Hemisferio norte, como por ejemplo España y Estados Unidos.

Actualmente hay un proyecto en construcción, uno aprobado por la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) y dos a la espera de dicha resolución.

La planta que se encuentra en construcción es la de Cerro Dominador ubicada en María Elena en la región de Antofagasta. En las próximas imágenes se muestra una vista de planta (Figura 4.217) de una simulación presentada por la empresa constructora Abengoa en la que se puede identificar el lay out de la planta, situándose en el centro la torre central, al lado izquierdo tanques frío y caliente junto con el generador de vapor y al lado derecho la turbina de vapor, aerocondensador y sistemas auxiliares. Alrededor de los equipos y máquinas térmicas, se encuentran en círculos concéntricos los helióstatos (ver Figura 4.218).

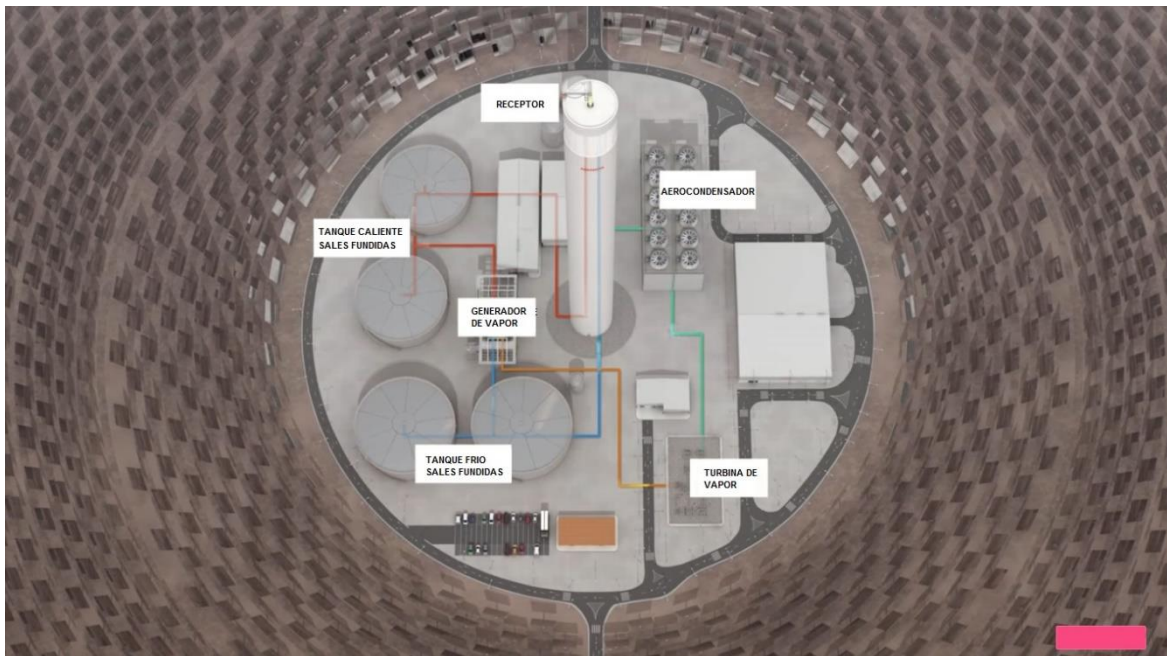


Figura 4.217 Vista planta simulación de central Cerro Dominador
Fuente ⁴¹

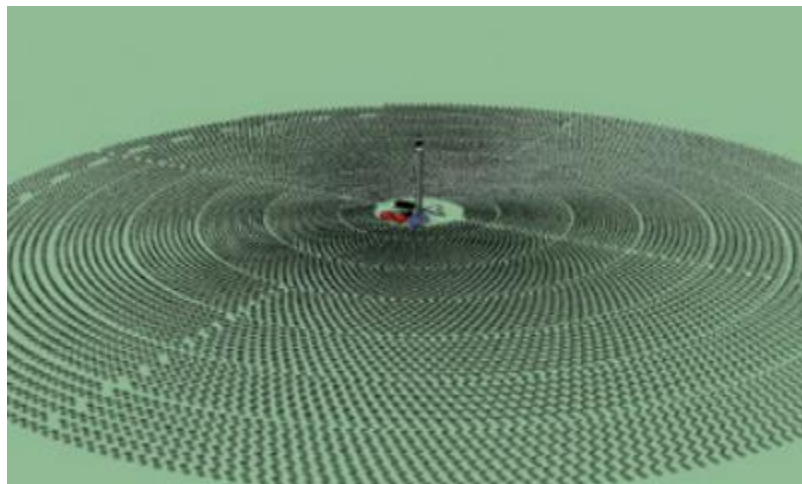


Figura 4.218 Configuración campo solar planta Cerro Dominador
Fuente [20]

⁴¹ Youtube [En línea] 2015 [Citado el: 17 de noviembre de 2016] < <https://www.youtube.com/watch?v=35A0B0mHBoo>>

Por otro lado, los otros proyectos restantes corresponden a la empresa Solar Reserve, en las regiones de Tarapacá, Antofagasta y Atacama. A diferencia de Cerro Dominador, que busca ser una planta autónoma, sin energía de respaldo en estaciones del año con baja radiación y capacidad de almacenamiento de 18 horas, estos proyectos utilizarán otra fuente como energía de apoyo, específicamente energía solar fotovoltaica. Otra diferencia, es que estas plantas estarán compuestas por más de una torre, por lo que su capacidad es mucho mayor.

En la sección de anexos, las imágenes ilustran la configuración del campo solar de los proyectos de plantas termosolares previamente mencionados (Figura Anexo 1, Figura Anexo 2 y Figura Anexo 3) y para más especificaciones se presenta la Tabla 4.44.

Con la información previamente dada, se decide que las centrales a calcular serán de torre central con arreglo circular, es decir, anillos concéntricos, donde la radiación es reflejada en toda la superficie exterior del receptor, por lo que se utiliza evidentemente receptores externos cilíndricos. Esta es selección se hace debido a que según lo estudiado en la bibliografía esta configuración es más eficiente (pese a que requiera una torre más alta, lo que elevaría los costos) respecto a la configuración de helióstatos con la torre desplazada hacia el norte o la disposición sur norte, es decir, el área de incidencia de los helióstatos se orienta hacia el norte reflejando la radiación a la cara sur del receptor de la torre. Para esta distribución se usan receptores de cavidad.

En resumen, se escogió la configuración circular de campo de helióstatos y receptor exterior cilíndrico.

Tabla 4.44 Datos de centrales tipo Torre Central en construcción y en espera de ejecución

	Cerro dominador (Atacama 1)	Copiapó Solar	Tamarugal Solar	Likana Solar
Antecedentes				
Estado	En construcción (2014-2017)	Proyecto (RCA aprobada)	Proyecto (RCA aprobada)	Proyecto (RCA en proceso)
Ciudad	María Elena	Copiapó	Tamarugal	Likana
Región	Antofagasta	Atacama	Tarapacá	Antofagasta
Área total [ha]	700	2.290	4.000	3.800
Constructor	Abengoa	Solar Reserve	Solar Reserve	Solar Reserve
Interconexión eléctrica	SING	SIC	SING	SING
Configuración de la planta				
Área de apertura [m ²] (por torre)	1.484.000	1.450.000	1.450.000	1.450.000
Número de helióstatos	10.600	-	-	-
Configuración helióstatos	Circular	-	-	-
Número de torres	1	2	3	3
Altura de la torre [m]	243	210 más receptor	211 más receptor	210 más receptor
Altura del receptor externo[m]	32	-	-	-
Diámetro receptor externo [m]	19	-	-	-
Fluido de transferencia de calor (HTF)	Sales fundidas	Sales fundidas	Sales fundidas	Sales fundidas
Temperatura de entrada de HTF [°C]	300	-	-	-
Temperatura de salida de HTF [°C]	550	-	-	-
Horas de operación	24 al día	24 al día	24 al día	24 al día
Bloque de Potencia				
Capacidad de la turbina [MW]	110	260	390	390
Ciclo	Rankine	Rankine	Rankine	Rankine
Enfriamiento	Seco	Seco	Seco	Seco
Requerimiento de agua [m ³ /año]	-	365.000	-	-
Almacenamiento térmico				
Tipo	2 tanques (directo)	-	-	-
Capacidad de almacenamiento [h]	18	13	13	13
Fluido de almacenamiento	Sales fundidas	Sales fundidas	Sales fundidas	Sales fundidas
Hibridación	No	Solar Fotovoltaico	Solar Fotovoltaico	Solar Fotovoltaico
Otros				
Generación de empleos fijos	700-2000 (peak)	-	-	-
Reducción de emisión de CO ₂ por año [toneladas]	643.000	750.000	-	-
Inversión millones de [dólares]	1.300	1600-1700	-	-

4.5. SELECCIÓN ENERGÍA DE RESPALDO

Dado que la selección del tipo de planta es eficiente, en el sentido de que se puede utilizar métodos de almacenamiento de energía para abastecer de energía a la central en horas de baja o nula radiación (durante la noche o en invierno), no es primordial contar con energía de respaldo ni diseñar una planta híbrida para que funcione de forma continua las centrales a calcular para cada localidad.

Para hacer un estudio más completo y detallado, se incluye de igual manera la selección de energías de respaldo en base a la disponibilidad de recursos de cada localidad según lo analizado en el capítulo 4.2.8.

En la próxima Tabla 4.45 se exponen las fuentes alternativas seleccionadas:

Tabla 4.45 Energía de respaldo para cada localidad

Región	Localidad	Energía
Región de Antofagasta	Virginia	Eólica
	Ollagüe	Eólica
Región de Atacama	Las Tazas	GLP
	Catorcemil	Eólica
Región de Coquimbo	San Julián	GLP

Fuente: Elaboración propia

⁴² National Renewable Energy Laboratory [En línea] 2015 [Citado el: 18 de noviembre de 2016] < www.nrel.gov/csp/solarpaces/project_detail.cfm/projectID=3275>

⁴³ Power-Technology [En línea] 2014 [Citado el: 18 de noviembre de 2016] <www.power-technology.com/projects/cerro-dominador-solar-power-plant-atacama-desert>

⁴⁴ Abengoa [En línea] 2015 [Citado el: 18 de noviembre de 2016] <www.abengoasolar.com/export/sites/abengoasolar/resources/pdf/Ficha-Atacama-1-en.pdf>

⁴⁵ Abengoa [En línea] 2015 [Citado el: 18 de noviembre de 2016] <www.abengoa.es/export/sites/abengoa_corp/resources/pdf/noticias_y_publicaciones/destacado_cerro_dominador/Dossier_Cerro_Dominador_en.pdf>

⁴⁶ Csp World [En línea] 2016 [Citado el: 18 de noviembre de 2016] <cspworld.org/cspworldmap/planta-solar-cerro-dominador>

4.6. CÁLCULO DE LA PLANTA SOLAR TÉRMICA TIPO TORRE

4.6.1. SELECCIÓN HELIÓSTATO

En base a los catálogos disponibles en línea y los datos obtenidos de tamaño de heliostatos usado, se seleccionó el heliostato Sanlucar 90, cuyas especificaciones se muestran en la Tabla 4.46. y Figura 4.219.

Tabla 4.46 Datos heliostato seleccionado

DATOS HELIÓSTATO	
Nombre modelo	Sanlucar 90
Manufactura	Inabensa
Ancho [m]	9,57
Alto [m]	9,67
Área heliostato [m ²]	92,54
Ancho faceta [m]	1,35
Alto faceta [m]	3,21
Área faceta [m ²]	4,33
Espesor faceta [mm]	3,00
Número de facetas	21,00
Reflectividad	0,92
Diámetro pedestal [m]	0,50
Peso [kg]	3500,00
Error de pendiente [mrad]	2,80

Fuente [22]



Figura 4.219 Modelo Sanlucar heliostato

Fuente [22]

4.6.2. CÁLCULO BLOQUE DE POTENCIA

Para el ciclo de vapor se escoge el ciclo de Rankine con Recalentamiento. Las etapas del ciclo se describen en la Figura 4.220 y el diagrama T-S en la Figura 4.221.

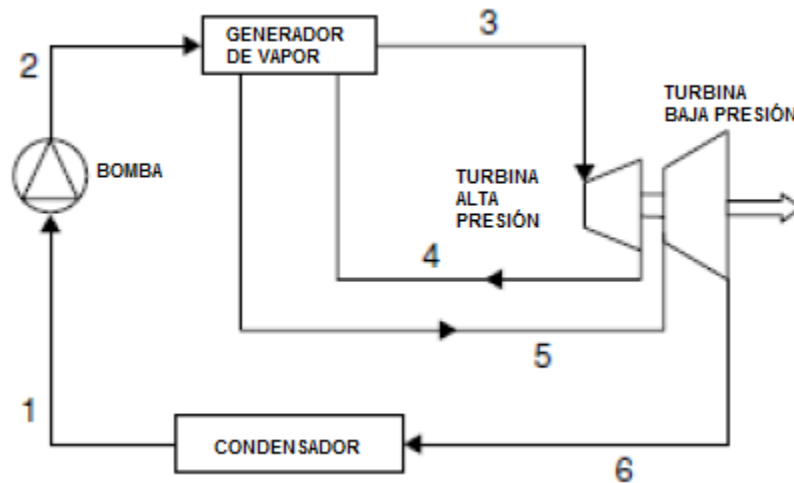


Figura 4.220 Esquema ciclo de Rankine con Recalentamiento.

Fuente: Elaboración propia

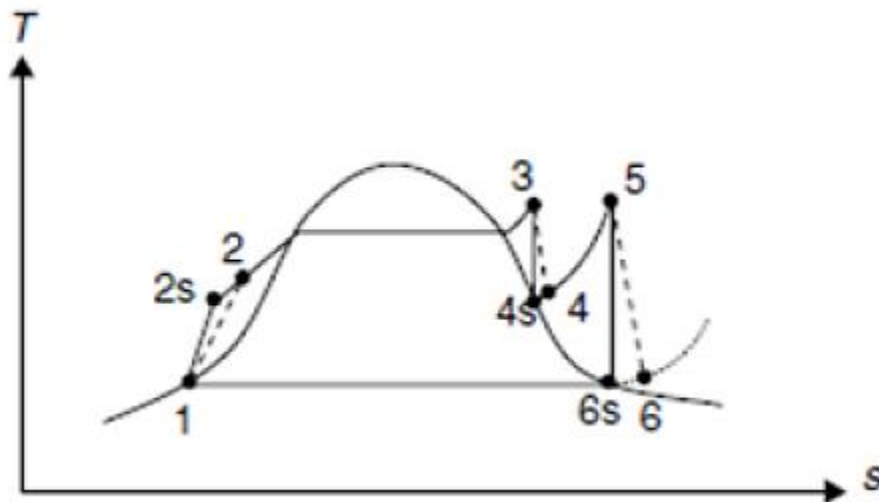


Figura 4.221 Diagrama T-S Ciclo de Rankine con Recalentamiento

Fuente: Elaboración propia

Para calcular el ciclo completo, se investigó los datos de los rendimientos para el generador de vapor, turbina y bomba como se puede ver en la Tabla 4.47.

Tabla 4.47 Rendimiento de equipos y máquinas

Parámetro	Denominación	Unidad	Valor
Rendimiento generador de vapor	Hgv	-	0,95
Rendimiento de la bomba	Hbomba	-	0,85
Rendimiento de las turbinas	Hturb	-	0,85

Fuente [11]

De acuerdo a las condiciones de operación de la planta, se impusieron los datos destacados con color verde (ver Tabla 4.48) de acuerdo a la revisión bibliográfica [11]. Los puntos fueron definidos en el esquema de la Figura 4.220 y Figura 4.225 (para simplificar los cálculos, no se exponen fórmulas ni interpolaciones para la obtención de entalpías, entropías, títulos, presiones, potencias y flujos másicos).

Cabe señalar que para la obtención de datos se aplicó ecuaciones de balance de energía y, por otro lado, se usó una tabla de vapor en formato Macro en Excel (en unidades del Sistema Internacional) programada y disponible en línea ⁴⁷.

Tabla 4.48 Cálculo bloque de potencia

Denominación	Unidad	Valor
T	[°C]	51,9542
P1	[bar]	0,1360
s1	[kJ/kg K]	0,7290
h1	[kJ/kg]	217,5059
x1	-	0,0000
T2	[°C]	98,7267
T2s	[°C]	52,2485
P2	[bar]	80,0000
s2s	[kJ/kg K]	0,7290
s2	[kJ/kg K]	1,2865
h2s	[kJ/kg]	225,5733
h2	[kJ/kg]	224,3632
x2s	-	-0,7572
x2	-	-0,7580
T3	[°C]	500,0000
P3	[bar]	80,0000
s3	[kJ/kg K]	6,7264
h3	[kJ/kg]	3399,3726
x3	-	1,4445

Fuente: Elaboración propia

⁴⁷ Steam Tables versión 2.6 [En línea] 2016 [Citado el: 20 de septiembre de 2016] <c2109116.myzen.co.uk/wp-content/uploads/.../Steam_Tables.xls>

Continuación Tabla 4.48

Denominación	Unidad	Valor
T4	[°C]	209,0589
T4s	[°C]	168,3502
P4	[bar]	7,0000
s4s	[kJ/kg K]	6,7264
s4	[kJ/kg K]	6,7070
h4s	[kJ/kg]	2771,2813
h4	[kJ/kg]	2865,4950
x4s	-	1,0000
x4	-	1,0497
T5	[°C]	540,0638
P5	[bar]	7,0000
s5	[kJ/kg K]	8,0413
h5	[kJ/kg]	3569,1248
x5	-	1,3904
T6	[°C]	137,8494
T6s	[°C]	51,9542
P6	[bar]	0,1360
s6s	[kJ/kg K]	8,0413
s6	[kJ/kg K]	8,4908
h6s	[kJ/kg]	2594,7568
h6	[kJ/kg]	2740,9120
x6s	-	1,0000
x6	-	1,0615

Fuente: Elaboración propia

Con los valores obtenidos en la Tabla 4.48 y usando balance de energía, se calcularon los siguientes parámetros (ver Tabla 4.53).

Tabla 4.49 Valores de trabajo, potencia, rendimiento y flujo de calor para el bloque de potencia

Parámetro	Denominación	Unidad	Valor
Trabajo turbina alta presión	Wta	[kJ/kg]	533,8776
Trabajo turbina baja presión	Wtb	[kJ/kg]	828,2129
Trabajo total turbina	Wt	[kJ/kg]	1362,0905
Potencia turbina	Pt	[MW]	25,0000
		[W]	25000000,0000
Flujo másico de agua	Ma	[kg/s]	18,3541
		[kg/h]	0,0051
Densidad del agua	Da	[kg/m ³]	1000,0000
Caudal	Qa	[m ³ /s]	0,0184
Trabajo bomba	Wb	[kJ/kg]	6,8573
Trabajo neto	Wciclo	[kJ/kg]	1355,2332
Calor generador de vapor	Qgv	[kJ/kg]	3878,6392
Flujo calor generador de vapor	Pgv	[W]	71189090,9098
Calor condensador	Qcond	[kJ/kg]	2523,4061
Flujo de calor condensador	Pcond	[W]	46314950,4545
Rendimiento Térmico	Ht	-	0,3494

Fuente: Elaboración propia

Como se especificó en capítulos anteriores, para enfriar el fluido que pasa por el condensador, se utiliza aire para enfriarlo por la escasez de agua. Es por esto que los valores para el flujo de aire quedan detallados en la Tabla 4.50.

Tabla 4.50 Cálculo de aerocondensador

AEROCONDENSADOR			
Parámetro	Denominación	Unidad	Valor
Flujo calor condensador	Qcond	[kJ/kg]	2523,4061
Temperatura de entrada aire	Tain	[°C]	20,0000
		[K]	293,0000
Temperatura de salida aire	Taout	[°C]	30,0000
		[K]	303,0000
Calor específico aire	Cpaire	[J/kg K]	1012,0000
Flujo másico de aire	Maire	[kg/s]	0,2493

Fuente: Elaboración propia

4.6.3. CÁLCULO DE RECEPTOR

Como se indicó en el capítulo 4.4.4.1, el receptor seleccionado externo cilíndrico. Para esta tecnología el fluido de transferencia de calor son sales fundidas y sus propiedades se extrajeron de la fuente [23]. Con estos datos, el bloque de potencia calculado y balance de energía se obtuvo los valores para el receptor de la torre (ver Tabla 4.51). Al igual que en la parte anterior, se destacan con verde los valores impuestos.

Tabla 4.51 Cálculo del receptor de la central

SALES FUNDIDAS RECEPTOR			
Parámetro	Denominación	Unidad	Valor
Temperatura entrada receptor	Tin	[°C]	300,000
		[K]	573,000
Temperatura salida receptor	Tout	[°C]	565,000
		[K]	838,000
Calor específico sales fundidas	Cpsf	[J/kg K]	1522,120
Flujo de calor generador de vapor	Pgv	[W]	142378181,820
Flujo másico sales fundidas	msf	[kg/s]	352,979
		[kg/h]	0,098
Potencia receptor	Pre	[W]	142378181,820
		[MW]	142,378
Horas funcionamiento receptor	hrec	[h]	11,000
Horas funcionamiento almacenamiento	hal	[h]	13,000
Horas funcionamiento total	htot	[h]	24,000
Energía receptor acumulada (recibida por día funcionando 11 horas el receptor)	Erec	[MWh]	3417,076
		[Wh]	12301474909212,100
		[J]	12301474909212,100

Fuente: Elaboración propia

4.6.4. CÁLCULO DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Considerando que se almacenará energía mientras el receptor esté recibiendo la radiación reflejada por los helióstatos, es decir, con la radiación indecente durante las 11 horas de funcionamiento del receptor, es necesario obtener la energía suficiente para la operación de la planta en las 13 horas sin radiación solar (entre 19:00 a 7:00 horas). En la siguiente Tabla 4.52, se calcularon las dimensiones de los tanques de almacenamiento, haciendo balance de energía en el generador de vapor.

Tabla 4.52 Cálculo de tanque de sales fundidas

SALES FUNDIDAS TANQUES			
Parámetro	Denominación	Unidad	Valor
Temperatura tanque frío	Tf	[°C]	300,0000
		[K]	573,0000
Temperatura tanque caliente	Tc	[°C]	565,0000
		[K]	838,0000
Calor específico sales fundidas	Cpsf	[J/kg K]	1522,1198
Flujo calor generador de vapor	Pgv	[W]	71189090,9098
Flujo másico sales fundidas	msf	[kg/s]	176,4895
		[kg/h]	0,0490
Potencia sales fundidas	Psf	[W]	71189090,9098
		[MW]	71,1891
Horas funcionamiento almacenamiento	hal	[h]	13,0000
		[s]	46800,0000
Densidad sales fundidas	dsf	[kg/m ³]	1813,2703
Caudal de sales fundidas	Qsf	[m ³ /s]	0,0973
Volumen de sales	Vsf	[m ³]	4555,1436
Volumen tanque de sales	Vts	[m ³]	5238,4151
Altura tanque	htan	[m]	10,5000
Radio tanque	rtan	[m]	12,6017
Diámetro tanque	dtan	[m]	25,2035

Fuente: Elaboración propia

Es relevante destacar que el volumen del tanque se estimó como el 10% del volumen de sales fundidas, para luego imponer la altura del tanque y de esta forma calcular el diámetro de éste.

4.6.5. CONFIGURACIÓN CAMPO SOLAR

Con las elecciones previamente hechas, se procedió a calcular los parámetros del campo solar, es decir, las dimensiones del campo de helióstatos, la distancia radial y azimutal entre helióstatos, número de helióstatos, entre otros. Dado que la radiación incidente en la superficie de los helióstatos es diferente para cada localidad, las dimensiones para cada central serán distintas.

A continuación, se esquematiza (Figura 4.222) la posición de los helióstatos más cercanos a la torre. En los próximos cálculos se tomó como referencia que la distancia del primer helióstato a la torre es de 0,75 veces la altura de la torre.

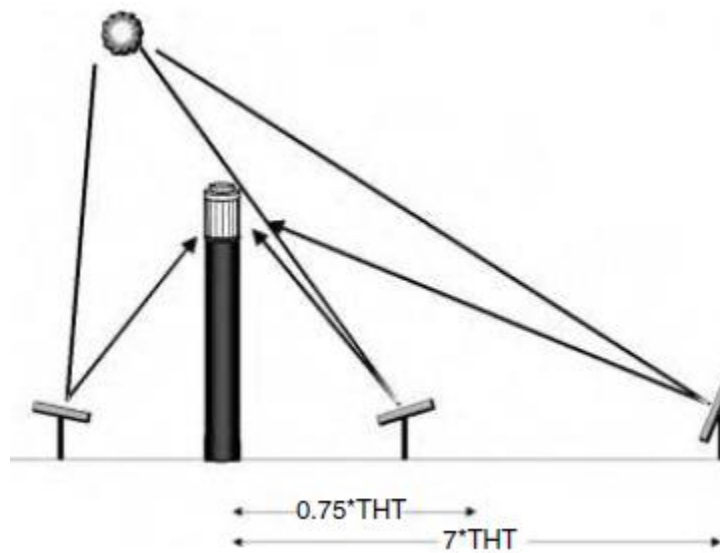


Figura 4.222 Visualización de posición de helióstatos respecto a la torre y radiación solar
Fuente [24]

Luego se hace un acercamiento (Figura 4.223) a los parámetros más relevantes para estimar los valores de los ángulos comprometidos en la inclinación de los helióstatos.

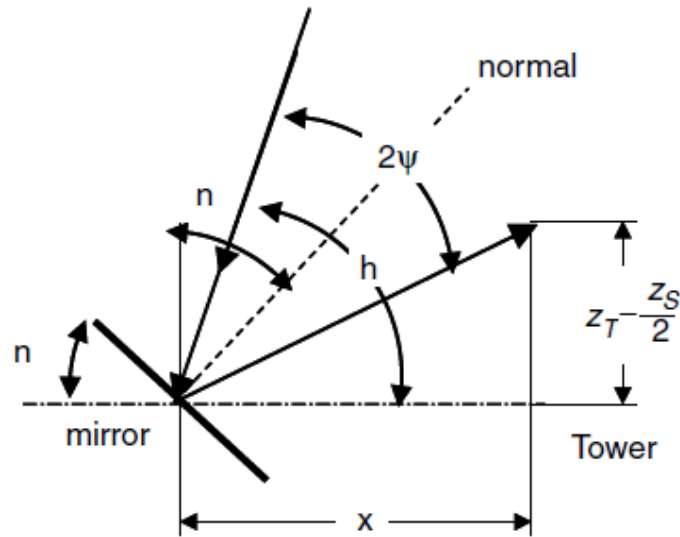


Figura 4.223 Distancia entre primer helióstato (x) y altura óptica (Z_o)
Fuente [24]

Donde

Z_T : Altura de la torre [m]

Z_s : Altura del helióstato [m]

x : Distancia entre primer helióstato a la torre central [m]

$Z_T - Z_s/2$: Altura óptica (distancia entre la base de la torre y el receptor) [m]

ψ : Ángulo de incidencia [°]

n : Ángulo de elevación del helióstato [°]

El ángulo de elevación θ_L [°] del helióstato respecto a la torre se define como:

$$\theta_L = \arctan \left[\frac{z_T - z_S/2}{x} \right] \quad (2)$$

La distancia radial ΔR y acimutal ΔAz (en metros) entre helióstatos se muestra en la figura Figura 4.224 y se define su valor de acuerdo a las siguientes ecuaciones (3) y (4).

$$\Delta R = \left(1.1442 \cdot \cot \theta_L - 1.0935 + 3.0684 \theta_L^2 \right) H_{helio} \quad (3)$$

$$\Delta Az = (1.791 + .6396 \cdot \theta_L) \cdot W_{helio} + \frac{0.02873}{\theta_L - 0.04902} \quad (4)$$

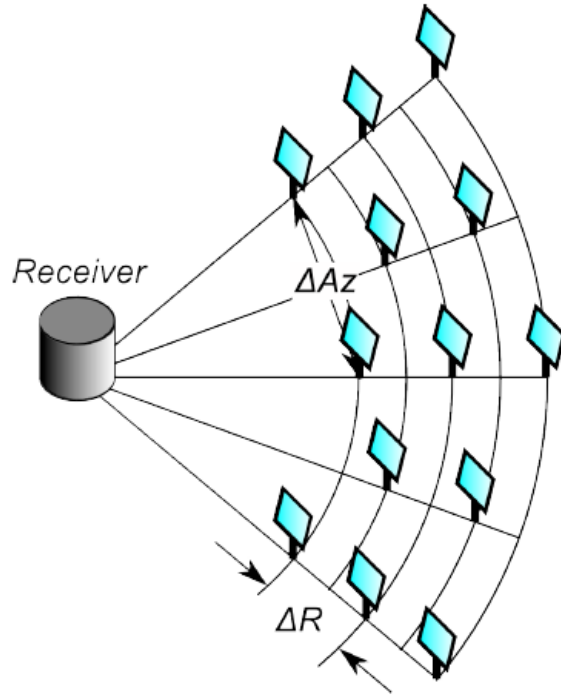


Figura 4.224 Distancia radial y acimutal entre heliostatos
Fuente [25]

Ecuación de tiempo (ET): Debido a factores asociados a la órbita de la Tierra alrededor del Sol, la velocidad orbital de la Tierra varía a lo largo del año, por lo cual el tiempo solar aparente (AST) varía ligeramente del tiempo medio mantenido por un reloj que funciona a velocidad uniforme. Dicha variación se denomina ecuación de tiempo [26]:

$$ET = 9.87 \sin(2B) - 7.53 \cos(B) - 1.5 \sin(B) \text{ [min]} \quad (5)$$

Donde

$$B = (N - 81) \frac{360}{364} \quad (6)$$

Donde

N: Número de día del año (calculado de Tabla 4.53)

Tiempo solar aparente (AST): Tiempo determinado por el movimiento diario del Sol en el firmamento en términos hora y minutos [hh:mm] [26].

$$AST = LST + ET \pm 4(SL - LL) - DS \quad (7)$$

Donde:

LST: Tiempo local estándar

ET: Ecuación de tiempo

SL: Longitud estándar [°]

LL: Longitud local [°]

DS: Horario de verano (se anula para meses que no estén entre marzo y octubre)

Y el signo es negativo para la ubicación al oeste del Meridiano de Greenwich.

Tabla 4.53 Número de día y día promedio recomendado por mes

Month	Day number	Average day of the month		
		Date	<i>N</i>	δ (deg.)
January	<i>i</i>	17	17	-20.92
February	31 + <i>i</i>	16	47	-12.95
March	59 + <i>i</i>	16	75	-2.42
April	90 + <i>i</i>	15	105	9.41
May	120 + <i>i</i>	15	135	18.79
June	151 + <i>i</i>	11	162	23.09
July	181 + <i>i</i>	17	198	21.18
August	212 + <i>i</i>	16	228	13.45
September	243 + <i>i</i>	15	258	2.22
October	273 + <i>i</i>	15	288	-9.60
November	304 + <i>i</i>	14	318	-18.91
December	334 + <i>i</i>	10	344	-23.05

Fuente [26]

Declinación: Es el ángulo formado por los rayos del sol con el plano ecuatorial de la Tierra. El valor es positivo cuando el lugar está arriba de la línea ecuatorial, de lo contrario es negativo [26].

$$\delta = 23.45 \sin \left[\frac{360}{365} (284 + N) \right] \quad (8)$$

Donde

δ : Declinación [°]

N: Es el número del día del año

Ángulo de altitud solar y ángulo cenital: El primer valor corresponde al ángulo entre los rayos del Sol respecto a un plano horizontal. El ángulo cenital es el complementario al ángulo de altitud solar [26].

$$\Phi + \alpha = \pi/2 = 90^\circ \quad (9)$$

Donde

α : Ángulo de altitud solar [°]

ϕ : Ángulo cenital [°]

$$\sin(\alpha) = \cos(\Phi) = \sin(L) \sin(\delta) + \cos(L) \cos(\delta) \cos(h) \quad (10)$$

Donde:

L: Latitud local [°]

δ : Declinación [°]

h: Hora angular [°] (es cero para las 12:00)

Ángulo azimutal: Es el ángulo que mide cuánto está desplazado el Sol respecto al sur.

$$\sin(z) = \frac{\cos(\delta) \sin(h)}{\cos(\alpha)} \quad (11)$$

Donde

z: Ángulo acimutal [°]

Ángulo de Incidencia: Es el ángulo que forma la normal a la superficie del helióstato respecto a la radiación solar. Dicho ángulo está representado por ψ en la Figura 4.223. Es coseno del ángulo de incidencia determina lo que se denomina el Factor Coseno (ver Figura 4.225), que corresponde a las pérdidas originadas por la reducción del área visible proyectada por el Sol debido a la inclinación del eje óptico del helióstato respecto a los rayos solares. Este factor está en función de la hora del

día (máximo al mediodía) y determina el rendimiento energético de una central termosolar ⁴⁸.

$$n = \frac{180^\circ - h - \arctan\left[\frac{z_T - z_S/2}{x}\right]}{2} \quad (12)$$

$$\psi = h + n - 90^\circ \quad (13)$$

$$90^\circ - n = \arctan\left[\frac{z_T - z_S/2}{x}\right] + \psi \quad (14)$$

Donde:

h: Ángulo de inclinación respecto a la horizontal [°]

Con todo lo previamente descrito, se calcula lo presentado en la Tabla 4.54. Es importante destacar que para realizar estos cálculos se fijó un punto de diseño. Dicho punto hace referencia a seleccionar un día a las 12:00 P.M. (ver Tabla 4.32), donde la radiación es máxima. Para dimensionar correctamente, se escogió un mes en el cual la radiación fuera lo más cercana a la radiación promedio anual según la Tabla 4.31. Este mes corresponde al mes de septiembre. Además, se tomó como referencia que el día de septiembre que se acerca más al promedio es el día 15 (ver Tabla 4.53).

Por otro lado, para entender y calcular las pérdidas que se producen entre los helióstatos y el receptor, es necesario esquematizar su efecto en los helióstatos, como se ve en la Figura 4.225

⁴⁸ Centro Tecnológico Avanzado de Energías Renovables (CTAER) [En línea] 2016 [Citado el: 3 de noviembre de 2016] <ctaer.com/es/infraestructuras/instalaci-n-solar-ensayos-geometria-variable-para-sistemas-solares-receptor-central>

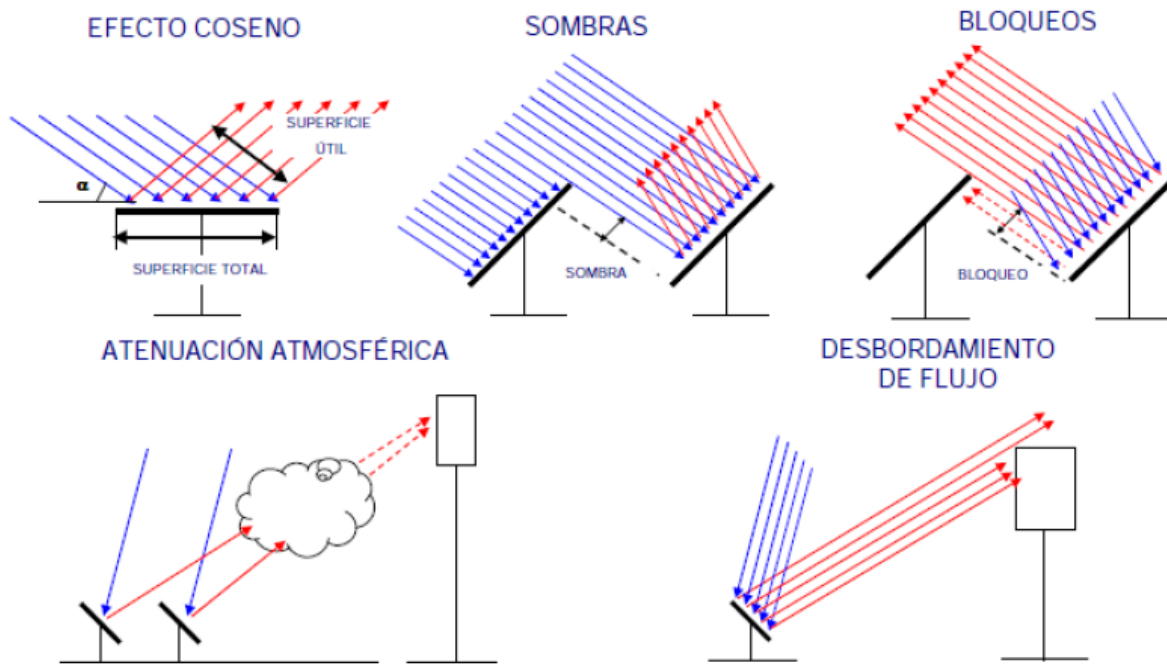


Figura 4.225 Representación gráfica de los distintos tipos de pérdidas
Fuente [7]

Entendiendo los fenómenos que generan las pérdidas y a partir de la bibliografía consultada [7] [22], se calcularon las pérdidas como se muestra en la Tabla 4.55.

Tabla 4.54 Cálculo de ángulos para cada localidad

PUNTO DE DISEÑO (promedio)							
Parámetro	Denominación	Unidad	Virginia	Ollagüe	Las Tazas	Catorcemil	San Julián
Día	D	-	15 de septiembre	15 de septiembre	15 de septiembre	15 de septiembre	15 de septiembre
Número de día del año	N	-	258,0000	258,0000	258,0000	258,0000	258,0000
Hora	hr	-	12:00	12:00	12:00	12:00	12:00
Radiación solar directa	Is	[W/m2]	889,0000	929,0000	844,0000	877,0000	651,0000
Latitud local	L	[°S]	-25,3093	-21,2715	-26,8559	-26,9392	-30,6666
		[rad]	-0,4417	-0,3713	-0,4687	-0,4702	-0,5352
Declinación media del día	Δ	[°]	2,2169	2,2169	2,2169	2,2169	2,2169
		[rad]	0,0387	0,0387	0,0387	0,0387	0,0387
Factor B	B	[°]	175,0549	175,0549	175,0549	175,0549	175,0549
		[rad]	3,0553	3,0553	3,0553	3,0553	3,0553
Ecuación de Tiempo	ET	[min]	6,0000	6,0000	6,0000	6,0000	6,0000
Tiempo local estándar (mediodía)	LST	[hh:mm]	0,5000	0,5000	0,5000	0,5000	0,5000
Longitud estándar (Chile)	SL	[°]	-71,0000	-71,0000	-71,0000	-71,0000	-71,0000
Longitud local	LL	[°]	-69,7522	-68,2471	-70,3619	-69,8181	-71,3438
Tiempo Solar Aparente	AST	[hh:mm]	12:11	12:17	12:09	12:11	12:05
Ángulo horario	H	[°]	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
		[rad]	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Altitud solar	A	[rad]	1,0904	1,1608	1,0634	1,0619	0,9969
		[°]	62,4738	66,5116	60,9272	60,8439	57,1165
Ángulo cenital	φ	[°]	27,5262	23,4884	29,0728	29,1561	32,8835
		[rad]	0,4804	0,4099	0,5074	0,5089	0,5739
Ángulo acimutal	Z	[°]	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
		[rad]	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4.55 Pérdidas entre heliostatos y receptor

PÉRDIDAS ENTRE HELIÓSTATOS Y RECEPTOR			
Parámetro	Denominación	Unidad	Valor
PERDIDAS EN CAPTACIÓN			
Perdidas geométricas	Hg	-	0,75
1. Factor de sombras y bloqueos	Hsb	-	0,95
2. Reducción área proyectada (factor coseno)	Hap	-	0,79
Pérdidas por reflectividad	Hp	-	0,92
Pérdidas por captación	Hcap	-	0,69
PERDIDAS POR TRANSMISIÓN A TRAVÉS DE LA ATMÓSFERA			
Por atmósfera	Haa	-	0,95
PERDIDAS CAPTACIÓN DE RADIACIÓN SOLAR RECEPTOR			
Factor de desbordamiento	Hs	-	0,90
Pérdidas totales	Hthr	-	0,59

Fuente: Elaboración propia

Así mismo, se calcularon los parámetros principales para la estimación de las dimensiones del campo solar para todas las localidades (Tabla 4.56).

Tabla 4.56 Cálculo de parámetros de campo de heliostatos comunes para todas las localidades

CAMPO DE HELIÓSTATOS			
Parámetro	Denominación	Unidad	Valor
Altura de la torre	Zt	[m]	150,00
Altura óptica de la torre	Zo	[m]	145,22
Dimensión vertical de heliostatos	Zs	[m]	9,57
Dimensión horizontal de heliostatos	Zh	[m]	9,67
Área heliostato	Ah	[m ²]	92,54
Distancia horizontal entre 1° heliostato y torre	X	[m]	112,50
Ángulo de elevación del receptor	Θ_L	[rad]	0,91
		[°]	52,23
Distancia radial	ΔR	[m]	22,42
Distancia azimutal	ΔAz	[m]	22,99
Ángulo de elevación de heliostato (a las 12 pm)	N	[°]	0,00
		[rad]	0,00
Ángulo de inclinación respecto a la horizontal (a las 12 pm)	H	[°]	127,77
		[rad]	2,23
Ángulo de inclinación (a las 12 pm)	Ψ	[°]	37,77
		[rad]	0,66

Fuente: Elaboración propia

Con lo anterior, se puede dimensionar el campo solar para cada localidad como se presenta en las tablas

Tabla 4.57 Cálculo de la central para Virginia

Localidad	Virginia		
Parámetro	Denominación	Unidad	Valor
Radiación solar directa	Is	[W/m2]	889,000
Horas de funcionamiento de helióstatos	Hhe	[h]	11,000
Energía por unidad de área	Ehe	[J/m2]	35204400,000
Pérdidas totales	Hthr	-	0,591
Energía receptor	Erec	[J]	12301474909212,100
Área helióstato	Ah	[m2]	92,542
Numero de helióstatos	Nhe	-	6392,000

Fuente: Elaboración propia

Para la localidad de Virginia, la radiación incidente para 15 de septiembre a las 12:00 P.M. es de 889 [W/m2]. Para calcular la energía por unidad de área, el valor de la intensidad de radiación se multiplica por 11 horas y por 3600 segundos, dando como resultado 35204400 [J/m2]. Luego se hace balance de energía:

$$W_{receptor} = I_0 nhe A_h \eta_{thr} \quad [W] \quad (15)$$

Donde el primer término corresponde a la potencia del receptor, que se igual a la intensidad de radiación I_0 por el número de helióstatos por el área del helióstato (dado por catálogo previamente mencionado) por el rendimiento total, que es la multiplicación de todas las pérdidas desde que la radiación llega a los helióstatos hasta que el reflejo de ésta llega al receptor de la torre.

De la ecuación (15) se despeja el valor del número de helióstatos. Posteriormente, este sirve como referencia para detener la iteración del cálculo del campo solar.

Dado que ΔAz es la distancia azimutal entre helióstatos por anillo, se puede calcular la cantidad de helióstatos por cada circunferencia concéntrica, luego sumar todos los helióstatos por anillo para obtener el total de helióstatos. El perímetro del primer anillo está definido como el perímetro de una circunferencia de radio x , siendo x la distancia entre la torre y la primera circunferencia de helióstatos. Entonces, para calcular el perímetro se tiene que:

$$Perimetro\ anillo\ i = 2\pi x_i \quad [m] \quad (16)$$

Si el perímetro se divide por la distancia azimutal da como resultado la cantidad de helióstatos del anillo:

$$nhe\ i = \frac{Perimetro\ anillo\ i}{\Delta Az} \quad (17)$$

Luego el nuevo radio será x más la distancia radial entre helióstatos, es decir ΔR , y se continúa con el cálculo del perímetro para el nuevo radio y la cantidad de helióstatos para el siguiente anillo. La iteración para este caso se detiene cuando la suma de todos los helióstatos es igual a 6392. Para esa fila, el total de anillos es de 42 como se muestra en la Tabla 4.58. Junto con lo anterior se define el área total del campo solar, incluyendo en su interior el bloque de potencia y la torre. Para Virginia el valor del área es de 3345175,65 [m²], equivalente a 3,345 [km²].

El mismo procedimiento se hace para las localidades de Ollagüe, Las Tazas, Catorcemil y finalmente San Julián. Se puede predecir que, a menor intensidad de radiación, mayor tendrá que ser la cantidad de helióstatos y por lo tanto de superficie.

Los resultados de los cálculos se muestran en las Tabla 4.57, Tabla 4.58, Tabla 4.59, Tabla 4.60, Tabla 4.61, Tabla 4.62, Tabla 4.63, Tabla 4.64, Tabla 4.65, Tabla 4.66 y Tabla 4.67.

Tabla 4.58 Cálculo de heliostatos y área de campo solar para Virginia

Circunferencia	R [m]	P [m]	nhe aprox	Area heliostatos [m2]	Nhe
1	112,50	706,86	30,75	39760,78	31
2	134,92	847,75	36,87	57191,26	37
3	157,35	988,65	43,00	77781,20	43
4	179,77	1129,54	49,13	101530,62	49
5	202,20	1270,44	55,26	128439,51	55
6	224,62	1411,34	61,39	158507,86	61
7	247,05	1552,23	67,52	191735,69	68
8	269,47	1693,13	73,64	228122,98	74
9	291,89	1834,02	79,77	267669,75	80
10	314,32	1974,92	85,90	310375,98	86
11	336,74	2115,81	92,03	356241,69	92
12	359,17	2256,71	98,16	405266,86	98
13	381,59	2397,60	104,29	457451,51	104
14	404,01	2538,50	110,41	512795,63	110
15	426,44	2679,40	116,54	571299,21	117
16	448,86	2820,29	122,67	632962,27	123
17	471,29	2961,19	128,80	697784,79	129
18	493,71	3102,08	134,93	765766,79	135
19	516,14	3242,98	141,06	836908,25	141
20	538,56	3383,87	147,18	911209,19	147
21	560,98	3524,77	153,31	988669,59	153
22	583,41	3665,66	159,44	1069289,46	159
23	605,83	3806,56	165,57	1153068,81	166
24	628,26	3947,45	171,70	1240007,62	172
25	650,68	4088,35	177,82	1330105,91	178
26	673,11	4229,25	183,95	1423363,66	184
27	695,53	4370,14	190,08	1519780,89	190
28	717,95	4511,04	196,21	1619357,58	196
29	740,38	4651,93	202,34	1722093,75	202
30	762,80	4792,83	208,47	1827989,38	208
31	785,23	4933,72	214,59	1937044,48	215
32	807,65	5074,62	220,72	2049259,06	221
33	830,07	5215,51	226,85	2164633,10	227
34	852,50	5356,41	232,98	2283166,62	233
35	874,92	5497,30	239,11	2404859,60	239
36	897,35	5638,20	245,24	2529712,05	245
37	919,77	5779,10	251,36	2657723,98	251
38	942,20	5919,99	257,49	2788895,37	257
39	964,62	6060,89	263,62	2923226,24	264
40	987,04	6201,78	269,75	3060716,57	270
41	1009,47	6342,68	275,88	3201366,37	276
42	1031,89	6483,57	282,01	3345175,65	282
Número de heliostatos					6568

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4.59 Cálculo de la central para Ollagüe

Localidad	Ollagüe		
Parámetro	Denominación	Unidad	Valor
Radiación solar directa	Is	[W/m ²]	929,000
Horas de funcionamiento de helióstatos	Hhe	[h]	11,000
Energía por unidad de área	Ehe	[J/m ²]	36788400,000
Pérdidas totales	Hthr	-	0,591
Energía receptor	Erec	[J]	12301474909212,100
Área helióstato	Ah	[m ²]	92,542
Numero de helióstatos	Nhe	-	6117,000

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4.60 Cálculo de helióstatos y área de campo solar para Ollagüe

Circunferencia	R [m]	P [m]	nhe aprox	Area helióstatos [m2]	Nhe
1	112,50	706,86	30,75	39760,78	31
2	134,92	847,75	36,87	57191,26	37
3	157,35	988,65	43,00	77781,20	43
4	179,77	1129,54	49,13	101530,62	49
5	202,20	1270,44	55,26	128439,51	55
6	224,62	1411,34	61,39	158507,86	61
7	247,05	1552,23	67,52	191735,69	68
8	269,47	1693,13	73,64	228122,98	74
9	291,89	1834,02	79,77	267669,75	80
10	314,32	1974,92	85,90	310375,98	86
11	336,74	2115,81	92,03	356241,69	92
12	359,17	2256,71	98,16	405266,86	98
13	381,59	2397,60	104,29	457451,51	104
14	404,01	2538,50	110,41	512795,63	110
15	426,44	2679,40	116,54	571299,21	117
16	448,86	2820,29	122,67	632962,27	123
17	471,29	2961,19	128,80	697784,79	129
18	493,71	3102,08	134,93	765766,79	135
19	516,14	3242,98	141,06	836908,25	141
20	538,56	3383,87	147,18	911209,19	147
21	560,98	3524,77	153,31	988669,59	153
22	583,41	3665,66	159,44	1069289,46	159
23	605,83	3806,56	165,57	1153068,81	166
24	628,26	3947,45	171,70	1240007,62	172
25	650,68	4088,35	177,82	1330105,91	178
26	673,11	4229,25	183,95	1423363,66	184
27	695,53	4370,14	190,08	1519780,89	190
28	717,95	4511,04	196,21	1619357,58	196
29	740,38	4651,93	202,34	1722093,75	202
30	762,80	4792,83	208,47	1827989,38	208
31	785,23	4933,72	214,59	1937044,48	215
32	807,65	5074,62	220,72	2049259,06	221
33	830,07	5215,51	226,85	2164633,10	227
34	852,50	5356,41	232,98	2283166,62	233
35	874,92	5497,30	239,11	2404859,60	239
36	897,35	5638,20	245,24	2529712,05	245
37	919,77	5779,10	251,36	2657723,98	251
38	942,20	5919,99	257,49	2788895,37	257
39	964,62	6060,89	263,62	2923226,24	264
40	987,04	6201,78	269,75	3060716,57	270
41	1009,47	6342,68	275,88	3201366,37	276
Número de helióstatos					6286

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4.61 Cálculo de la central para Las Tazas

Localidad	Las Tazas		
Parámetro	Denominación	Unidad	Valor
Radiación solar directa	Is	[W/m ²]	844,000
Horas de funcionamiento de helióstatos	Hhe	[h]	11,000
Energía por unidad de área	Ehe	[J/m ²]	33422400,000
Pérdidas totales	Hthr	-	0,590
Energía receptor	Erec	[J]	12301474909212,100
Área helióstato	Ah	[m ²]	92,542
Numero de helióstatos	Nhe	-	6741,000

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4.62 Cálculo de heliostatos y área de campo solar para Las Tazas

Circunferencia	R [m]	P [m]	nhe aprox	Area heliostatos [m2]	Nhe
1	112,50	706,86	30,75	39760,78	31
2	134,92	847,75	36,87	57191,26	37
3	157,35	988,65	43,00	77781,20	43
4	179,77	1129,54	49,13	101530,62	49
5	202,20	1270,44	55,26	128439,51	55
6	224,62	1411,34	61,39	158507,86	61
7	247,05	1552,23	67,52	191735,69	68
8	269,47	1693,13	73,64	228122,98	74
9	291,89	1834,02	79,77	267669,75	80
10	314,32	1974,92	85,90	310375,98	86
11	336,74	2115,81	92,03	356241,69	92
12	359,17	2256,71	98,16	405266,86	98
13	381,59	2397,60	104,29	457451,51	104
14	404,01	2538,50	110,41	512795,63	110
15	426,44	2679,40	116,54	571299,21	117
16	448,86	2820,29	122,67	632962,27	123
17	471,29	2961,19	128,80	697784,79	129
18	493,71	3102,08	134,93	765766,79	135
19	516,14	3242,98	141,06	836908,25	141
20	538,56	3383,87	147,18	911209,19	147
21	560,98	3524,77	153,31	988669,59	153
22	583,41	3665,66	159,44	1069289,46	159
23	605,83	3806,56	165,57	1153068,81	166
24	628,26	3947,45	171,70	1240007,62	172
25	650,68	4088,35	177,82	1330105,91	178
26	673,11	4229,25	183,95	1423363,66	184
27	695,53	4370,14	190,08	1519780,89	190
28	717,95	4511,04	196,21	1619357,58	196
29	740,38	4651,93	202,34	1722093,75	202
30	762,80	4792,83	208,47	1827989,38	208
31	785,23	4933,72	214,59	1937044,48	215
32	807,65	5074,62	220,72	2049259,06	221
33	830,07	5215,51	226,85	2164633,10	227
34	852,50	5356,41	232,98	2283166,62	233
35	874,92	5497,30	239,11	2404859,60	239
36	897,35	5638,20	245,24	2529712,05	245
37	919,77	5779,10	251,36	2657723,98	251
38	942,20	5919,99	257,49	2788895,37	257
39	964,62	6060,89	263,62	2923226,24	264
40	987,04	6201,78	269,75	3060716,57	270
41	1009,47	6342,68	275,88	3201366,37	276
42	1031,89	6483,57	282,01	3345175,65	282
43	1054,32	6624,47	288,13	3492144,39	288
Número de heliostatos					6856

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4.63 Cálculo de la central para Catorcemil

Localidad	Catorcemil		
Parámetro	Denominación	Unidad	Valor
Radiación solar directa	Is	[W/m ²]	877,000
Horas de funcionamiento de helióstatos	Hhe	[h]	11,000
Energía por unidad de área	Ehe	[J/m ²]	34729200,000
Pérdidas totales	Hthr	-	0,590
Energía receptor	Erec	[J]	12301474909212,100
Área helióstato	Ah	[m ²]	92,542
Numero de helióstatos	Nhe	-	6487,000

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4.64 Cálculo de helióstatos y área de campo solar para Catorcemil

Circunferencia	R [m]	P [m]	nhe aprox	Area helióstatos [m2]	Nhe
1	112,50	706,86	30,75	39760,78	31
2	134,92	847,75	36,87	57191,26	37
3	157,35	988,65	43,00	77781,20	43
4	179,77	1129,54	49,13	101530,62	49
5	202,20	1270,44	55,26	128439,51	55
6	224,62	1411,34	61,39	158507,86	61
7	247,05	1552,23	67,52	191735,69	68
8	269,47	1693,13	73,64	228122,98	74
9	291,89	1834,02	79,77	267669,75	80
10	314,32	1974,92	85,90	310375,98	86
11	336,74	2115,81	92,03	356241,69	92
12	359,17	2256,71	98,16	405266,86	98
13	381,59	2397,60	104,29	457451,51	104
14	404,01	2538,50	110,41	512795,63	110
15	426,44	2679,40	116,54	571299,21	117
16	448,86	2820,29	122,67	632962,27	123
17	471,29	2961,19	128,80	697784,79	129
18	493,71	3102,08	134,93	765766,79	135
19	516,14	3242,98	141,06	836908,25	141
20	538,56	3383,87	147,18	911209,19	147
21	560,98	3524,77	153,31	988669,59	153
22	583,41	3665,66	159,44	1069289,46	159
23	605,83	3806,56	165,57	1153068,81	166
24	628,26	3947,45	171,70	1240007,62	172
25	650,68	4088,35	177,82	1330105,91	178
26	673,11	4229,25	183,95	1423363,66	184
27	695,53	4370,14	190,08	1519780,89	190
28	717,95	4511,04	196,21	1619357,58	196
29	740,38	4651,93	202,34	1722093,75	202
30	762,80	4792,83	208,47	1827989,38	208
31	785,23	4933,72	214,59	1937044,48	215
32	807,65	5074,62	220,72	2049259,06	221
33	830,07	5215,51	226,85	2164633,10	227
34	852,50	5356,41	232,98	2283166,62	233
35	874,92	5497,30	239,11	2404859,60	239
36	897,35	5638,20	245,24	2529712,05	245
37	919,77	5779,10	251,36	2657723,98	251
38	942,20	5919,99	257,49	2788895,37	257
39	964,62	6060,89	263,62	2923226,24	264
40	987,04	6201,78	269,75	3060716,57	270
41	1009,47	6342,68	275,88	3201366,37	276
42	1031,89	6483,57	282,01	3345175,65	282
Número de helióstatos					6568

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4.65 Cálculo de la central para San Julián

Localidad	San Julián		
Parámetro	Denominación	Unidad	Valor
Radiación solar directa	Is	[W/m ²]	651,000
Horas de funcionamiento de helióstatos	hhe	[h]	11,000
Energía por unidad de área	Ehe	[J/m ²]	25779600,000
Pérdidas totales	η_{thr}	-	0,590
Energía receptor	Erec	[J]	12301474909212,100
Área helióstato	Ah	[m ²]	92,542
Numero de helióstatos	nhe	-	8740,000

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4.66 Cálculo de helióstatos y área de campo solar para San Julián

Circunferencia	R [m]	P [m]	nhe aprox	Area helióstatos [m2]	Nhe
1	112,50	706,86	30,75	39760,78	31
2	134,92	847,75	36,87	57191,26	37
3	157,35	988,65	43,00	77781,20	43
4	179,77	1129,54	49,13	101530,62	49
5	202,20	1270,44	55,26	128439,51	55
6	224,62	1411,34	61,39	158507,86	61
7	247,05	1552,23	67,52	191735,69	68
8	269,47	1693,13	73,64	228122,98	74
9	291,89	1834,02	79,77	267669,75	80
10	314,32	1974,92	85,90	310375,98	86
11	336,74	2115,81	92,03	356241,69	92
12	359,17	2256,71	98,16	405266,86	98
13	381,59	2397,60	104,29	457451,51	104
14	404,01	2538,50	110,41	512795,63	110
15	426,44	2679,40	116,54	571299,21	117
16	448,86	2820,29	122,67	632962,27	123
17	471,29	2961,19	128,80	697784,79	129
18	493,71	3102,08	134,93	765766,79	135
19	516,14	3242,98	141,06	836908,25	141
20	538,56	3383,87	147,18	911209,19	147
21	560,98	3524,77	153,31	988669,59	153
22	583,41	3665,66	159,44	1069289,46	159
23	605,83	3806,56	165,57	1153068,81	166
24	628,26	3947,45	171,70	1240007,62	172
25	650,68	4088,35	177,82	1330105,91	178
26	673,11	4229,25	183,95	1423363,66	184
27	695,53	4370,14	190,08	1519780,89	190
28	717,95	4511,04	196,21	1619357,58	196
29	740,38	4651,93	202,34	1722093,75	202
30	762,80	4792,83	208,47	1827989,38	208
31	785,23	4933,72	214,59	1937044,48	215
32	807,65	5074,62	220,72	2049259,06	221
33	830,07	5215,51	226,85	2164633,10	227
34	852,50	5356,41	232,98	2283166,62	233
35	874,92	5497,30	239,11	2404859,60	239
36	897,35	5638,20	245,24	2529712,05	245
37	919,77	5779,10	251,36	2657723,98	251
38	942,20	5919,99	257,49	2788895,37	257
39	964,62	6060,89	263,62	2923226,24	264
40	987,04	6201,78	269,75	3060716,57	270
41	1009,47	6342,68	275,88	3201366,37	276
42	1031,89	6483,57	282,01	3345175,65	282
43	1054,32	6624,47	288,13	3492144,39	288
44	1076,74	6765,36	294,26	3642272,60	294
45	1099,17	6906,26	300,39	3795560,29	300
46	1121,59	7047,15	306,52	3952007,44	307
47	1144,01	7188,05	312,65	4111614,06	313

Continuación Tabla 4.66					
48	1166,44	7328,95	318,78	4274380,16	319
49	1188,86	7469,84	324,90	4440305,72	325
50	1211,29	7610,74	331,03	4609390,75	331
Número de helióstatos					9045

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4.67 Resumen de dimensiones de campo solar para cada localidad

PUNTO DE DISEÑO (promedio)							
Parámetro	Denominación	Unidad	Virginia	Ollagüe	Las Tazas	Catorcemil	San Julián
Radiación solar directa	Is	[W/m2]	889,00	929,00	844,00	877,00	651,00
Número de helióstatos	Nhe	-	6568,00	6286,00	6856,00	6568,00	9045,00
Área Campo Solar	Acs	[m2]	3345175,65	3201366,37	3492144,39	3345175,65	4609390,75
		[km2]	3,345	3,201	3,492	3,345	4,609

Fuente: Elaboración propia

5. DISCUSIÓN

Los puntos más importantes de analizar en el trabajo de Memoria son:

- El valor de la intensidad de radiación solar directa está estrechamente relacionado con el dimensionamiento de una planta solar térmica de torre central con receptor exterior cilíndrico, en efecto, para la localidad de San Julián, la cual posee menor intensidad de radiación que las otras ubicaciones, dio como resultado una superficie del campo solar mayor respecto a las otras que reciben en el punto de estudio mayor radiación.
- Las zonas más cercanas a la Línea del Ecuador se ven favorecidas por una mayor intensidad de radiación, por lo que entre más hacia el norte de Chile este ubicada la planta, más económica será en la etapa de construcción y mantenimiento, ya que las dimensiones de ésta serán menores (menor área del campo solar y menor cantidad de helióstatos)
- Se recomienda que, para situar una planta solar térmica, es fundamental estudiar el relieve donde se quiere situar la central con profundidad, pues es uno de los factores determinantes para decidir si un terreno es apto o no. Un terreno irregular para una planta de torre central afecta a la producción de sombras, bloqueos y desbordamiento de flujo. Por otro lado, en este trabajo, el relieve irregular y con pendiente mayor a 1% de las localidades determinó la selección el tipo de tecnología tipo torre, pues los colectores cilindro-parabólicos no aceptan relieves irregulares ni con pendientes (debe ser completamente llano).
- El área estimada del campo solar no coincide con las obtenidas para ninguna de las localidades. Se cree que los valores no fueron iguales ya que para la planta tipo torre existen pocos antecedentes y poca experiencia de centrales en funcionamiento para poder sacar un promedio de área de campo solar exacto, a diferencia del campo de colectores cilindro-parabólicos, donde hay gran cantidad de estudios y mejoras en informes, tesis, etc.
- En el desarrollo del trabajo se percató que el estudio de una central solar térmica requiere de una serie de suposiciones e iteraciones hasta llegar a valores que sean coherentes con plantas conocidas en la actualidad. Para este estudio, por ejemplo, se impuso una altura de torre de 150 metros, valor de referencia de torres construidas. Junto con este valor, se impuso la distancia entre el primer helióstato y la torre. Dado lo anterior, se fijó un punto de diseño que se acercara a los valores promedio, para no sobredimensionar la planta ni hacerla más pequeña. Por otro lado, los datos de radiación estaban en función de promedios anuales según los meses y horas del día, por lo cual no se podría trabajar directamente con valores extremos, como en verano o invierno. Evidentemente, si se hubiese tomado un día de verano como punto de diseño, la planta sería mucho más pequeña a diferencia de un punto de diseño de un día de invierno.
- Cabe mencionar que no se obtuvo datos exactos de los caudales de las cuencas cercanas a los puntos de estudio, tema importante cuando se considera emplazar una planta. Esto ocurrió debido a que no existen fuentes actualizadas ni precisas

de la hidrografía en Chile. Es más, los reportes revisados con datos de caudales correspondían a documentos de los años ochenta y noventa, por lo que no es una fuente fiable a considerar en los cálculos. Por otra parte, la Dirección General de Aguas si bien cuenta con un explorador, no es una fuente de datos fidedigna, pues cuando se necesita sacar reportes de registros de caudales o lluvias de zonas de interés, pueden ocurrir dos hechos: no hay datos o no existe estación de medición.

- Debido a lo comentado en el punto anterior, se tomó el bajo recurso hídrico para abastecer de tareas básicas a la planta (limpieza). Para el uso constante, se recomienda buscar proveedor que se dedique a la desalinización de aguas y que abastezca la planta. En este trabajo se decidió enfriar el fluido que pasa por el condensador con aire, usando un aerocondensador.
- Si bien Chile cuenta con recurso solar privilegiado respecto a otros países, el territorio estudiado, entre las regiones de Antofagasta y Coquimbo presenta gran irregularidad en el terreno, cuestión que hace más caro el situar una planta, dado el tratamiento previo del terreno por excavaciones. Otro punto negativo, es la falta del recurso hídrico, en efecto, zonas privilegiadas de la región de Antofagasta con alta radiación solar están muy alejados de la costa.
- Las regiones que más se vieron afectadas en cuanto a la elección de puntos de estudio, fueron las de Atacama y Coquimbo, pues en zonas lejanas a la costa, los terrenos presentaban mucha irregularidad y altas pendientes. Por el contrario, cercano a la costa la nubosidad es considerablemente alta, al punto de no ser un punto de estudio interesante, ya que tendrían que considerarse muchas pérdidas por atenuación atmosférica.
- A partir del factor coseno, se notó que es importante el control y seguimiento adecuado del campo solar, pues el modelamiento del ordenamiento y cambio de posición de heliostatos optimiza la reflexión de radiación solar, permitiendo que el ángulo de incidencia sea lo más pequeño posible, lo que equivale a no tener pérdidas asociadas al factor mencionado.
- El marco conceptual hecho en un principio, precisamente el estudio de las regiones, fue un aspecto muy importante analizar, puesto que al conocer de antemano las características de cada de región, se puede mejorar la elección de lugares y junto con ello, decidir oportunamente si éstas cumplen con las condiciones mínimas.
- A grandes rasgos, la colocación de una planta solar trae consigo más beneficios que impactos medioambientales negativos, pues con el abastecimiento de energía eléctrica a partir de energía solar no solo se puede apoyar la línea de transmisión correspondiente a cada zona, SING o SIC, sino que también genera electricidad limpia, reduciendo las emisiones de CO₂.

6. CONCLUSIONES

A partir del trabajo realizado se concluye lo siguiente:

- Tres puntos importantes afectan negativamente al emplazamiento de una central termosolar en la zona norte de Chile: Escasez de recursos hídricos, relieve irregular y falta de datos actualizados, como, por ejemplo, mapas precisos.
- La construcción y operación de una planta termosolar sin energía de respaldo es posible en las localidades de las regiones de Antofagasta, Atacama y Coquimbo
- Requiere modelamiento matemático complejo la distribución óptima de helióstatos en un campo solar, pues se deben considerar todas las pérdidas por condiciones ambientales que se incrementan por un mal diseño o distribución incorrecta
- El control y seguimiento también requiere de herramientas computacionales, ya que son muchas las variables de las que depende el óptimo funcionamiento de una planta solar térmica de torre central.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] P. F. Díez, «Procesos termosolares en baja, media y alta temperatura,» Universidad de Cantabria, Cantabria, 2015.
- [2] G. Chen, «Solar concentration and solar thermal technology,» MITOPENCOURSEWARE, 2009.
- [3] Departamento de Geofísica de Universidad de Chile; Ministerio de Energía Gobierno de Chile, «Explorador Solar para Autoconsumo Manual del Usuario,» Santiago, 2015.
- [4] Agency International Renewable Energy Agency, «Renewable power generation costs in 2014,» Bonn, 2015.
- [5] SBC Energy Institute , «Concentrating Solar Power,» París, 2013.
- [6] Vogel y Kalb, Large Scale Solar Thermal Power, Technologies, Cost and Development, Weinheim: Wiley Vch, 2010.
- [7] Andrés Carrillo Lasheras, «Diseño de una planta termosolar de receptor central con almacenamiento de sales fundidas: estudio de los efectos del sentido de circulación de la sal en el receptor y del desenfoque de los helióstatos del campo,» Universidad Carlos III de Madrid, Leganés, 2013.
- [8] Consejería de Economía y Hacienda Dirección General de Industria, Energía y Minas, «Guía Técnica de la Energía Solar Termoeléctrica,» Madrid, 2012.
- [9] Natalia Kulichenko; Jens Wirth, Concentrating Solar Power in Developing Countries, Regulatory and Financial incentives for scaling up, Washington DC: The World Bank, 2012.
- [10] Reiner Buck; Stefano Giuliano; Birgit Gobereit; Andreas Pfahl; Michael Puppe; Peter Schwarzbözl; Ralf Uhlig; Stefan Wilbert, «Sistemas de Torre Central Estado y Perspectiva,» Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, Stuttgart, 2014.
- [11] Michael Moran, Howard Shapiro, Fundamentals of Engineering Thermodynamics, Chichester: Wiley, 2006.
- [12] Subsecretaría de Desarrollo Regional y Administrativo, «Plan regional de ordenamiento territorial: Contenido y procedimientos,» Santiago, 2011.
- [13] Ministerio de Obras Públicas, «Plan Regional de Infraestructura y Gestión del Recurso Hídrico al 2021 Región de Antofagasta,» Santiago, 2012.

- [14] Dirección de Planeamiento Ministerio de Obras Públicas, «Cartografía Regular Instituto Geográfico Militar,» Santiago, 2011.
- [15] Ministerio de Obras Públicas, «Informe Final Plan Regional de Infraestructura y Gestión del Recurso Hídrico Región de Atacama,» Santiago, 2012.
- [16] Ministerio de Obras Públicas, «Plan Regional de Infraestructura y Gestión del Recurso Hídrico al 2021 Región de Coquimbo,» Santiago, 2012.
- [17] Corporación Nacional de Riego, «Adaptación del Diagnóstico de Riego y Drenaje de Chile,» Santiago, 2000.
- [18] Instituto Nacional de Estadísticas, «Censo 2012,» Santiago, 2012.
- [19] Departamento de Recursos Hídricos Universidad de Concepción, «Diagnóstico de fuentes de agua no convencionales en el regadío inter-regional,» Concepción, 2010.
- [20] Giuseppe Casubolo; Marco Dasencich, «Cerro Dominador: La mayor planta termosolar de Sudamérica,» *Futureenergy: Proyectos, tecnología y actualidad energética*, vol. 1, nº 11, pp. 19-21, 2014.
- [21] Solar Reserve; José Antonio Lobo, «Jornada Internacional Implementación del Acuerdo de París,» La Plata, 2016.
- [22] Solar PACES, *Catalog of Solar Heliostat (Technical Report)*, Köln, 2000.
- [23] Thomas Bauer, «Overview of Molten Salt Storage Systems and material development for thermal power plants,» Conference: World Renewable Energy Forum 2012, Köln, 2012.
- [24] Manuel Romero; Eduardo Zarza, *Handbook of Energy Efficiency and Renewable Energy-Concentrating Solar Thermal Power*, Taylor & Francis Group, 2007.
- [25] Michael Wagner, «Simulation and Predictive Performance Modeling of Utility Scale Central Receiver System Power Plants,» Universidad de Wisconsin, Madison, 2008.
- [26] Soteris Kalogirou, *Solar Energy Engineering Processes and Systems*, Limasol: Academic Press, 2009.
- [27] Andrés Santibañez, «Solar Reserve Chile,» Santiago, 2016.
- [28] Michael Wagner, «Simulation and Predictive».

ANEXOS



Figura Anexo 1 Simulación de planta en terreno Copiapó Solar
Fuente [27]

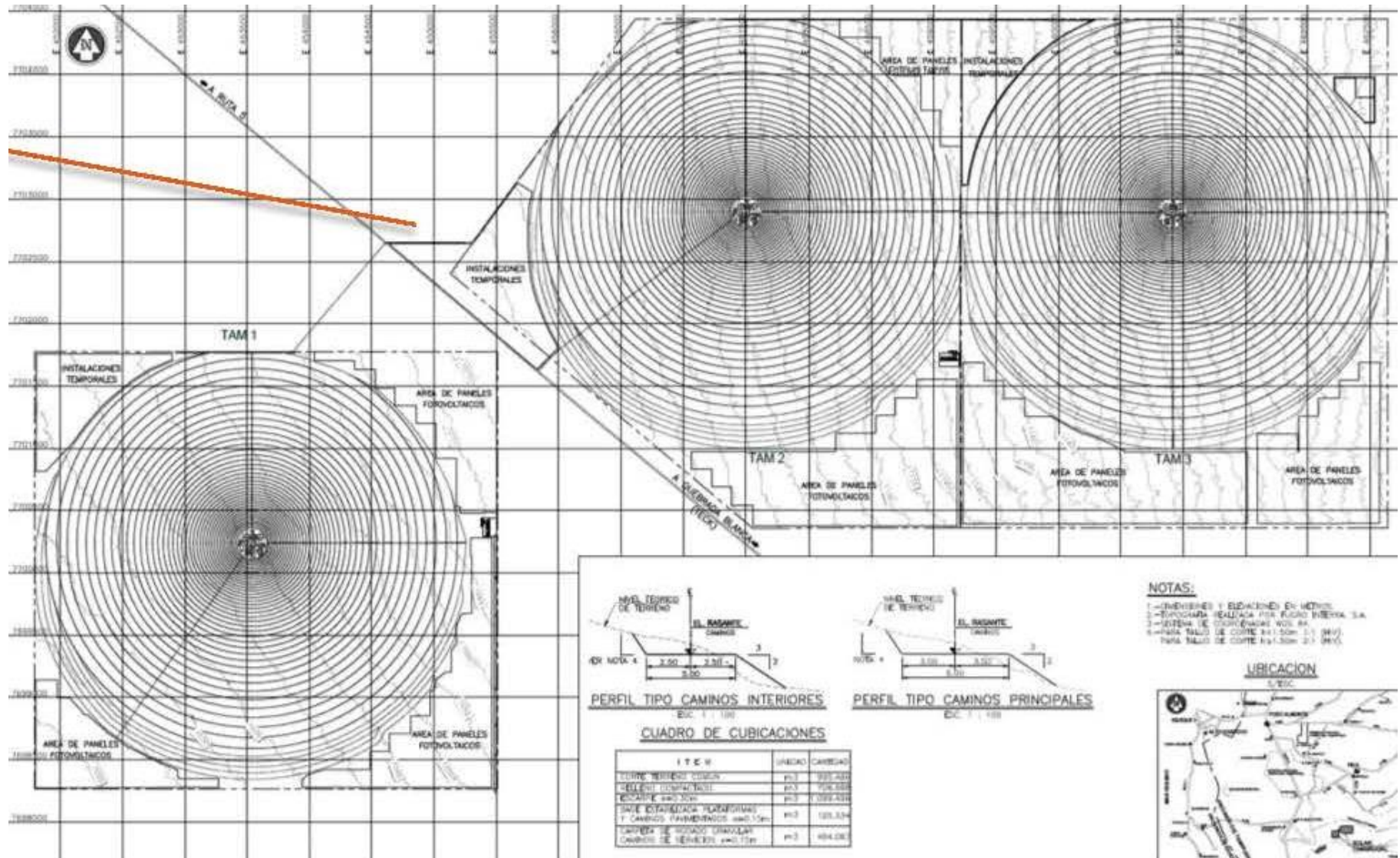


Figura Anexo 2 Plano localización de proyecto planta solar Tamarugal Solar
Fuente [27]

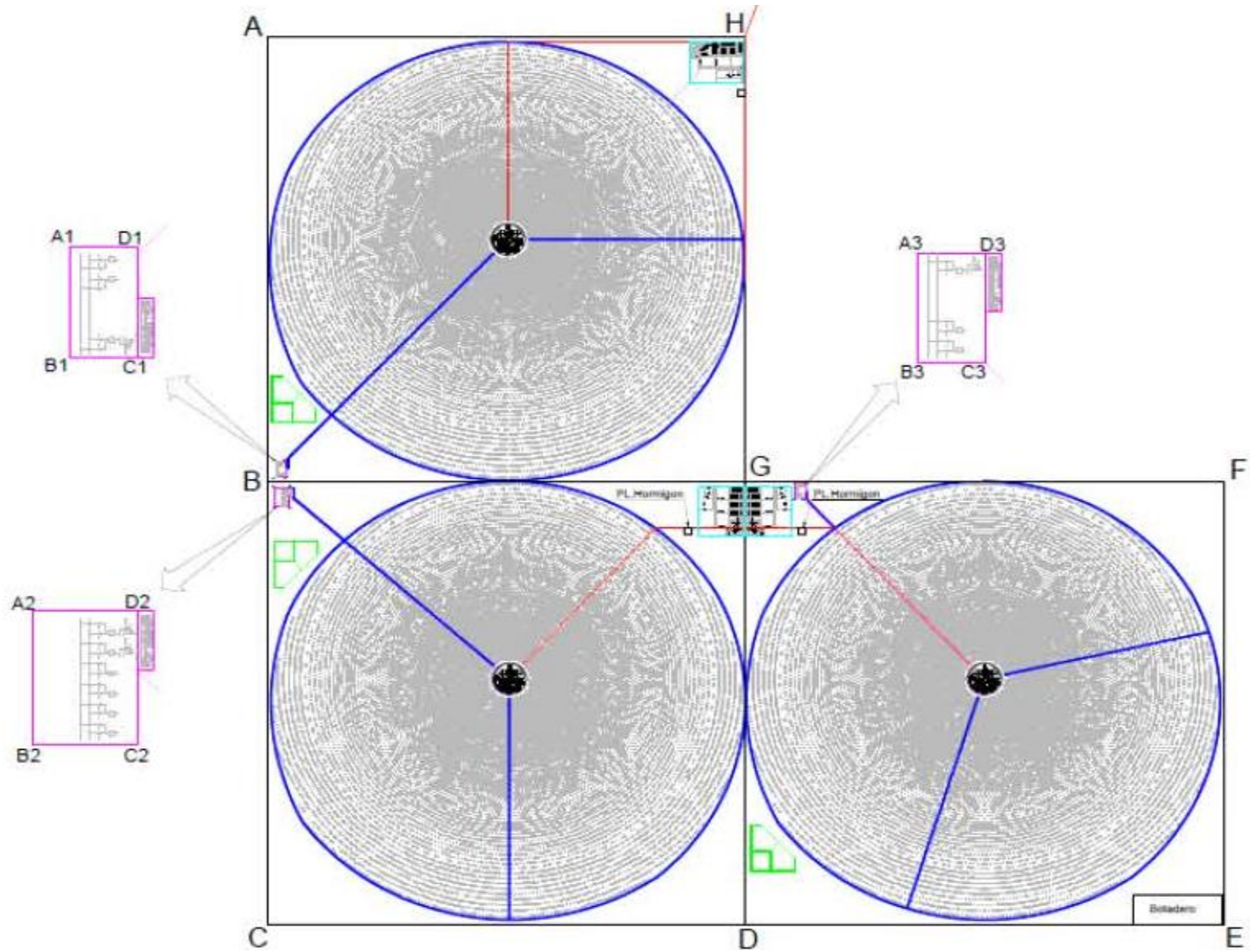


Figura Anexo 3 Plano localización de proyecto planta solar Likana Solar
Fuente [27]

