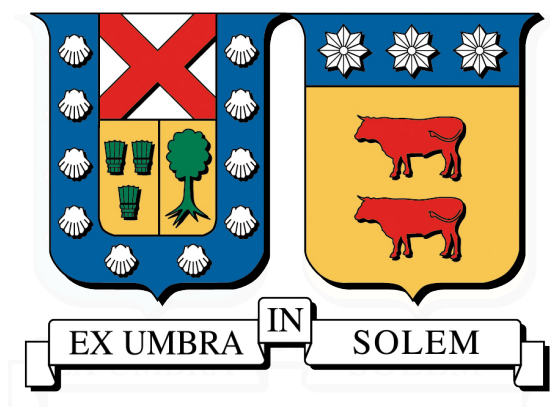


UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INDUSTRIAS
SANTIAGO - CHILE



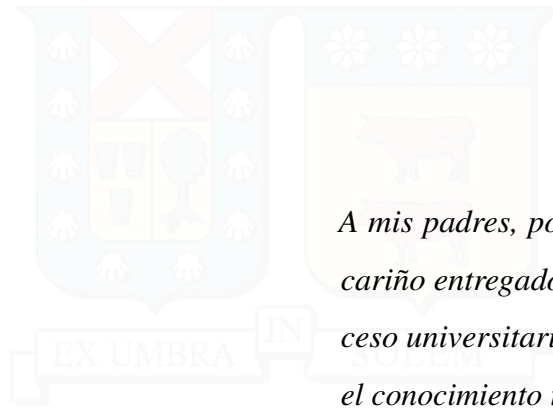
**ESTRATEGIA ENERGÉTICA DE VILLA ALEMANA:
DEFINICIÓN CARTERA DE PROYECTOS DE GENERACIÓN
ENERGÉTICA, SU EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA**

DEIAN STEFAN RAZMILIC ESCOBEDO

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL

PROFESOR GUÍA : SRA. MARÍA PILAR GÁRATE
PROFESOR CORREFERENTE : SR. FRANCISCO DALL'ORSO

ENERO 2017



A mis padres, por el constante apoyo y cariño entregado durante todo este proceso universitario, a mis profesores por el conocimiento transmitido, en especial a la profesora María Piar Gárate y Francisco Dall'Orso por guiarme y apoyarme en el transcurso de esta tesis, y finalmente a mis amigos por siempre ser un apoyo fundamental en mi vida.

RESUMEN EJECUTIVO

La siguiente tesis trata de la confección de una cartera de proyectos de generación energética para la Estrategia Energética Local en la comuna de Villa Alemana, esta estrategia es una herramienta que utilizan los municipios para analizar el escenario energético comunal, y mediante este estudio, estimar el potencial de energía renovable y eficiencia energética que se puede aprovechar en el territorio, con el objetivo de definir una visión energética e involucrando de forma activa a la comunidad en el desarrollo de la estrategia.

Se mostrará un diagnóstico territorial y energético realizado en la comuna, con el cual se logra tener un panorama claro de la situación energética en la cual se encuentra Villa Alemana, para así poder definir las líneas de acción a seguir y los potenciales de energías renovables que hay ahí presentes, para así poder definir una correcta cartera de proyectos de generación energética. Se escogen según su potencial y factibilidad técnica los proyectos de energía solar fotovoltaica y de energía a partir de biogás.

Con respecto a la evaluación misma de los proyectos antes mencionados, se realiza una evaluación técnica, económica privada y económica social, obteniéndose los siguientes resultados: Para la planta de biogás, la evaluación técnica permite realizar su instalación ya que el lugar escogido cumple con los requerimientos de esta, la evaluación económica privada da a conocer que el proyecto no es rentable desde este punto de vista ya que su VAN alcanza un valor de -\$308.829.319, sin embargo, desde el punto de vista económico social el proyecto si es rentable ya que su VAN alcanza un valor de \$161.855.389 y su TIR de 9 %. Para la planta fotovoltaica, se tiene que, la evaluación técnica permite realizar su instalación ya que el lugar escogido cumple con los requerimientos de esta, la evaluación económica privada el proyecto no es rentable ya que su VAN alcanza un valor de -\$81.535.176.230, si se analiza desde la evaluación económica social el proyecto tampoco es rentable ya que su VAN tiene un valor de -\$21.897.482.430.

Sin embargo, se sensibiliza la inversión y la radiación incidente para la planta solar foto-

voltaica, obteniéndose que se necesitaría un 18.56 % más de radiación incidente, o bien realizar este proyecto en 7-8 años más (Con el objetivo de que la inversión disminuya) para que la planta fotovoltaica sea rentable en la comuna.

Con respecto al plan de acción a realizar en un futuro, se sugiere que la planta de biogás se construya, sin embargo, su construcción queda sujeto a un proyecto de separación en origen de los RSU (Se necesita que el proyecto abarque un 85 % como mínimo de separación de RSU en origen para que la planta sea rentable), para la planta solar fotovoltaica, se sugiere que la planta sea construida en un futuro de 7 o 8 años aproximadamente, ya que se espera que en ese horizonte los costos de inversión correspondientes disminuyan de forma relevante, haciendo que el proyecto sea rentable.

Índice de Contenidos

1. Problema de Investigación	1
2. Objetivos	4
2.1. Objetivo General	4
2.2. Objetivos Específicos	4
3. Marco Teórico	5
3.1. Situación energética a nivel mundial	5
3.1.1. Consumo por sectores	6
3.1.2. Consumo energético por países	7
3.1.3. Situación de las reservas energéticas	9
3.2. Situación energética en Chile	10
3.2.1. Mercado eléctrico en Chile	13
3.2.2. Consumo por sectores	17
3.3. Estrategia energética local (EEL)	19
3.3.1. ¿Qué es una EEL?	20
3.3.2. Elaboración de una EEL	20
3.3.2.1. Potencial de abastecimiento con energías renovables	22
3.3.3. Participación ciudadana en una EEL	24
3.4. Energías renovables no convencionales	24
3.4.1. Energía solar fotovoltaica	26
3.4.1.1. Tecnologías	27
3.4.1.2. Estructura y funcionamiento	29
3.4.1.3. Consideraciones de construcción	30
3.4.2. Energía de Biogás	32
3.4.2.1. Factores determinantes en el proceso metanogénico (Producción de Biogás)	33
3.4.2.2. Producción según tipo de compuesto orgánico	33
3.4.2.3. Tipos de biodigestores	35
3.4.2.4. Consideraciones de construcción	37
3.4.3. Beneficios de las ERNC	38
3.5. Evaluación de proyectos	39
3.5.1. Evaluación de proyectos privados	40
3.5.2. Evaluación de proyectos sociales	41

4. Contexto Villa Alemana	46
4.1. Diagnóstico territorial	46
4.1.1. Área de influencia	46
4.1.2. Datos generales	47
4.1.3. Fuentes de información	47
4.1.4. Proyección	48
4.2. Diagnóstico energético	49
4.2.1. Análisis climático	49
4.2.2. Consumo de energía eléctrica	52
4.2.2.1. Consumo eléctrico en Villa Alemana	53
4.2.3. Consumo de energía térmica	57
4.2.4. Energía eléctrica v/s Energía térmica	59
4.2.5. Precio de la energía	59
4.2.5.1. Electricidad	59
4.2.5.2. Gas licuado de petróleo	60
4.2.5.3. Gas natural	61
4.3. Potencial de ERNC	62
4.3.1. Potencial solar	62
4.3.1.1. Solar fotovoltaico	64
4.3.2. Potencial de biomasa	69
4.3.3. Potencial eólico	70
4.3.3.1. Instalaciones pequeñas	70
4.3.3.2. Gran escala	72
4.4. Emisiones de CO ₂	73
4.4.1. Emisiones actuales de GEI	73
4.4.2. Potencial de reducción de emisiones de GEI	74
5. Evaluación de proyectos	75
5.1. Planta de Biogás	75
5.1.1. Ubicación de la planta	75
5.1.2. Diseño de la planta	76
5.1.2.1. Capacidad de generación	76
5.1.2.2. Tipo de biodigestor	77
5.1.2.3. Dimensionamiento del biodigestor y de la planta	77
5.1.2.4. Componentes generales de la planta	80
5.1.2.5. Layout general de la planta	81
5.1.3. Evaluación económica privada	81
5.1.3.1. Inversión	82
5.1.3.2. Costos de operación	84
5.1.3.3. Costos de mantenimiento	87
5.1.3.4. Otros costos	87
5.1.3.5. Costos totales	88
5.1.3.6. Ingresos	88
5.1.3.7. Viabilidad económica	89
5.1.4. Evaluación económica social	91

5.1.4.1.	Inversión	92
5.1.4.2.	Costos de operación	92
5.1.4.3.	Costos de mantenimiento	93
5.1.4.4.	Otros costos	93
5.1.4.5.	Costos totales	93
5.1.4.6.	Ingresos	94
5.1.4.7.	Viabilidad económica	94
5.1.4.8.	Sensibilización	96
5.2.	Planta solar fotovoltaica	99
5.2.1.	Ubicación de la planta	99
5.2.2.	Diseño de la planta	100
5.2.2.1.	Capacidad de generación	100
5.2.2.2.	Componentes generales de la planta	100
5.2.2.3.	Dimensionamiento de la planta	101
5.2.2.4.	Inclinación y distancia de los paneles	102
5.2.2.5.	Layout de la planta	104
5.2.3.	Evaluación económica privada	105
5.2.3.1.	Inversión	105
5.2.3.2.	Costos de operación y mantenimiento	107
5.2.3.3.	Ingresos	108
5.2.3.4.	Viabilidad económica	110
5.2.4.	Evaluación económica social	112
5.2.4.1.	Inversión	113
5.2.4.2.	Costos de operación y mantenimiento	114
5.2.4.3.	Ingresos	114
5.2.4.4.	Viabilidad económica	114
5.2.4.5.	Sensibilización de la inversión	116
5.2.4.6.	Sensibilización de la radiación	118
5.3.	Instancias de apoyo	119
6.	Conclusiones	122
	Bibliografía	125

Índice de Tablas

4.1. Datos generales (*Proyectada en base a datos del CENSO 2002). Fuente: (Ecoenergías (2016))	47
4.2. Ingreso hogar promedio. Fuente: (Ecoenergías (2016))	47
4.3. Consumo de energía térmica por sector. Fuente: (Ecoenergías (2016))	58
4.4. Precio GLP en Villa Alemana 2016. Fuente: (Ecoenergías (2016))	61
4.5. Radiación diaria. Fuente: (Ecoenergías (2016))	63
4.6. Potencial solar teórico total. Fuente: (Ecoenergías (2016))	64
4.7. Potencial de generación fotovoltaica por granjas solares en zona rural. Fuente: (Ecoenergías (2016))	66
4.8. Potencial de biomasa. Fuente: (Ecoenergías (2016))	70
4.9. Cálculo potencial eólico teórico. Fuente: (Ecoenergías (2016))	71
4.10. Factores de emisión. Fuente: (Ecoenergías (2016))	73
5.1. Costo norma técnica de conexión y operación. Costos de estudios obtenidos de www.chilquinta.cl , Valor UF obtenido de www.sii.cl . Fuente: Elaboración propia	83
5.2. Inversión planta biogás. Fuente: Elaboración propia	84
5.3. Costos tarifa BT-2. Fuente: Elaboración propia	85
5.4. Costos de operación de la planta de biogás. Fuente: Elaboración propia	86
5.5. Costos de mantenimiento de la planta de biogás. Fuente: Elaboración propia	87
5.6. Otros costos de la planta de biogás. Fuente: Elaboración propia	88
5.7. Costos totales de la planta de biogás. Fuente: Elaboración propia	88
5.8. Flujo de caja planta biogás. Fuente: Elaboración propia	90
5.9. Indicadores de viabilidad planta de biogás. Fuente: Elaboración propia	91
5.10. Inversión planta biogás considerando precios sociales. Fuente: Elaboración propia	92
5.11. Costos de operación considerando precios sociales. Fuente: Elaboración propia	93
5.12. Costos totales planta biogás considerando precios sociales. Fuente: Elaboración propia	93
5.13. Ingresos totales planta biogás considerando precios sociales. Fuente: Elaboración propia	94
5.14. Flujo de caja planta de biogás considerando precios sociales. Fuente: Elaboración propia	95

5.15. Indicadores de viabilidad planta biogás considerando precios sociales. Fuente: Elaboración propia	96
5.16. Costos sensibilización planta biogás. Fuente: Elaboración propia	97
5.17. Parámetros sensibilización planta biogás. Fuente: Elaboración propia	97
5.18. Flujo de caja sensibilización planta biogás. Fuente: Elaboración propia	98
5.19. Indicadores de viabilidad sensibilización planta biogás. Fuente: Elaboración propia	98
5.20. Inclinación y separación de paneles fotovoltaicos. Fuente: Elaboración propia	104
5.21. Inversión planta fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia	107
5.22. Costo de operación y mantenimiento planta fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia	108
5.23. Ingresos planta fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia	110
5.24. Flujo de caja evaluación privada planta fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia	111
5.25. Indicadores de viabilidad económica privada planta fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia	112
5.26. Inversión planta fotovoltaica para evaluación económica social. Fuente: Elaboración propia	113
5.27. Costos de operación y mantenimiento planta fotovoltaica para evaluación económica social. Fuente: Elaboración propia	114
5.28. Ingresos planta fotovoltaica para evaluación económica social. Fuente: Elaboración propia	115
5.29. Sensibilización inversión. Fuente: Elaboración propia	118
5.30. Sensibilización radiación. Fuente: Elaboración propia	119

Índice de Figuras

3.1. Consumo energético mundial por sectores. Fuente: International Energy Agency (2016)	7
3.2. Consumo energético mundial por países. Fuente: International Energy Agency (2016)	8
3.3. Consumo energético mundial por países. Fuente: International Energy Agency (2016)	8
3.4. Matriz de generación energética primaria de Chile. Fuente: Comisión Nacional de Energía (2015a)	11
3.5. Matriz de generación eléctrica en Chile. Fuente: Comisión Nacional de Energía (2015a)	12
3.6. Mapa de abastecimiento del SIC y SING. Fuente: Ministerio de Energía.(www.energia.gob.cl) (2014)	13
3.7. Capacidad instalada del SIC y SING, Fuente:Generadoras de Chile (2016)	14
3.8. Generación bruta mensual del SIC y SING. Fuente: Generadoras de Chile (2016)	15
3.9. Consumo energético final histórico por sector en Chile. Fuente: Balance Nacional de Energía (www.energiaabierta.cl) (2014)	18
3.10. Consumo energético en Chile por sector. Fuente: Balance Nacional de Energía (www.energiaabierta.cl) (2014)	19
3.11. Tipos de potencial de energías renovables. Fuente: (Ministerio de Energía, 2015)	23
3.12. Uso de recursos naturales para la producción de energía. Fuente: (Ministerio de Energía, 2015)	26
3.13. Tipos de paneles fotovoltaicos. Fuente: www.energiasrenovablesinfo.com , 2014	27
3.14. Estructura típica de la célula solar (izquierda) y principio de funcionamiento (derecha). Fuente: Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial, 2008	29
3.15. Restricciones territoriales para análisis de zonas con potencial FV. Fuente: (Ministerio de Energía (2014))	31
3.16. Características generales del biogás. Fuente: (Ministerio de Energía (2011b))	32
3.17. Residuos orgánicos de diversos orígenes. Fuente: (Ministerio de Energía (2011b))	33

3.18. Producción y composición teórica de biogás en diversos compuestos orgánicos. Fuente: (Ministerio de Energía (2011b))	34
3.19. Producción de biogás según tipo de materia orgánica. Fuente: (Ministerio de Energía (2011b))	34
3.20. Producción de biogás por tipo de residuo animal. Fuente: (Ministerio de Energía (2011b))	35
3.21. Producción de biogás por tipo de residuo vegetal. Fuente: (Ministerio de Energía (2011b))	35
4.1. Mapa Área de influencia. Fuente: (Ecoenergías (2016))	46
4.2. Climograma de Villa Alemana. Fuente: (Ecoenergías (2016))	50
4.3. Radiación incidente. Fuente: (Ecoenergías (2016))	51
4.4. Nubosidad a lo largo del año en Villa Alemana. Fuente: (Ecoenergías (2016))	52
4.5. Capacidad instalada en Valparaíso. Fuente: (Ecoenergías (2016))	53
4.6. Consumo de energía eléctrica por sector. Fuente: (Ecoenergías (2016)) . .	54
4.7. Curva de carga diaria de un cliente residencial. Fuente: (Ecoenergías (2016))	54
4.8. Distribución ponderada de clientes privados. Fuente: (Ecoenergías (2016))	55
4.9. Consumo de energía eléctrica en el sector público. Fuente: (Ecoenergías (2016))	56
4.10. Consumo de energía térmica por tipo de combustible. Fuente: (Ecoenergías (2016))	57
4.11. Perfil de consumo térmico año 2015. Fuente: (Ecoenergías (2016))	58
4.12. Comparación entre consumo eléctrico y térmico. Fuente: (Ecoenergías (2016))	59
4.13. Precios de la electricidad según tipo de tarifa. Fuente: (Ecoenergías (2016))	60
4.14. Promedio regional del precio del GLP. Fuente: (Ecoenergías (2016))	61
4.15. Precio Gas natural en Villa Alemana 2016. Fuente: (Ecoenergías (2016)) .	62
4.16. Radiación global horizontal anual para diferentes ciudades. Fuente: (Ecoenergías (2016))	63
4.17. Potencial disponible v/s Consumo. Fuente: (Ecoenergías (2016))	65
4.18. Áreas potenciales para la instalación de centrales solares fotovoltaicas. Fuente: (Ecoenergías (2016))	67
4.19. Posible línea de conexión entre la central de 100 MW (Punto azul) y la línea de transmisión. Fuente: (Ecoenergías (2016))	68
4.20. Potencial fotovoltaico de centrales v/s Consumo eléctrico. Fuente: (Ecoenergías (2016))	68
4.21. Curva de generación y curva de potencia del aerogenerador. Fuente: (Ecoenergías (2016))	71
4.22. Potencial de reducción de las emisiones de GEI. Fuente: (Ecoenergías (2016))	74
5.1. Vertedero Municipal Villa Alemana. Fuente: Software Google Earth Pro .	75
5.2. Forma del hexaedro irregular (Forma de la “Piscina”), Donde: A=Ancho superficie, L2=Largo Superficie, H=Profundidad, a=Ancho fondo y L1=Largo fondo. Fuente: Elaboración propia	79
5.3. Layout tipo de la planta de biogás. Fuente: Elaboración propia	81

5.4. Posible localización de la planta fotovoltaica. Fuente: Google Earth Pro .	100
5.5. Ángulo de inclinación y distancia entre paneles. Fuente: Elaboración propia	103
5.6. Layout tipo de la planta fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia	105
5.7. Ventana de resultados de RETScreen. Fuente: Elaboración propia	106
5.8. Distancia entre planta solar y Subestación Quillota. Fuente: Google Earth	109
5.9. Proyección inversión. Fuente: Ministerio de Energía (2011a)	116
5.10. Proyección costos operación y mano de obra. Fuente: Ministerio de Energía (2011a)	117



1 | Problema de Investigación

Es un hecho que el mundo se enfrenta actualmente a un problema energético, ya que desde principios del siglo XX la calidad de vida de la sociedad mundial ha mejorado de manera ascendente, lo cual está directamente relacionado con un mayor consumo de energía para abastecer estas nuevas necesidades de la sociedad, el problema radica en que el mundo se ha convertido en un dependiente de grandes cantidades de energía día a día, la cual se obtiene de fuentes como el petróleo, carbón, gas natural, etc., las cuales forman parte de las denominadas “Fuentes de energía no renovables”, es decir, que en algún momento se agotarán, esto sumado a que algunas de estas energías son altamente contaminantes, hace pensar en la forma de poder revertir esto y ayudar a buscar otras fuentes de energía para la generación de esta con el objetivo de cuidar el mundo en el que vivimos.

A medida que pasa el tiempo, el ser humano depende cada vez más de los recursos energéticos, la sociedad se ha convertido en una sociedad consumista, la cual utiliza los recursos naturales para estar más confortable, para el “hombre moderno” es impensable una vida sin calefacción, iluminación, refrigeración, transporte, etc. Esta dependencia energética va aumentando día a día y ha llevado a un consumo excesivo de combustibles fósiles, los cuales son recursos no renovables. Es por esto que actualmente el mundo se encuentra en un período de crisis energética, ya que al pasar de los años, la producción mundial de petróleo comenzará a disminuir debido a que se está alcanzando el límite de producción, es por esto que se debe comenzar a buscar soluciones, y ejecutarlas antes que se agoten los combustibles fósiles y la crisis energética llegue a un punto crítico.

El consumo de petróleo se cuantificó el año 2004 en millones de barriles por día (ca-

da barril contiene 159 litros), lo cual corresponde al 40 % del consumo energético, y a medida que pasan los años se ve un incremento anual de su consumo a nivel mundial, siendo EEUU el mayor contribuyente (ha incrementado su uso en un 20 % las últimas cuatro décadas). El petróleo hoy en día se encuentra en todas partes, desde los envases plásticos de bebida, hasta los fertilizantes utilizados en la agricultura (www.aie.cl, 2004).

La mejora en la calidad de vida de los países industrializados, y por ende, mayores consumidores, hace que los países en vías de desarrollo quieran seguir su modelo, es por esto que la mayoría de la estructura de la oferta de energía primaria está basada en el petróleo y el gas, los últimos años la producción de petróleo crece en menor proporción que su consumo, es por esto que algunos expertos estiman que las reservas actuales de petróleo servirán para cubrir las necesidades energéticas por los próximos cuarenta años. Es por esto que la situación energética actual debe ser planteada con una crisis, ya que definitivamente no se puede continuar con este modelo de desarrollo, el cual se basa en el desarrollo industrial, sin darle la importancia necesaria al cuidado del medio ambiente y que los habitantes tengan acceso a recursos energéticos para garantizar buenas condiciones de vida.

Hoy en día, no sólo en Chile, si no que en todo el mundo, se ha tomado más conciencia sobre el cuidado del medioambiente, es por esto que se ha puesto énfasis entre otras cosas, en el desarrollo de estrategias energéticas, lo cual ha permitido un buen y correcto uso de la energía y por otro lado, la utilización y fomento de las energías no renovables tanto por parte de los gobiernos de cada país, como de las personas en su uso personal.

Es por esto que la comuna de Villa Alemana ha decidido colaborar con el cuidado del medioambiente, viendo esto como un eje estratégico para su desarrollo, queriendo posicionarse como “Villa Alemana la capital del Medioambiente”, esta decisión de desarrollar una Estrategia Ambiental incorpora e involucra la participación de los ciudadanos (educación, comercio, sector público, entre otros).

Por esto, la Municipalidad de Villa Alemana ha decidido desarrollar una Estrategia Energé-

tica Local (EEL) para la comuna con el objetivo de seguir un eje mediante el cual todos los habitantes y trabajadores de la comuna se sensibilicen con el uso de energía, incorporando métodos de eficiencia energética a través de los recursos naturales que se encuentran disponibles en la comuna, los cuales permitan descentralizar la generación de energía con el fin de aportar al cuidado del medioambiente.

Para esto se va a realizar un estudio del consumo energético de la comuna, donde se podrá obtener información importante mediante la cual se formulará la EEL más adecuada para Villa Alemana.

Para este estudio de la problemática es vital el conocimiento técnico aportado por la Universidad Técnica Federico Santa María, donde junto con la Municipalidad de Villa Alemana llevarán a cabo este proyecto.

Al haber detectado el propósito y preocupación de Villa Alemana por el cuidado del medio ambiente, cabe hacerse las siguientes preguntas, ¿Cuál es la estrategia energética que debe adoptar la comuna de Villa Alemana para seguir su foco de cuidado con el medio ambiente? ¿Cuáles son las energías renovables más adecuadas para Villa Alemana según su geografía y recursos naturales disponibles?

2 | Objetivos

2.1. Objetivo General

Definir una cartera de proyectos de generación energética a nivel macro que logre favorecer el desarrollo energético de la comuna de Villa Alemana mediante el desarrollo de las energías renovables no convencionales que están disponibles en la comuna, a través de un análisis de las condiciones existentes en la comuna para el autoabastecimiento de energía.

2.2. Objetivos Específicos

Lograr el involucramiento de la comunidad de Villa Alemana (comerciantes, particulares, establecimientos, etc.) en el proceso de elaboración y definición de la cartera de proyectos, con el objetivo de encontrar soluciones que representen a la comunidad y así poder lograr la materialización de este plan de forma autónoma.

Conocer la realidad energética de Villa Alemana para lograr una caracterización del sistema energético, teniendo un claro conocimiento de la oferta y demanda, el potencial de la implementación de ERNC (Energías Renovables No Convencionales) y la potencialidad de eficiencia energética de la comuna.

Evaluar para cada proyecto la factibilidad técnica y económica desde el punto de vista privado y social, para ver si estos proyectos de generación son rentables para la comuna, siendo este el eje principal de estudio en el cual será basada y desarrollada esta tesis.

3 | Marco Teórico

3.1. Situación energética a nivel mundial

Actualmente el consumo de energía y las reservas energéticas son un tema de gran importancia tanto para los países como para las personas en particular.

El consejo Mundial de la Energía (CME) es el conductor del tema energético a nivel mundial, el cual busca e impulsa acciones estratégicas en todo el mundo para que todos puedan acceder a una energía sostenible y asequible, esta institución representa a más de 300 organizaciones en casi 100 países.

El consumo energético a nivel mundial ha ido en incremento en las últimas décadas, llegando actualmente a un consumo cercano a los 14000 Mtep (millones de toneladas) al año de energía primaria (entiéndase por energías primarias aquellas que se obtienen directamente de la naturaleza, como por ejemplo, solar, eólica, petróleo, gas, etc.).

Hoy en día el petróleo y el gas natural son las fuentes de energía más importantes, se estima que al año 2020 proveerán el 59 % de la energía del mundo, el consumo per cápita aumenta sostenidamente año a año, esto sumado a la explosión en el número de vehículos, lo que hace pensar en que el consumo energético a nivel mundial irá en aumento a lo largo de los años, lo cual al largo plazo puede traer graves consecuencias para el planeta si no se adquiere una cultura y cuidado de la energía. Existen países como Estados Unidos que han efectuado estrategias que le han permitido declinar el consumo per cápita los

últimos años debido al uso racional de energía y a la implementación de energías renovables.

Los desastrosos resultados del reciente terremoto y tsunami a Japón, mostraron la fragilidad del sistema energético, dando a conocer el grave riesgo en el que está inmerso la comunidad mundial con respecto a la energía. El deterioro progresivo del medio ambiente producto del elevado consumo de los combustibles fósiles hace pensar en cual podría ser el rumbo del problema energético en el corto y largo plazo en el mundo, es decir, el panorama energético mundial no es claro.

3.1.1. Consumo por sectores

Para profundizar más en el tema, se expondrá a continuación el consumo energético a nivel mundial según los distintos sectores existentes. Según el [International Energy Agency \(2016\)](#), el uso industrial (manufactura, minería, agricultura y construcción) consumen aproximadamente un 37 % del total de consumo, el sector comercial y personal consume alrededor de un 20 %, la calefacción, la iluminación y los electrodomésticos consumen alrededor de un 11 % y finalmente los usos comerciales (iluminación, calefacción, suministro de agua, climatización de edificios comerciales, etc.) ocupan alrededor de un 5 % del total, el resto de la energía, equivalente al 27 % del total, es perdido en la generación y transporte de esta.

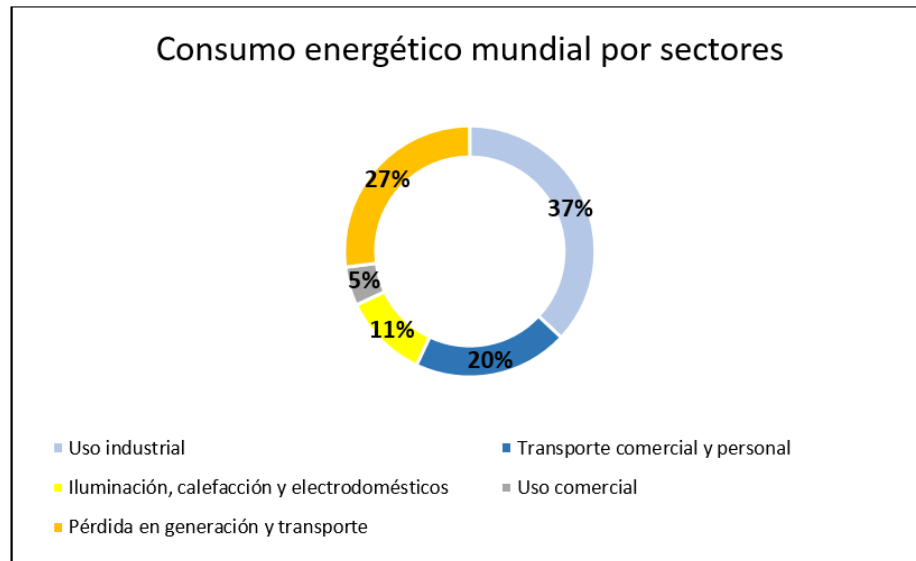


Figura 3.1: Consumo energético mundial por sectores. Fuente: [International Energy Agency \(2016\)](#)

3.1.2. Consumo energético por países

Es importante mencionar que existen abismantes diferencias entre los consumos energéticos de algunos países, actualmente China, Estados Unidos, India, Rusia, Japón Alemania, Brasil, Corea del Sur, Canadá, Francia, Irán e Indonesia lideran el ranking de los países más consumidores de energía en el mundo, para tener una mejor idea, se detallan a continuación los valores del consumo energético de los países mencionados anteriormente.

Según el [International Energy Agency \(2016\)](#) , el ranking que países de mayor consumo energético en el mundo (Medido en Mtep) es el que se muestra a continuación:

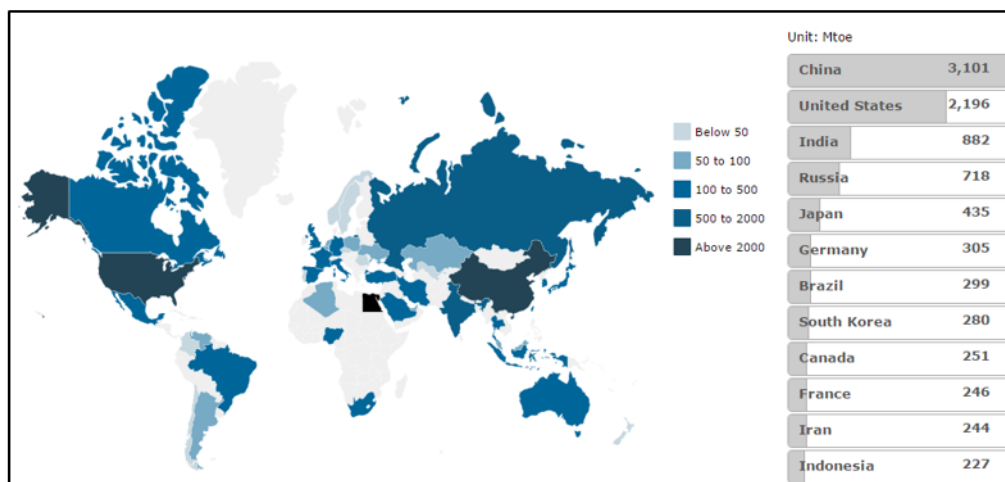


Figura 3.2: Consumo energético mundial por países. Fuente: [International Energy Agency \(2016\)](#)

Se adjunta a continuación un gráfico con las participaciones en porcentajes de los consumos energéticos en el mundo por países, donde se destaca que China consume aproximadamente un cuarto del consumo mundial, seguido por Estados Unidos con una participación del 16 %, luego está el resto de los países antes mencionados, que consumen una menor cantidad de energía en comparación a estas dos grandes potencias antes mencionadas.

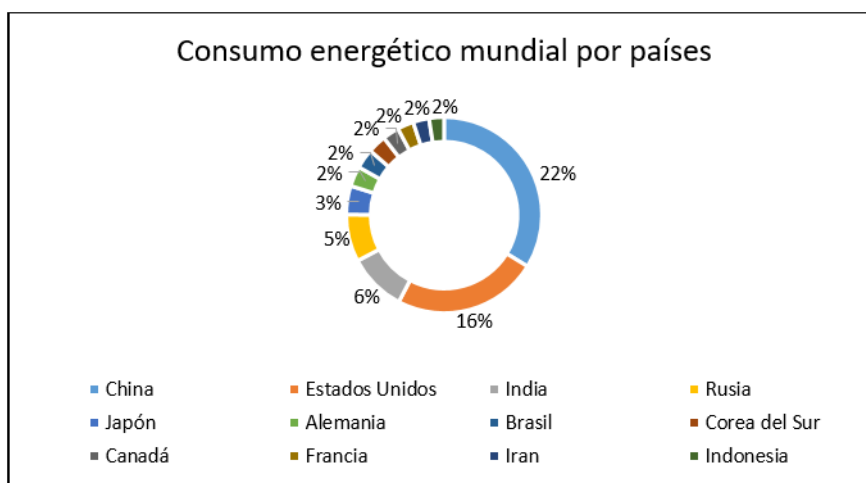


Figura 3.3: Consumo energético mundial por países. Fuente: [International Energy Agency \(2016\)](#)

Estos consumos se explican en mayor medida por la poderosa economía de estos países, su gran población y amplio territorio geográfico.

3.1.3. Situación de las reservas energéticas

Los recursos energéticos son abundantes en el mundo, sin embargo, las energías primarias son escasas, variables y están repartidas en forma desigual en todo el planeta, las reservas de carbón son abundantes en todo el mundo, mientras que las de petróleo son menos abundantes, debido a que esta energía primaria es la más utilizada hace más de doscientos años, se dice que en 40 años más ya no sea rentable extraer este recurso, sin embargo, se espera que este plazo de agotamiento de este recurso energético se alargue debido a la identificación de otras fuentes. El medio Oriente tiene la mayor cantidad de reservas mundiales de petróleo, seguido por América, África, Europa y Asia.

Por otro lado, el gas natural representa la cuarta parte de las energías primarias utilizadas en el mundo y ha presentado un crecimiento los últimos años, debido a su utilización para generar energía eléctrica, para el caso de la energía nuclear, se espera que sea una importante fuente de energía, debido al fuerte aumento del petróleo y por su rentabilidad, sin embargo, existen debates con respecto al uso de esta energía debido a los desastres naturales que han provocado diversos daños relacionados a la generación de energía nuclear.

En zonas más desarrolladas, existe una mayor diversificación de las fuentes de energía, es decir, tienen una presencia relativamente equitativa en el total, lo cual asegura un suministro energético estable, pudiendo seleccionar fuentes energéticas más eficientes y menos contaminantes, caso contrario pasa con las zonas menos desarrolladas donde las diferentes energías utilizadas son determinadas por factores económicos y geográficos. Todo esto se explica básicamente por el hecho de que las zonas más ricas tienen acceso a tecnologías más desarrolladas, lo cual les ofrece la posibilidad de obtener suministro energético en lugares más remotos.

3.2. Situación energética en Chile

A lo largo de los años, el consumo y la producción energética han experimentado un gran aumento tanto en el mundo como en Chile, los factores determinantes de este crecimiento son, entre otros, el incremento en la capacidad productiva de los países, el mayor tamaño del sector transporte y un aumento de la población mundial.

Según [Comisión Nacional de Energía \(2015a\)](#), en relación al abastecimiento de energía primaria, se observa que los combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural) han ido perdiendo participación moderadamente en la matriz energética primaria, para dar paso a una mayor presencia de las energías renovables y la energía nuclear. Para el caso de Chile, los principales generadores de energía son el petróleo (32.9 %), el carbón (24.4 %) y la leña y biomasa (23.7 %) y la hidroelectricidad (6.4 %). Es importante mencionar que un 95 % del petróleo es importado, mientras que la biomasa es el principal energético local. A continuación se muestra un esquema donde se presenta la comparación del abastecimiento de energía primaria entre Chile y el mundo.

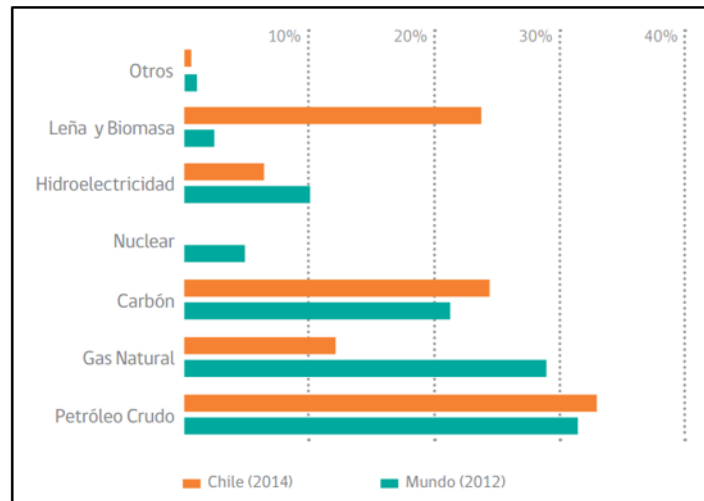


Figura 3.4: Matriz de generación energética primaria de Chile. Fuente: [Comisión Nacional de Energía \(2015a\)](#)

Con respecto al porcentaje de la electricidad en el consumo energético total del país, se puede apreciar que ha propiciado un considerable crecimiento en la generación de energía eléctrica. En las últimas cuatro décadas, la generación de energía eléctrica en base a carbón se ha mantenido como la más importante, alcanzando los últimos años, una participación cercana al 40 %, por otro lado, la generación en base a derivados del petróleo ha tenido una gran baja estos últimos años, correspondiendo a aproximadamente un 5 % de la matriz en el año 2012. Al mismo tiempo, ha aumentado la participación de la generación de energía en base a energía nuclear, gas natural y energías renovables (eólica, solar, etc.). A continuación se presenta un gráfico con los porcentajes de la generación eléctrica nacional antes mencionados.

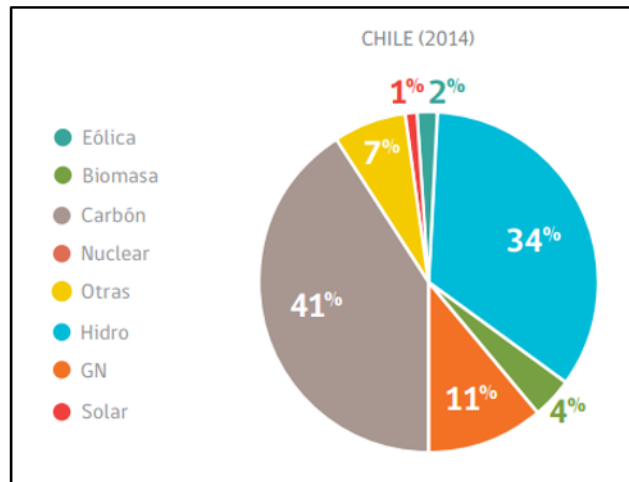


Figura 3.5: Matriz de generación eléctrica en Chile. Fuente: [Comisión Nacional de Energía \(2015a\)](#)

Desde el 2010 entró en vigencia la “Ley ERNC”, la cual introduce la definición de Energías renovables no convencionales y establece las tecnologías que son englobadas por esta categoría, por otro lado define una exigencia respecto a los retiros realizados por empresas de generación para servir sus contratos de suministro, teniendo que acreditar un porcentaje de inyección de ERNC en el origen de dicha energía (actualmente este porcentaje alcanza un valor del 6 %). Luego de seis años de la aplicación de estas exigencias, se observa que ha habido un cumplimiento sostenido de esta, y que además ha sido ampliamente superado por las inyecciones de las centrales de ERNC. Se espera que para el año 2025 la exigencia en la generación de energía sea de un 10 % para las ERNC.

Cabe resaltar que Chile, en el año 2014, importó aproximadamente el 90 % de sus requerimientos de combustibles fósiles, por lo que es importante poner énfasis en la generación de energía a través de ERNC. Es por esto con el correr de los años, se espera que las ERNC sigan aumentando en la matriz de generación energética en Chile y el mundo.

También es importante conocer cómo funciona el mercado eléctrico en Chile, con el objetivo de tener un panorama claro sobre este, y así poder tomar buenas decisiones al momento de evaluar la instalación de una planta de generación de energía en la localidad de Villa Alemana.

3.2.1. Mercado eléctrico en Chile

El consumo energético ha tenido un constante crecimiento en Chile al igual que en todo el mundo. En Chile existen 4 sistemas eléctricos interconectados independientes, el SING (Sistema Interconectado del Norte Grande), el cual abastece la XV, I y II región del país, y el SIC (Sistema Interconectado Central), el cual abastece desde la III a la X región del país, estos son los sistemas que entregan casi la totalidad de la energía generada, y por otro lado el Sistema de Aysén y el Sistema de Magallanes que abastecen a la región de Aysén y a la región austral respectivamente.



Figura 3.6: Mapa de abastecimiento del SIC y SING. Fuente: Ministerio de Energía.(www.energia.gob.cl) (2014)

Según [Generadoras de Chile \(2016\)](#) A Junio del 2016, el Sistema Interconectado Central posee una capacidad instalada de generación de 16.215 MW, por su parte, el Sistema

Interconectado del Norte Grande posee 4.494 MW, en conjunto ambos sistemas poseen 20.709 MW, los cuales corresponden a más del 99 % de la capacidad instalada nacional. A continuación se muestra la capacidad por tipo de fuente energética para cada uno de los sistemas antes mencionados. (Boletín del mercado eléctrico, Generadoras de Chile, 2016.

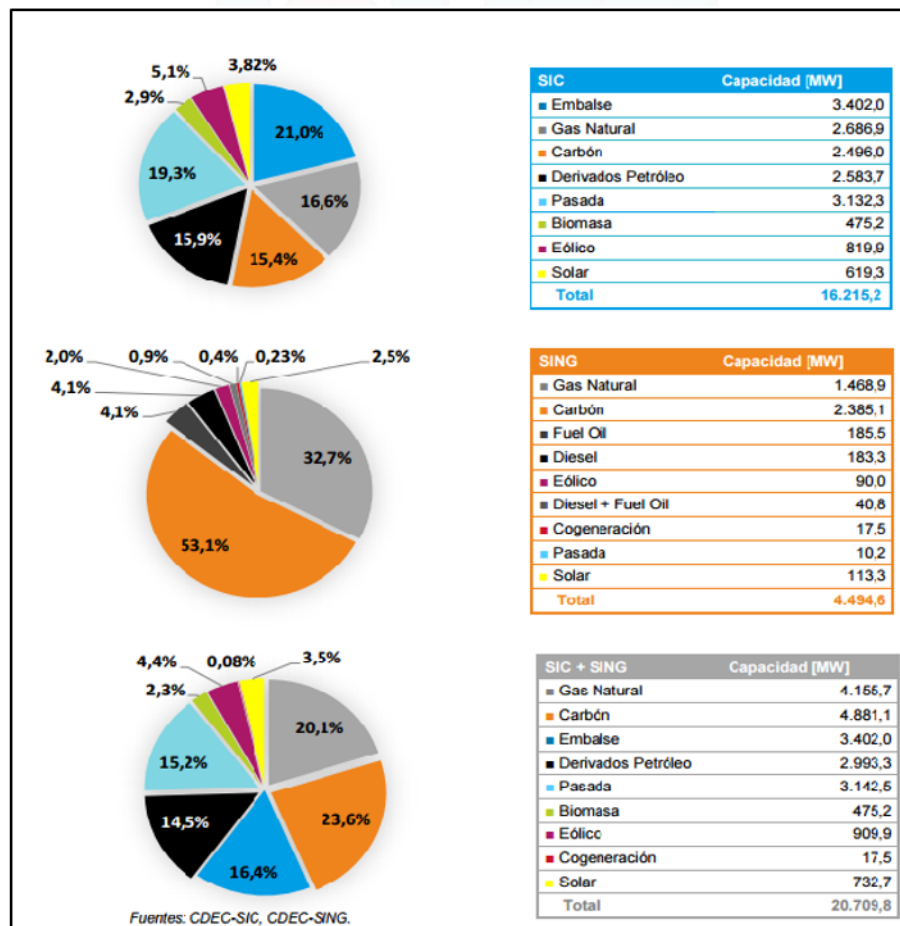


Figura 3.7: Capacidad instalada del SIC y SING, Fuente: [Generadoras de Chile \(2016\)](#)

El mercado eléctrico chileno está constituido por tres actividades principales, la generación, transporte y distribución de la electricidad, las cuales son desarrolladas en Chile por el sector privado, cumpliendo el Estado una función reguladora, fiscalizadora y subsidiaria. La generación de la energía eléctrica se realiza a través de las centrales eléctricas, las cuales transforman algún tipo de energía (hidráulica, térmica, solar, etc.) en energía eléctrica a través de los llamados generadores eléctricos. Luego está la transmisión de la energía eléctrica, donde su función es transportar la energía generada en las centrales eléctricas

a los distintos puntos del país para su posterior distribución a los hogares y empresas del país. Posteriormente se realiza la distribución de esta energía, donde se lleva a los consumidores finales la energía. En la industria eléctrica nacional participan un total de 26 empresas en la generación, 5 empresas en la transmisión y 36 empresas en la distribución.

Con respecto a la generación bruta mensual de cada uno de los sistemas antes mencionados, se indican a continuación los porcentajes de participación de las empresas que a la fecha de Julio del 2016, concentran en conjunto más del 80 % de generación total de cada uno de los sistemas.

SIC			SING		
Empresa	Generación bruta [GWh]	Participación [%]	Empresa	Generación bruta [GWh]	Participación [%]
Endesa	851	18%	E-CL	575	36%
Colbún	763	16%	Angamos	322	20%
AES Gener	693	15%	Norgener	182	11%
San Isidro	477	10%	Andina	115	7%
Guacolda	425	9%	Gas Atacama	114	7%
Pehuenche	215	5%	Total	1.307	81%
Sociedad Eléctrica Santiago	214	5%			
Arauco BioEnergía	92	2%			
Total	3.731	81%			

Figura 3.8: Generación bruta mensual del SIC y SING. Fuente: [Generadoras de Chile \(2016\)](#)

Algunas de las empresas de transmisión de energía son Transelec S.A, Transnet S.A., ELENCOR, entre otras, por su parte, la distribución está a cargo de Chilectra S.A., Chilquinta Energía S.A., CGE Distribución S.A., entre otras.

Es importante mencionar que este sistema eléctrico nacional tiene una autoridad, la cual está a cargo de la coordinación del sistema, la cual está a cargo de una serie de entidades gubernamentales, como por ejemplo el Ministerio de Energía, el cual es la autoridad máxima, es responsable de los planes, políticas y normas para el correcto desarrollo del sistema eléctrico nacional y de promover la eficiencia energética, del Ministerio de Energía dependen la CNE (Comisión Nacional de Energía), la cual se encarga de elaborar y coordinar los planes, políticas y normas relacionadas con el desarrollo del mercado energético nacional, y la SEC (Superintendencia de Electricidad y Combustibles), la cual se encarga de vigilar

la adecuada operación de los servicios de electricidad, gas y combustibles en términos de seguridad, calidad y precio. Otras entidades relacionadas con la regulación y coordinación del sistema eléctrico nacional son el Ministerio del Medio Ambiente y la Dirección General de Aguas (DGA).

Estas entidades reguladoras se rigen bajo la llamada Legislación Eléctrica, la cual contiene la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL-4), la cual rige las concesiones y permisos, el transporte de energía eléctrica, la explotación de los servicios eléctrico, el suministro, las tarifas, entre otras cosas, también se encuentran otras leyes las cuales introducen modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos.

Es muy importante al momento de realizar algún proyecto relacionado con la generación, transporte o distribución de la energía del país, tener en consideración la legislación y regulación que este conlleva, para así tener un panorama claro y realista de lo que se desea realizar.

Como se ha podido apreciar en páginas anteriores de esta tesis, se trabajará con proyectos de generación de energía. Es de suma importancia tener claro que existen ciertos requerimientos y condiciones necesarias para poder conectarse al SIC. El organismo a cargo de supervisar y velar por el cumplimiento de los requerimientos técnicos para poder conectarse o relacionarse con el SIC es la Dirección de Operación (DO) del CDEC-SIC (Centro de Despacho de Carga del Sistema Interconectado Central), el cual es un organismo previsto en la Ley General de Servicios Eléctricos, que se encuentra encargado de determinar y coordinar la operación del conjunto de instalaciones del sistema eléctrico, incluyendo centrales eléctricas generadoras, líneas de transmisión a nivel troncal, subtransmisión y adicionales, subestaciones eléctricas, barras de consumo de usuarios no sometidos a regulación de precios, entre otros.

Dentro de los requerimientos técnicos solicitados por la DO se encuentran:

- Estudios sistemáticos: Cualquier empresa interesada en incorporar nuevas instalaciones al SIC, deberá desarrollar y entregar a la DO estudios de sistema con la finalidad de cuantificar el impacto de su conexión en la operación del SIC, identificando eventuales restricciones y adaptaciones que se requieren sobre las instalaciones involucradas.
- Información técnica complementaria de nuevas instalaciones: La empresa interesada en incorporar nuevas instalaciones al SIC, deberá proporcionar a la DO información técnica complementaria que permita garantizar la calidad y seguridad del servicio del sistema, así como también información para el cumplimiento de requisitos operacionales de coordinación de las actividades vinculadas con la interconexión de estas instalaciones.
- Información técnica para la modificación de instalaciones: Cualquier empresa que desee modificar o adaptar alguna instalación, equipamiento o componente existente en el SIC, deberá proporcionar a la DO información técnica que permita garantizar la seguridad y calidad del servicio del sistema.
- Análisis complementarios: La DO podrá solicitar información y análisis que complementen el contenido de los estudios anteriormente mencionados, algunos de estos estudios e información solicitada son: Energización de transformadores de poder, Estudio del comportamiento de parques eólicos con la tensión, Estudio de impacto en el SIC por la incorporación de parques eólicos, Diseño y especificación de automatismos EDAC (Esquemas de desconexión automáticos de carga), EDAG (Esquemas de desconexión automática de generación), ERAG (Esquema de reducción automática de generación) y otros similares para hacer frente a contingencias específicas, Aclaración del modelamiento del sistema eléctrico utilizado para el desarrollo de los estudios sistémicos.

3.2.2. Consumo por sectores

El consumo final de energía en Chile, se categoriza en los siguientes sectores: El sector comercial, público y residencial (CPR), el industrial y el minero, el sector transporte, y el sector autoconsumo. Este consumo energético ha ido aumentando a lo largo de los años debido

al desarrollo que han experimentado cada uno de los sectores, sumado al aumento en la población del país, esto se demuestra en el siguiente esquema que muestra el consumo energético a partir del año 1997, hasta el año 2014.

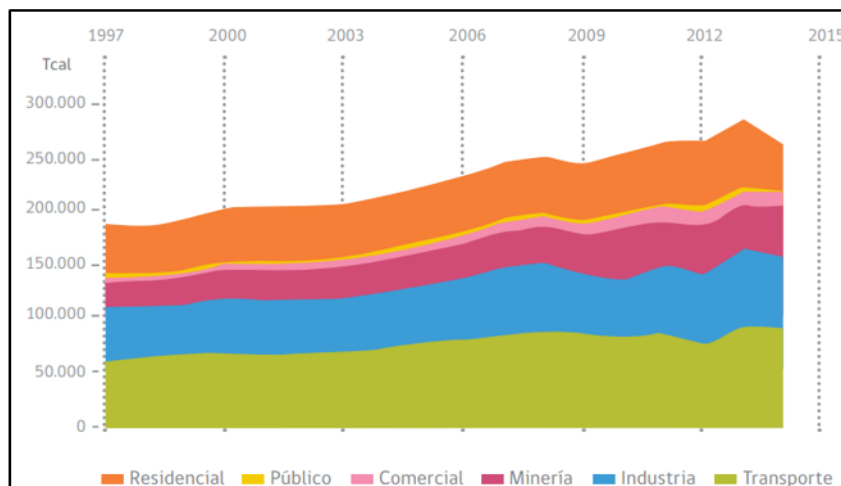


Figura 3.9: Consumo energético final histórico por sector en Chile. Fuente: Balance Nacional de Energía (www.energiaabierta.cl) (2014)

En el año 2014, el sector que corresponde a la industria y a la minería fue el mayor consumidor de energía, alcanzando aproximadamente un 40 % del consumo final nacional (Este 40 % se descompone en un 24 % de la industria y un 16 % del sector minero), esta energía provino mayoritariamente de la electricidad (33 %), diésel (26 %) y biomasa (20 %). Le sigue el sector transporte con un 34 % del consumo final nacional, esta energía provino en un 99 % de derivados del petróleo (principalmente gasolina y diésel). Luego, cerca del 21 % del consumo total corresponde al sector CPR, en este sector la energía más utilizada fue la electricidad (34 %), seguida por la biomasa (32 %), otros energéticos importantes fueron el gas licuado de petróleo (18 %) y el gas natural (11 %), y finalmente el autoconsumo con un 5 % del consumo total del país.

Las cantidades correspondientes a los consumos energéticos en Chile son las siguientes: El sector industrial y minero con 111.151 Tcal (Tcal = 1 trillón de calorías), el sector transporte con 92.061 Tcal se llevan la mayor participación en cuanto a consumo energético, lo siguen el sector comercial, público y residencial con 58.024 Tcal, y finalmente la lista se cierra con el sector de auto consumo con 14.087 Tcal, a continuación se presenta un gráfico

con los porcentajes de cada sector:

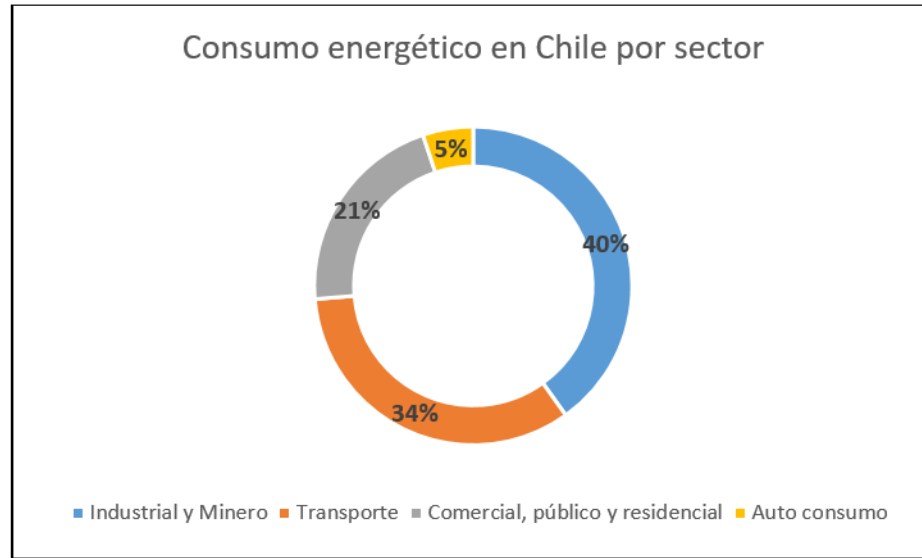


Figura 3.10: Consumo energético en Chile por sector. Fuente: Balance Nacional de Energía (www.energiaabierta.cl) (2014)

3.3. Estrategia energética local (EEL)

Hoy en día, el rol de la ciudadanía en el tema energético es de suma importancia, ya no se limita sólo al consumo pasivo de energía, si no que las personas se están involucrando en los proyectos de inversión, siendo un actor esencial para implementar acciones de eficiencia energética, es por esto que actualmente se está haciendo partícipe a la sociedad en los proyectos de generación energética, con lo cual se logra un desarrollo energético inclusivo que se realice en forma alineada con las comunidades, generando espacios de participación de la comunidad que los involucre en las etapas de ordenamiento, planificación y desarrollo de estrategias de desarrollo energético.

Como se dijo anteriormente, la energía se ha vuelto un bien escaso y de alto costo, por lo cual es necesario la implementación de estrategias energéticas. Es importante mencionar que Chile tiene recursos a nivel local, tanto de generación como de eficiencia energética que no están siendo explotados.

La información presentada en este capítulo es en base a [Ministerio de Energía \(2015\)](#)

3.3.1. ¿Qué es una EEL?

Una Estrategia energética Local es una herramienta diseñada para que los Municipios puedan analizar el escenario energético, y mediante este estudio, estimar el potencial de energía renovable y eficiencia energética que se puede aprovechar en su territorio, definiendo una visión energética e involucrando de forma activa a la comunidad en el desarrollo y estrategia energética de la comuna.

Esto permite a las autoridades locales tomar decisiones según la realidad energética de sus comunas, y así promover una mayor eficiencia energética y el uso de energías renovables en el corto, mediano y largo plazo. Esta implementación permite involucrar y sensibilizar a la ciudadanía en el proceso de desarrollo energético de sus comunas, es decir, una EEL fomenta la participación de la ciudadanía de manera que adopten una cultura de generación energética descentralizada, promoviendo la eficiencia energética.

Dentro de los impactos y beneficios que se obtienen al implementar una EEL, se tienen beneficios sociales (por ejemplo un cambio de conducta y comportamiento de la población con respecto al tema energético), beneficios ambientales (por ejemplo mejoramiento de la de la calidad del aire), beneficios económicos (por ejemplo un ahorro a nivel público, residencial e industrial), entre muchos otros beneficios.

3.3.2. Elaboración de una EEL

Este proceso comienza por el interés y decisión de las autoridades municipales, luego se inicia un proceso donde se involucra a todos los actores relevantes de la comuna, basándose en información y análisis sólidos, posteriormente se desarrolla la estrategia en conjunto con la comunidad, el sector privado y público, los cuales validan los resultados para que una vez finalizada la estrategia, la municipalidad pueda comenzar el proceso de implementación de esta.

A continuación se presenta la estructura y contenidos básicos de una EEL:

- i. Definición del encargado municipal y responsabilidades de los funcionarios participantes en la elaboración de la EEL
- ii. Definición de los límites de influencia y gravitación de la EEL en el territorio de la comuna (demarcar límite territorial y los actores más relevantes desde el punto de vista de la oferta y demanda)
- iii. Realización de un taller de capacitación para los actores del municipio responsables de la EEL y otros actores relevantes
- iv. Identificación de los principales actores del sector energético y otros sectores industriales relevantes dentro de la comuna
- v. Identificación de la demanda energética térmica y eléctrica por sectores (comercial, industrial, público, privado y residencial)
- vi. Identificación de oferta de energía térmica y eléctrica
- vii. Proyección por sectores de la demanda de energía térmica y eléctrica para un horizonte de al menos 15 años, para lograr definir objetivos y metas a largo plazo
- viii. Evaluación de la potencialidad de eficiencia energética por sectores
- ix. Evaluación del potencial de abastecimiento con energías renovables disponibles en la comuna, como por ejemplo la energía solar, biomasa, etc.
- x. Realización de un taller con los actores relacionados para la definición de una visión y

objetivos estratégicos

xi. Elaboración de metas claras, medibles y verificables

xii. Proceso participativo y de consultas para la identificación de posibles proyectos a implementar en el marco de la EEL

xiii. Generación de un listado de proyectos clave para alcanzar las metas propuestas, validados por los actores del sector público y privado

xiv. Definición de un modelo de gestión, comunicación y seguimiento para el plan de acción de la EEL

xv. Validación final de la comunidad, integración de comentarios y publicación de la estrategia.

3.3.2.1. Potencial de abastecimiento con energías renovables

En muchas ocasiones, los análisis del potencial de energía renovables llevan a confusión o a diferencias significativas entre resultados de distintos autores. Además de las fuentes de información, metodologías y supuestos utilizados, una de las principales causas de estas diferencias radica en que no siempre se analiza el mismo tipo de potencial. A continuación se muestra una figura, la cual demuestra una clasificación del potencial en tres categorías: teórico, técnico y ecológico, y disponible.



Figura 3.11: Tipos de potencial de energías renovables. Fuente: ([Ministerio de Energía, 2015](#))

El potencial teórico, como dice su nombre, evalúa la disponibilidad total de energía de las fuentes renovables con aproximaciones teóricas, es decir, sin discriminar la viabilidad técnica ni económica, cabe mencionar, que bajo esta aproximación, todas las energías renovables suelen tener potenciales de gran magnitud.

El potencial técnico, por su parte, toma en consideración las posibilidades de aprovechamiento de las fuentes de energía renovable considerando, entre otras cosas, el desarrollo tecnológico y las restricciones territoriales y legales relacionadas con el uso del suelo. Por ejemplo, si se piensa en el potencial teórico de la energía mareomotriz, en el país es enorme, sin embargo su potencial técnico es más bajo, debido a que las tecnologías para su aprovechamiento se encuentran en proceso de maduración.

Finalmente, el potencial disponible, es el potencial que económicamente es conveniente considerar, dado que permite determinar cuanta electricidad y energía térmica se puede generar en la zona de intervención a base de recursos naturales dentro del perímetro. Este es el potencial que debería ser estimado en las estrategias energéticas locales.

Todos estos potenciales mencionados son dinámicos en el tiempo, es decir, que surgen variaciones a lo largo del tiempo. El potencial de mercado es el que presenta mayor variabilidad debido a la multiplicidad de factores que intervienen en él.

3.3.3. Participación ciudadana en una EEL

La participación ciudadana es uno de los elementos centrales de las estrategias energéticas locales, es por esto que uno de los objetivos principales de esta herramienta es fomentar la participación de la ciudadanía en el proceso energético para poder lograr un involucramiento y valoración social de la energía junto con elaborar una estrategia adecuada para cada comuna.

La participación se refiere al involucramiento activo de la población local, empresas, sector público y grupos de interés, donde estos actores se hacen parte del proyecto. El objetivo de esto es evitar tomar decisiones a puertas cerradas, si no que recoger opiniones de todos los entes involucrados con el objetivo de generar una visión, establecer metas y escoger proyectos para el plan de acción de forma representativa para la comunidad, lo cual quede reflejado en la futura estrategia que adoptará la comuna.

Es de suma importancia definir el nivel de participación de los actores en un comienzo, ya que no definir los rangos de participación de los actores involucrados podría llevar a problemas en el desarrollo del proceso.

3.4. Energías renovables no convencionales

Se define como energía renovable a la energía que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen, o bien porque son capaces de regenerarse por medios naturales, dentro de las más importantes se encuentra la energía mareomotriz, hidráulica, eólica, solar y biomasa.

- Energía Mareomotriz: Este tipo de energía se produce gracias al movimiento generado por las mareas, esta energía es aprovechada por turbinas, generando energía eléctrica, se le considera una energía limpia y una de sus principales ventajas es que es predecible y se tiene un suministro seguro de potencial que no varía de forma trascendental en el tiempo,

sin embargo, sólo puede estar instalados en zonas marítimas y puede verse afectadas por desastres climatológicos, además de ser costosa y compleja su instalación.

- Energía hidráulica: Es la energía que proviene de la corriente del agua (flujos de ríos o de represas artificiales), donde el agua fluye y turbinas extraen su energía cinética y la convierten en energía mecánica, es la energía más eficiente, flexible y confiable. Una de las ventajas es que es una fuente de energía limpia y fácil de almacenar, sin embargo la construcción de centrales hidroeléctricas es costosa e invasiva para el territorio seleccionado, produciendo pérdidas en flora y fauna.

- Energía Eólica: Es la energía que se obtiene al extraer mediante turbinas la energía cinética de los flujos de aire y se convierten en electricidad a través de un rotor aerodinámico, se utiliza en variados casos en el mar, el problema de esto es la dificultad y costos de instalar estas turbinas en alta mar, lo cual explica el poco desarrollo de parques eólicos en el mar. Las ventajas son que es una energía inagotable, además de no ser contaminante ni dañina para el medio ambiente, sin embargo es una fuente de energía intermitente, ya que depende de la regularidad de los vientos, y por otro lado, los aerogeneradores son grandes y caros.

- Energía Solar: Es la energía que se obtiene mediante la radiación solar emitida desde la luz del sol, la cual puede ser utilizada para generar electricidad mediante un sistema fotovoltaico, las ventajas de esta energía es que no es contaminante y proporciona energía barata en países no industrializados., sin embargo es una fuente energética intermitente, ya que depende del clima y del número de horas de sol al año, además su rendimiento es bastante bajo.

- Energía de la biomasa: Es la energía que se obtiene de los compuestos orgánicos mediante procesos naturales, se entiende por energía solar convertida en materia orgánica por la vegetación la cual se puede recuperar por combustión directa o transformando esa materia en otro tipo de combustibles (metanol, alcohol, aceite), una de las ventajas es que es una

fuentes energéticas limpias y con pocos residuos, los cuales además son biodegradables, además se produce en forma continua como consecuencia de la actividad humana, sin embargo, se necesitan grandes cantidades de plantas y terreno, y se producen gases como el dióxido de carbono que aumentan el efecto invernadero.

Los recursos naturales de una zona de intervención se pueden convertir en diferentes tipos de energía, el potencial disponible de energías renovables debe ser estimado en base a información geográfica para identificar las posibles ubicaciones de las plantas energéticas en la comuna, estos se muestran a continuación.

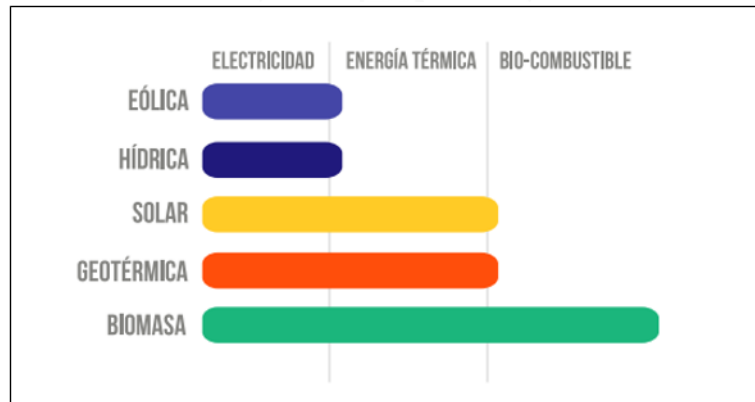


Figura 3.12: Uso de recursos naturales para la producción de energía. Fuente: (Ministerio de Energía, 2015)

Una vez definidos las ERNC con sus respectivos potenciales y características, se procederá a definir de forma más profunda la energía solar fotovoltaica y la energía de biomasa, esto debido a que son las dos energías que, según sus características y potenciales de generación de energía y según las características de la comuna, es factible evaluar la instalación de una planta de generación de energía en Villa Alemana.

3.4.1. Energía solar fotovoltaica

Los sistemas fotovoltaicos están constituidos básicamente por la celda fotovoltaica, la cual está compuesta por un semiconductor capaz de convertir la energía solar en electricidad de corriente continua. Los paneles fotovoltaicos comerciales pueden ser divididos en dos grandes categorías: Silicio Cristalino, los cuales representan entre el 85 % y el

90 % del mercado mundial y se subdividen en dos grandes categorías (Monocristalinos y Policristalinos) y Thin Films que corresponden entre un 10 % y un 15 % de las ventas en el mundo.

3.4.1.1. Tecnologías

Existen variadas tecnologías con respecto a la generación de energía a través de paneles fotovoltaicos, a continuación se procede a comentar 3 de las tecnologías más usadas con sus principales características.

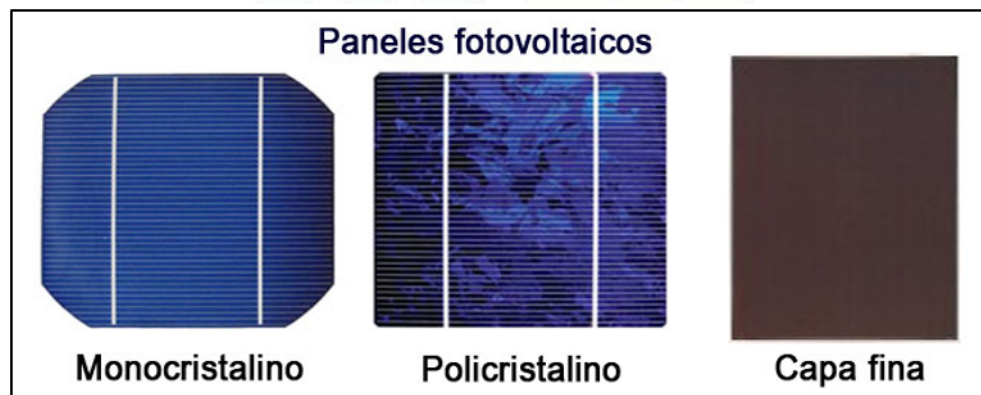


Figura 3.13: Tipos de paneles fotovoltaicos. Fuente: www.energiasrenovablesinfo.com, 2014

● Monocristalino:

- Es una tecnología bastante usada en el rubro de la generación de energía a través del sol, es un poco más eficiente que el policristalino, pero a su vez es más caro, lo cual no hace menos rentable.
- Una de sus principales ventajas es que su vida útil es larga, de hecho, muchos fabricantes ofrecen garantías de hasta 25 años, por otro lado este tipo de paneles poseen mayores tasas de eficiencia, también suelen funcionar de mejor forma que los paneles policristalino en condiciones de poca luz. Si bien todos los paneles reducen su eficiencia a altas temperaturas, esto ocurre en menor medida en este tipo de paneles.
- Con respecto a sus desventajas, se puede mencionar que son más caros que el resto, también que si el panel se cubre por una sombra, suciedad, nieve, etc., el circuito entero

puede averiarse.

- La eficiencia de este tipo de paneles está por encima del 15 % y en algunas marcas supera el 21 %

- Policristalino:

- Es una de las tecnologías más usadas y que tiene la mejor relación precio / generación, es decir, es el más rentable.
- Una de sus principales ventajas es que su fabricación es más simple que las demás, por lo que esto repercute en un menor precio.
- Con respecto a sus principales inconvenientes, se puede decir que este tipo de paneles suele tener menor resistencia al calor, esto repercute en que a muy altas temperaturas, estos paneles pueden no funcionar a su cien por ciento de efectividad y puede ser afectada su vida útil. Otro inconveniente es que se necesita un mayor espacio para su instalación, es decir, se necesita una superficie mayor con este tipo de paneles que con los monocristalinos.
- La eficiencia de un panel policristalino se sitúa entre el 13 %-16 %.

- Capa fina:

- Esta tecnología tiene una menor eficiencia que las dos anteriores, pero su precio es menor, es menos usada que las dos anteriores debido a que su instalación es más engorrosa, ocupa más espacio y es menos rentable.
- Tienen un gran potencial para uso doméstico, lo cual hace que estén siendo cada vez más demandados.

- Sus principales ventajas es que se pueden fabricar de forma muy sencilla, lo que hace que sean más baratos que el resto, tienen una apariencia muy homogénea, pueden ser flexibles, lo que permite que se adapten a múltiples superficies, el rendimiento no se ve tan afectado por las sombras o las altas temperaturas y son una gran alternativa cuando el precio no es problema.
- Con respecto a sus desventajas, al ser menos eficiente, se necesita mucho espacio para alcanzar rendimientos más altos, al necesitar más paneles se necesita invertir más en estructura mecánica, cableado, etc., también este tipo de paneles tiende a degradarse más rápido que los otros dos, por esto los fabricantes ofrecen menor garantía.
- La eficiencia de un panel de capa fina varía entre un 7 % - 13 %.

3.4.1.2. Estructura y funcionamiento

La estructura típica, junto con su principio de funcionamiento se muestran en la siguiente figura:

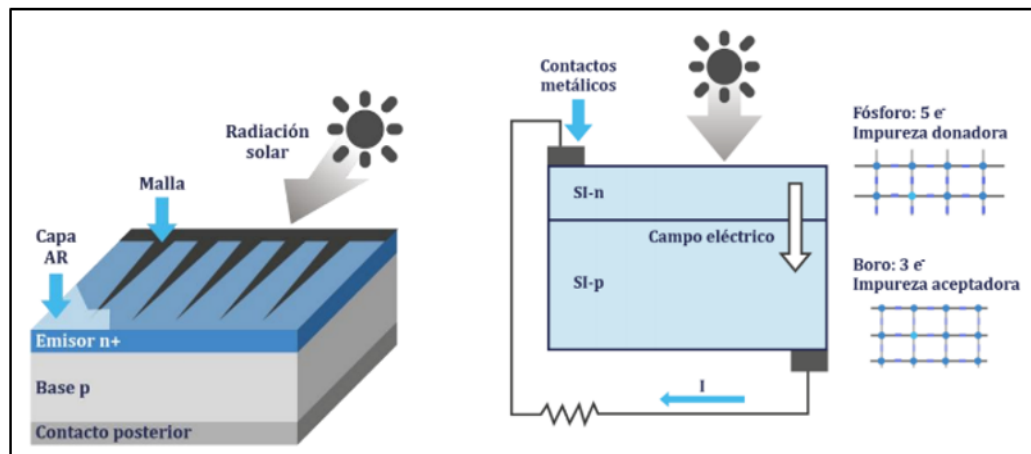


Figura 3.14: Estructura típica de la célula solar (izquierda) y principio de funcionamiento (derecha). Fuente: Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial, 2008

El material base es el silicio y el campo eléctrico se consigue introduciendo impurezas de manera controlada (dopando) con materiales que presenten exceso o defecto de electrones con respecto al silicio. Así, en uno de los lados de la célula se introduce átomos donadores,

es decir, con exceso de electrones, como podría ser el fósforo, con esto se obtiene la llamada “capa n” de la célula, es decir, una zona con densidad de electrones mayor. En el otro lado se introducen átomos aceptadores, es decir, con defecto de electrones, como podría ser el boro, con lo que se obtiene una zona con densidad menor de electrones, la llamada “capa p”. La diferencia de concentraciones entre electrones crea un campo eléctrico, con lo que se forma la unión p-n. La mayoría de las células solares están formadas a partir de una unión p-n, a la cual se le añaden unos contactos metálicos para poder extraer la corriente hacia el exterior. El resto de los elementos que aparecen en la figura son:

- Capa antireflexiva (AR): Capa diseñada con el objetivo de reducir las pérdidas por reflexión superficial
- Malla de metalización: Permite la colección adecuada de electrones introduciendo una resistencia mínima
- Las capas activas del semiconductor, el emisor o “capa n” y la base o “capa p”, normalmente el grosor del emisor es mucho menor que el de la base
- El contacto metálico posterior, que normalmente cubre toda la superficie posterior de la célula

3.4.1.3. Consideraciones de construcción

Al momento de evaluar la construcción de una planta fotovoltaica de generación de energía, es necesario tener en consideración de una serie de factores, entre los cuales destacan:

- Financiamiento: Existen dos tipos principales de financiamiento. Se puede contratar una ESCO (Empresas de Servicios Energéticos, las cuales facilitan el acceso a financiamiento para la ejecución de proyectos energéticos), o financiar el proyecto con fondos propios (patrimonio personal y préstamos)
- Suelo y restricciones territoriales: La siguiente tabla, resume las restricciones territoriales

que generalmente se aplican sobre el dominio de análisis para la evaluación de una planta solar fotovoltaica y para la estimación del potencial solar asociado.

Factores	Restricción considerada	Comentario y/o fuente de información
Factor de planta anual: seguimiento en un eje	< 0,3	
Factor de planta anual: arreglo fijo	< 0,24	
Pendiente	> 10° para exposición norte y > 4° para el resto	Análisis de proyectos en SEIA al 31 de diciembre de 2012 (criterio conservador)
Distancia a centros urbanos y a centros poblados	< 500 m	Por incertidumbre en la extensión de los centros incorporada al sistema de información geográfica
Distancia a ríos, esteros y cuerpos de agua	< 300 m	Criterio conservador
Zonas protegidas	SNASPE, santuarios de la naturaleza y sitios bajo Convención de Ramsar	Criterio conservador
Línea de costa	< 100 m	Algo superior a zona de protección costera de 80 m (DS 47 de 1992 del Ministerio de Vivienda y Urbanismo)
Líneas férreas, red vial y sendero de Chile	< 60 m	Análisis de casos de caminos construidos más 35 metros de prohibición de construcción de edificaciones permanentes (Artículo 39, DFL N° 850 del 12/09/97)
Zonas reservadas para proyectos eólicos	Existencia de zona reservada	Reservadas por MBN para licitaciones de concesiones de uso oneroso para el desarrollo de proyectos eólicos
Área mínima continua que cumple los demás factores	15 ha	Extensión estimada para proyecto de mínimo 3 MW

Figura 3.15: Restricciones territoriales para análisis de zonas con potencial FV. Fuente: (Ministerio de Energía (2014))

- Cercanía con las líneas de transmisión: Va a depender del tamaño de la planta fotovoltaica. Para plantas de generación de hasta 9 [MW] (PMGD = Pequeños Medios de Generación Distribuidos) es posible conectarse a la red de distribución, para plantas de un tamaño superior, debe conectarse a la red de transmisión (Debe tener un voltaje adecuado al tamaño de la planta). Con respecto a la cercanía con las líneas de transmisión, se establece que debe ser de 1 [km/MW].

Por otro lado, es importante tener en consideración cual es el recorrido de las líneas de conexión, esto debido a que existen zonas protegidas o zonas urbanas donde no se puede intervenir.

3.4.2. Energía de Biogás

El correcto manejo de los residuos orgánicos se logra a través de diferentes tratamientos que implican un reciclaje de estas materias orgánicas, transformándolas en productos con valor agregado. El reciclaje de materia orgánica ha recibido un fuerte impulso con el alto costo de los fertilizantes químicos, con la búsqueda de alternativas no tradicionales de energía, así como también, la necesidad de vías de descontaminación y eliminación de residuos.

La población microbiana juega un importante papel en las transformaciones de estos residuos orgánicos, las cuales, después de una serie de procesos, producen productos como el biogás, entre otros. El biogás es una mezcla gaseosa formada principalmente por metano y dióxido de carbono, pero también contiene diversas impurezas. La composición del biogás depende del material digerido y del funcionamiento del proceso, a continuación se muestra una tabla donde se indican las propiedades específicas del biogás.

Composición	55 – 70% metano (CH_4) 30 – 45% dióxido de carbono (CO_2) Trazas de otros gases
Contenido energético	6.0 – 6.5 kW h m^{-3}
Equivalente de combustible	0.60 – 0.65 L petróleo/ m^3 biogás
Límite de explosión	6 – 12 % de biogás en el aire
Temperatura de ignición	650 – 750°C (con el contenido de CH_4 mencionado)
Presión crítica	74 – 88 atm
Temperatura crítica	-82.5°C
Densidad normal	1.2 kg m^{-3}
Olor	Huevo podrido (el olor del biogás desulfurado es imperceptible)
Masa molar	16.043 kg kmol^{-1}

Figura 3.16: Características generales del biogás. Fuente: ([Ministerio de Energía \(2011b\)](#))

3.4.2.1. Factores determinantes en el proceso metanogénico (Producción de Biogás)

Es importante examinar algunos de los factores importantes del proceso metanogénico. Los microorganismos son altamente susceptibles a los cambios en las condiciones ambientales. Debido a esto, la biotecnología anaeróbica requiere de un cuidadoso monitoreo de las condiciones ambientales. Algunas de estas condiciones ambientales son: temperatura, tipo de materias primas, nutrientes y concentraciones de minerales traza, PH (generalmente cercano a la neutralidad), toxicidad y condiciones redox óptimas.

Las diversas materias primas que se pueden utilizar en la fermentación metanogénica, pueden ser residuos orgánicos de origen vegetal, animal, agroindustrial, forestal, doméstico, entre otros, a continuación se muestra una tabla con estos tipos de residuos:

Residuos de origen animal	estiércol, orina, guano, camas, residuos de mataderos (sangre y otros), residuos de pescados.
Residuos de origen vegetal	malezas, rastrojos de cosechas, pajas, forraje en mal estado.
Residuos de origen humano	heces, basura, orina.
Residuos agroindustriales	salvado de arroz, orujos, cosetas, melazas, residuos de semillas.
Residuos forestales	hojas, vástagos, ramas y cortezas.
Residuos de cultivos acuáticos	algas marinas, jacintos y malezas acuáticas.

Figura 3.17: Residuos orgánicos de diversos orígenes. Fuente: ([Ministerio de Energía \(2011b\)](#))

Las características bioquímicas que presenten estos residuos deben permitir el desarrollo y la actividad microbiana del sistema anaeróbico. El proceso microbiológico no solo requiere de fuentes de carbono y nitrógeno, sino que también deben estar presentes en un cierto equilibrio sales minerales (azufre, fósforo, potasio, calcio, magnesio, hierro, manganeso, molibdeno, zinc, cobalto, selenio, tungsteno, níquel y otros menores).

3.4.2.2. Producción según tipo de compuesto orgánico

Según las cantidades y proporciones de los compuestos orgánicos de cada residuo orgánico que sea descompuesto, es posible obtener distintas producciones de biogás, a

continuación se muestra la producción y composición teórica de biogás y metano en diversos compuestos orgánicos.

Compuesto orgánico	Fórmula química	Biogás m ³ /kg SV	CH ₄ m ³ /kg ST
Carbohidratos	C ₆ H ₁₀ O ₅	0,75	0,37
Lípidos	C ₁₆ H ₃₂ O ₂	1,44	1,44
Proteínas	C ₁₆ H ₂₄ O ₅ N ₄	0,98	0,49

Figura 3.18: Producción y composición teórica de biogás en diversos compuestos orgánicos.

Fuente: (Ministerio de Energía (2011b))

Es por esto, que dependiendo de la composición bioquímica de cada materia prima utilizada para la producción de biogás, se tendrá una dinámica de producción según la siguiente figura:

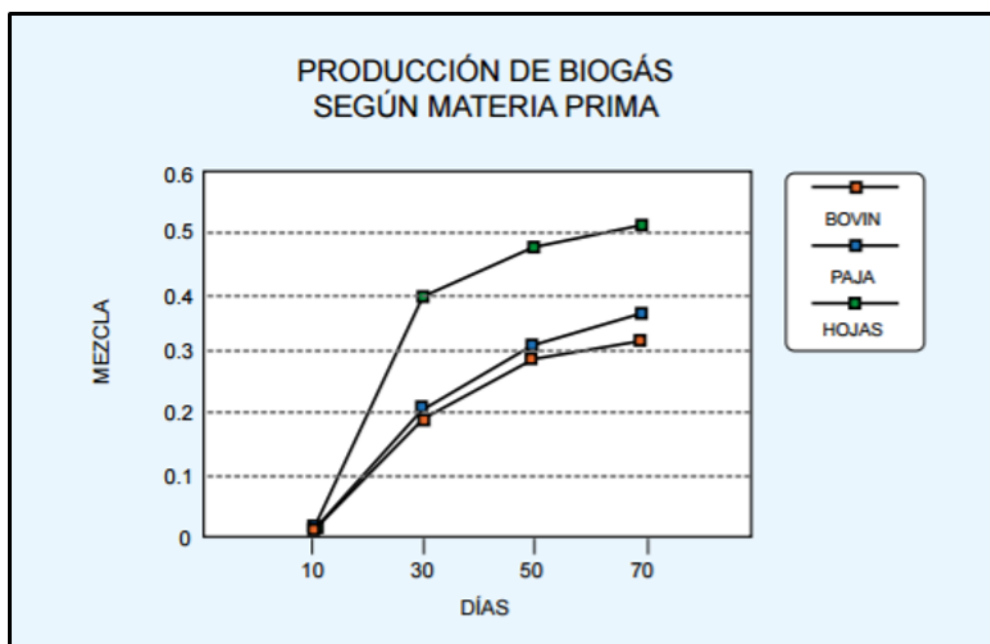


Figura 3.19: Producción de biogás según tipo de materia orgánica. Fuente: (Ministerio de Energía (2011b))

Para entrar más en detalle, a continuación se muestra la producción de biogás por tipo de residuo animal y vegetal.

Estiércol	Disponibilidad Kg/día*	Volumen de biogás	
		m³/kg húmedo	m³/día/año
Bovino (500 kg)	10.00	0.04	0.400
Porcino (50 kg)	2.25	0.06	0.135
Aves (2 kg)	0.18	0.08	0.014
Ovino (32 kg)	1.50	0.05	0.075
Caprino (50 kg)	2.00	0.05	0.100
Equino (450 kg)	10.00	0.04	0.400
Conejo (3 kg)	0.35	0.06	0.021
Excretas humanas	0.40	0.06	0.025

Figura 3.20: Producción de biogás por tipo de residuo animal. Fuente: (Ministerio de Energía (2011b))

Residuos	Cantidad residuo Ton/ha	Volumen de biogás	
		m³/Ton	m³/ha
Cereales (paja)			
Trigo	3.3	367	1200
Maíz	6.4	514	3300
Cebada	3.6	388	1400
Arroz	4.0	352	1400
Tubérculo (hojas)			
Papas	10.0	606	6000
Betarragas	12.0	501	6000
Leguminosas (paja)			
Porotos	3.2	518	1650
Habas	4.0	608	1400
Hortalizas (hojas)			
Tomate	5.5	603	3300
Cebolla	7.0	514	3600

Figura 3.21: Producción de biogás por tipo de residuo vegetal. Fuente: (Ministerio de Energía (2011b))

3.4.2.3. Tipos de biodigestores

Los biodigestores varían ampliamente de acuerdo a su complejidad y su uso. Los más sencillos caen dentro de la clasificación de digestores discontinuos, y los más complejos

se caracterizan por poseer dispositivos que permiten alimentarlos, proporcionándoles calefacción y agitación. Resulta conveniente clasificarlos según su modo de operación con relación a su alimentación o carga en los siguientes tipos:

A. Continuos:

Son aquellos donde la alimentación del digestor es un proceso ininterrumpido, el efluente que descarga es igual al afluente o material de carga que entra al digestor, con producciones de biogás uniformes en el tiempo. Son utilizados principalmente para el tratamiento de aguas negras. Corresponden a plantas de gran capacidad, de tipo industrial, en las cuales se emplean equipos comerciales para su alimentación. En este tipo de digestores, se genera una gran cantidad de biogás, generalmente se utiliza en aplicaciones industriales.

B. Semi continuos:

Son aquellos donde la primera carga que se introduce al digestor consta de una gran cantidad de materias primas. Posteriormente, se van agregando volúmenes de nuevas cargas de materias primas, calculados en función del volumen total del digestor y del tiempo de retención hidráulico. Se descarga el efluente regularmente en la misma cantidad del afluente que se incorporó. Este proceso es usado en el medio rural, principalmente para sistemas pequeños para uso doméstico.

Los diseños más populares son en digestor Indiano y el digestor Chino.

C. Discontinuos o régimen estacionario:

Son aquellos donde los digestores se cargan con las materias primas en una sola carga o lote. Después de un cierto período de fermentación, en el momento que el contenido de materias primas disminuye y el rendimiento del biogás empieza a decaer, se vacían los digestores y se alimentan nuevamente, dando inicio a un nuevo proceso de fermentación. Son conocidos como digestores Batch o Batelada.

3.4.2.4. Consideraciones de construcción

La tecnología del biogás presenta características propias que hacen complejo su análisis, esto debido a que no sólo interviene en el aspecto energético, sino que también tiene un impacto importante de difícil evaluación en ámbitos como la conservación del medio ambiente, el mejoramiento de suelos, la alimentación de animales, el mejoramiento de las condiciones de vida, entre otros. Existen una serie de factores que se deben tener en cuenta al momento de realizar una evaluación económica de esta tecnología, ya que pueden resultar limitantes, estos son los siguientes:

- Recolección de materias primas, transporte y acondicionamiento
- Almacenamiento del biogás, transporte y uso
- Almacenamiento del efluente, transporte y uso

Con respecto a lugar donde se desea ubicar el digestor es de gran importancia, ya que incidirá en el éxito o fracaso de la operación del sistema, hay que tener en consideración las siguientes premisas para lograr escoger un lugar adecuado:

- Debe estar cerca del lugar donde se consumirá el gas, ya que las tuberías son caras y las presiones obtenidas no permiten el transporte de distancias mayores a 30 metros.
- Debe estar cerca del lugar donde se recogen los desperdicios para evitar el acarreo, que puede implicar en mayores costos.
- Debe estar en un lugar cercano al de almacenamiento del efluente, y con una pendiente adecuada para facilitar el transporte y salida de este mismo.
- Debe estar a por lo menos 10 o 15 metros de cualquier fuente de agua para evitar posibles contaminaciones.

- Debe ubicarse en un lugar donde preferentemente este protegido de vientos fríos y donde se mantenga lo más estable posible la temperatura, tratando de que reciba el máximo de energía solar posible.

Con respecto al tipo de biodigestor, la elección debe considerar los siguientes criterios:

- Inversión que se quiere realizar
- Energía que se quiere obtener
- Cantidad de biomasa que se tiene para alimentar al digestor
- Tamaño requerido del digestor
- Características del lugar en cuanto a mantos rocosos

3.4.3. Beneficios de las ERNC

La implementación de energías renovables no convencionales para la generación trae una serie de beneficios, dentro de los más importantes, se tiene que este tipo de energías son muy estables y son independientes de los costos y variación del petróleo y sus derivados, es decir, se disminuye la incertidumbre del precio de la energía, por otro lado estas energías poseen un suministro confiable y estable en períodos largos de tiempo, ya que utilizan recursos naturales abundantes en la naturaleza.

Por otro lado, este tipo de proyectos que involucran a las ERNC tienen plazos construcción y maduración cortos, ya que normalmente no son proyectos extremadamente grandes, lo cual provee de flexibilidad en caso de querer ampliar o adaptar algún proyecto ya ejecutado.

Otro beneficio importante es el bajo impacto ambiental que generan este tipo de energías, tema muy importante e influyente en la implementación de plantas de generación de energía.

3.5. Evaluación de proyectos

La evaluación de proyectos es una herramienta o instrumento que genera información necesaria, la cual permite emitir un juicio sobre la conveniencia y confiabilidad en el beneficio otorgado por la ejecución del proyecto en estudio. Es de suma importancia realizar evaluaciones de proyectos debido a que el mercado se ha vuelto cada vez más exigente, y por ende es necesario asegurarse que la asignación de recursos y el financiamiento sean capaces de cumplir las expectativas de los actores interesados.

Según [Vargas \(2011\)](#), el cual describe en la Guía para Evaluación de Proyectos PMBok, la suma de conocimientos involucrados en la administración y evaluación de proyectos, según el PMBok existen nueve áreas de conocimiento sobre las cuales se trabaja al momento de evaluar un proyecto, estas son:

1. Gestión de la integración del proyecto: Incluye los procesos y actividades necesarios para identificar, definir, combinar, unificar y coordinar los procesos y actividades del proyecto.
2. Gestión del alcance del proyecto: Incluye los procesos necesarios para garantizar que el proyecto se desarrolle de forma correcta para cumplir todos los requerimientos fijados.
3. Gestión de tiempo del proyecto: Incluye los procesos requeridos para administrar la finalización del proyecto y sus etapas en el tiempo determinado.
4. Gestión de costos del proyecto: Incluye todos los procesos involucrados en estimar, presupuestar y controlar los costos de modo que se complete el proyecto dentro del presupuesto estipulado.
5. Gestión de calidad del proyecto: Incluye los procesos y actividades de la organización ejecutora que establece las políticas, objetivos y responsabilidades de calidad para que el proyecto satisfaga las necesidades para las que fue emprendido.

6. Gestión de recursos humanos del proyecto: Incluye los procesos que organizan, gestionan y conducen el equipo del proyecto.
7. Gestión de comunicaciones del proyecto: Incluye los procesos necesarios para garantizar que la recopilación, distribución, almacenamiento y disposición de la información del proyecto sean adecuados, oportunos y entregados a quien corresponda.
8. Gestión de riesgos del proyecto: Incluye los procesos relacionados con llevar a cabo la planificación de la gestión de riesgos, así como la identificación, análisis, planificación de respuestas y control de riesgos de un proyecto.
9. Gestión de adquisiciones del proyecto: Incluye los procesos de compra o adquisición de los productos, servicios o resultados que es necesario obtener fuera del equipo del proyecto.

Es importante tener claro, que la evaluación de proyectos, está relacionada de acuerdo al ámbito de desarrollo del estudio en cuestión, es por esto que los proyectos se pueden clasificar en proyectos privados y proyectos sociales. Tanto la evaluación social como privada usan criterios similares al momento de estudiar la viabilidad de un proyecto, sin embargo, difieren en la valoración de las variables que determinan los costos y beneficios asociados. La evaluación de proyectos privados, trabaja con el criterio de precios de mercado, mientras que la evaluación social de proyecto, lo hace con precios sombra o sociales. A continuación se procede a definir ambos tipos de evaluación:

3.5.1. Evaluación de proyectos privados

En este tipo de evaluación, la naturaleza del proyecto y los objetivos de sus inversionistas y ejecutores definirán la relevancia de cada tipo de evaluación. Para proyectos realizados por inversionistas del sector privado, podría esperarse que la única evaluación que se toma en cuenta para la toma de decisiones es la evaluación financiera, ya que el objetivo de los ejecutores se relaciona con la maximización de ganancias financieras.

La evaluación de proyectos pretende medir objetivamente ciertas magnitudes cuantitativas resultantes del estudio del proyecto, que dan origen a diversos coeficientes de evaluación, es importante poder plantear los supuestos y premisas válidos que hayan sido sometidos a convalidación a través de diversos métodos con el objetivo obtener resultados correctos. Para la evaluación de proyectos privados, estas premisas y supuestos deben nacer de la realidad en la cual el proyecto está inmerso y en el cual deberá rendir al máximo sus beneficios.

La evaluación de proyectos privados es un instrumento que provee información a quien debe tomar decisiones de inversión. Esta evaluación consiste en estudiar la rentabilidad financiera del proyecto desde un punto de vista específico, esta evaluación financiera examina el impacto de un proyecto o una política sobre las ganancias en las entidades relacionadas.

3.5.2. Evaluación de proyectos sociales

Cuando un proyecto es realizado por el sector público, generalmente es de esperar que el objetivo que motive la realización del proyecto no se relacione con la rentabilidad sobre la inversión, si no que busque satisfacer alguna necesidad de la comunidad o hacer un aporte al bienestar colectivo.

La evaluación de tipo social, también examina el proyecto desde el punto de vista nacional, es decir, no sólo evalúa la contribución al bienestar colectivo, sino que también a los objetivos de la política social de redistribución de ingresos y riquezas. Hay que tomar en cuenta que dentro de un proyecto social, la evaluación financiera y económica generan información valiosa, la cual permite al Estado fijar una posición para promover proyectos que aporten al bienestar colectivo.

Esta evaluación debe ser compatible con los propósitos de la gestión pública, por lo general, los gobiernos en los países en desarrollo sintetizan sus objetivos y metas en un plan de desarrollo, el cual incluye, entre muchas otras cosas, disminuir las tasas de desempleo, mejorar la distribución en el ingreso y estimular el sector de la economía.

El ente encargado de realizar las evaluaciones de proyectos sociales en el país es el Ministerio de Desarrollo Social, el cual administra y normaliza el subsistema de evaluación ex ante del Sistema Nacional de Inversiones. El Ministerio de Desarrollo Social realiza un conjunto de actividades destinadas a apoyar el proceso de toma de decisiones en la asignación de recursos públicos.

Entre sus principales funciones se distinguen las siguientes: revisión de las iniciativas de inversión postuladas a financiamiento público, preparación y actualización de metodologías para la evaluación de proyectos, cálculo de los precios sociales, administración de un inventario actualizado de proyectos en las distintas etapas del ciclo de vida y la evaluación ex post de proyectos.

En las decisiones de inversión pública, la evaluación social de proyectos es una herramienta ampliamente utilizada, cuyo fin es determinar la conveniencia para la sociedad de ejecutar determinados proyectos. Para realizar una correcta evaluación social de proyectos se requiere valorizar tanto beneficios y costos, utilizando precios sociales. El objetivo de la estimación de los precios sociales es disponer de valores que reflejen el verdadero beneficio o costo para la sociedad de utilizar unidades adicionales de recursos durante la ejecución y operación de un proyecto de inversión.

Existen a grandes rasgos 2 grandes evaluaciones al momento de evaluar un proyecto social, las cuales se describen a continuación:

La Evaluación Social Ex Ante, corresponde al conjunto de normas, instrucciones y procedimientos que posibilita a las instituciones públicas a disponer de una cartera de iniciativas de inversión socialmente rentables y en condiciones de asignarles recursos para su ejecución. Por otro lado, la Evaluación Social Ex Post es el análisis de los resultados logrados una vez que el proyecto entra en operación para medir el grado de cumplimiento de los objetivos propuestos, esto permite retroalimentar y actualizar metodologías, parámetros y

supuestos del análisis técnico y económico (evaluación ex ante), para así entregar insumos que permitan efectuar las correcciones con el objetivo de perfeccionar los procesos y los procedimientos de inversión vigentes.

A continuación se mostrará la metodología utilizada para realizar la evaluación de este tipo de proyectos, es así como se puede adoptar un enfoque costo-beneficio o un enfoque costo-eficiencia, dependiendo si es posible cuantificar o valorar los beneficios del proyecto.

1. Enfoque Costo Beneficio:

El objetivo de la evaluación es determinar si los beneficios que se obtienen son mayores que los costos involucrados, para esto se necesita identificar, medir y valorar los costos y beneficios del proyecto. A continuación se detallan los procesos de este enfoque:

A. Identificación de los beneficios: Los beneficios generados por un proyecto dependerán de la naturaleza de este

B. Cuantificación de los beneficios: Consiste en asignar unidades de medida apropiadas a los beneficios identificados

C. Valoración de los beneficios: Implica asignar un valor monetario a los beneficios identificados y cuantificados anteriormente, esto se puede hacer mediante precios de mercado, en aquellos casos donde no se presenten distorsiones como impuestos o subsidios, o aplicando precios sociales calculados por el Ministerio de Desarrollo Social

D. Identificación de costos: Consiste en identificar todos aquellos recursos utilizados para su materialización, en las etapas de diseño, ejecución y operación

E. Cuantificación de costos: Consiste en asignar unidades de medida apropiada a los costos identificados

F. Valoración de costos: La valoración de costos de inversión, operación, mantenimiento y conservación, se realiza principalmente a través de los precios de mercado, sin embargo, dado que se está realizando una evaluación social, es necesario realizar ajustes para reflejar el verdadero costo para la sociedad de utilizar recursos en el proyecto

G. Flujo de beneficios netos: Una vez valorados los costos y beneficios del proyecto, debe calcularse el flujo de beneficios netos, para cada período del horizonte de evaluación del proyecto

H. Indicadores de rentabilidad: A partir de los flujos de beneficios netos, deben calcularse los indicadores de rentabilidad (Valor actual neto (VAN) y Tasa interna de retorno (TIR))

2. Enfoque Costo-Eficiencia:

En este enfoque, el objetivo de la evaluación es indicar aquella alternativa de solución que presente el mínimo costo para los mismos beneficios. Es por esto, que para poder aplicar este enfoque, es fundamental tener alternativas que entreguen beneficios comparables, de tal forma de poder evaluar cuál de ellas es más conveniente desde el punto de vista técnico-económico. Este enfoque se aplica cuando existe dificultad para cuantificar o valorar los beneficios del proyecto, especialmente cuando esto conlleva la aplicación de juicios de valor. En estos casos, se reconoce que los beneficios son deseados por la sociedad y por lo tanto, el criterio a aplicar es el del mínimo costo posible, por lo cual, en un enfoque de evaluación costo-eficiencia no se valoran los beneficios, si no sólo sus costos involucrados.

Para la identificación, cuantificación y valoración de los costos, aplica la misma metodología mencionada anteriormente, los indicadores utilizados por este enfoque resumen todos los costos del proyecto, tanto de inversión, como de operación, mantenimiento y conservación, algunos de estos son:

A. Valor actual de costos: Permite comparar alternativas de igual vida útil

B. Costo anual equivalente: Permite comparar alternativas de distinta vida útil



4 | Contexto Villa Alemana

4.1. Diagnóstico territorial

El diagnóstico territorial expuesto en este capítulo se basa en [Ecoenergías \(2016\)](#)

4.1.1. Área de influencia

Villa Alemana cuenta con un 85 % de su superficie como zona urbana, es por esto que la Estrategia Energética local ha decidido focalizarse en dicha zona y sus proyecciones futuras de expansión, que en total abarcan un 98 % de la comuna. A continuación se muestra un mapa, donde la zona de color gris, es el área en la cual se va a trabajar en este proyecto.



Figura 4.1: Mapa Área de influencia. Fuente: ([Ecoenergías \(2016\)](#))

4.1.2. Datos generales

Villa Alemana se caracteriza por ser una ciudad compuesta principalmente por el área de servicios y la residencial, no cuenta con grandes industrias ni comercio. Un 85 % de la superficie útil de la comuna es zona urbana. La población ha crecido más rápido que el promedio nacional en los últimos años. A continuación se presenta una tabla con los datos generales de la comuna.

Tabla 4.1: Datos generales (*Proyectada en base a datos del CENSO 2002). Fuente: ([Ecoenergías \(2016\)](#))

Región	Valparaíso
Provincia	Marga Marga
Superficie	97 km ²
Altitud Media	144 metros sobre el nivel del mar
Población año 2015*	138.348

Tabla 4.2: Ingreso hogar promedio. Fuente: ([Ecoenergías \(2016\)](#))

Ingreso promedio	Región (Región V)	País (Chile)
216.070	197.558	188.253

Se puede apreciar que el ingreso promedio por hogar per cápita es levemente superior al promedio nacional.

4.1.3. Fuentes de información

En el proceso de levantamiento de información sobre la comuna de Villa Alemana, se contó con la participación de diversos actores relevantes de la comuna y de la región, esto junto con la información obtenida de fuentes de organización pública permitió obtener información suficiente, con la cual se puede trabajar en la confección de la Estrategia Energética Local de la comuna. A continuación se muestran las principales fuentes de información utilizadas:

Entrevistas:

- Marcelo Paredes, SECPLA, I. Municipalidad de Villa Alemana
- Florinda Muñoz, Directora Ambiental Municipal, I. Municipalidad de Villa Alemana
- José Sabat, Alcalde, I. Municipalidad de Villa Alemana
- SERVIU

Estudios:

- PLADECO Villa Alemana 2010-2014
- Plan Regulador, Villa Alemana
- CENSO 2002, INE
- Informe de Territorio, Villa Alemana, 2010, Ministerio de Desarrollo Social
- Reportes Estadísticos comunales 2015, INE

4.1.4. Proyección

Se proyecta que la comuna tenga:

- Un crecimiento poblacional considerable
- Un aumento del tráfico y necesidades de transporte, esto debido al aumento poblacional y a la ubicación de la comuna
- Necesidades hídricas, esto debido a la posición geográfica de Villa Alemana, su nivel de consumo y su baja pluviosidad, esto sumado al contexto de sequía en Chile
- Escasez de empleos locales
- Mejoras en la conectividad, esto debido a su privilegiada ubicación, como un corre-

dor estratégico que forma parte del Troncal Sur y de Merval.

Luego de mostrar los datos generales de la comuna y sus futuras proyecciones, es posible darse cuenta que Villa Alemana es una ciudad con altas proyecciones de crecimiento, por lo que se espera que su consumo vaya en aumento en el corto y mediano plazo.

Con respecto a la cultura y visión medioambiental, luego de una serie de entrevistas realizadas a juntas de vecinos y actores relevantes del proyecto, es posible apreciar que es posible potenciar iniciativas para el uso responsable de la energía, junto con el uso de energías renovables que permitan obtener una mayor eficiencia energética en la comuna.

4.2. Diagnóstico energético

4.2.1. Análisis climático

El clima de Villa Alemana es templado y cálido. En invierno existe mayor precipitación que en verano, la temperatura promedio anual es de 14,7° C. Por otro lado las precipitaciones anuales son de 460 mm aproximadamente.

La clasificación del clima según Köppen-Geiger es Csc, lo cual lo caracteriza como un clima Subpolar oceánico con verano seco.

A continuación se muestra un climograma de la comuna:

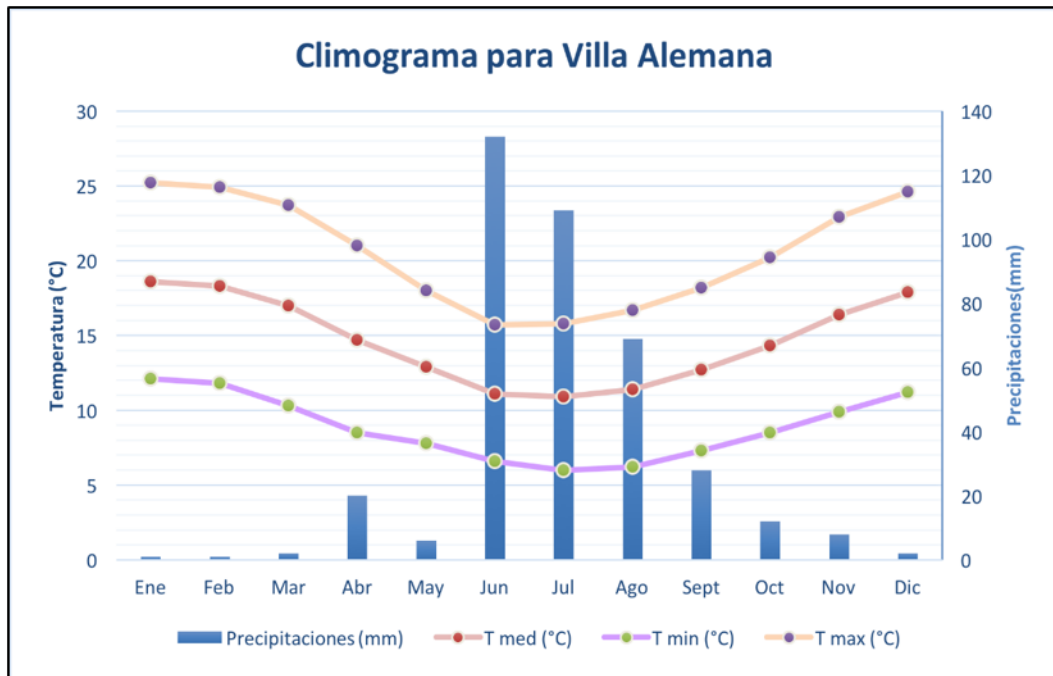


Figura 4.2: Climograma de Villa Alemana. Fuente: (Ecoenergías (2016))

Del climograma se puede apreciar que el mes más seco del año es Enero con 1 mm de precipitaciones, caso contrario con Junio, que es el mes que posee más precipitaciones en el año con 132 [mm].

Por otro lado, se aprecia que el mes más caluroso del año es Enero con 18,6°C promedio. El mes más frío del año es Julio con 10,9°C promedio.

Utilizando los datos de radiación del Explorador Solar (<http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar3/>), herramienta del Ministerio de Energía, se pudo obtener que la radiación solar incidente en el plano horizontal para Villa Alemana a lo largo de un año se comporta de la siguiente forma:

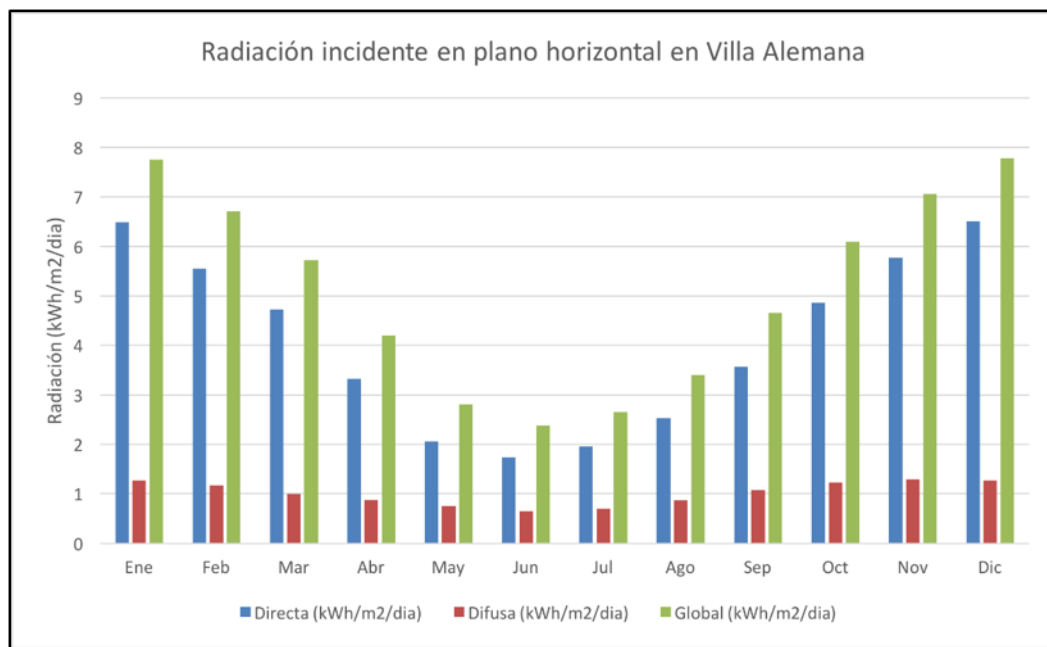


Figura 4.3: Radiación incidente. Fuente: (Ecoenergías (2016))

De este diagrama se puede apreciar que los meses con mayor radiación incidente son Enero y Diciembre, con valores cercanos a los 8 [Kwh/m2/día] . Mientras que el mes con menor radiación incidente es Junio con 2,4 [Kwh/m2/día] aproximadamente.

Es importante mencionar que la radiación directa es la que proviene directamente del sol, mientras que la radiación difusa es aquella recibida de la atmósfera como consecuencia de la dispersión de parte de la radiación del sol en esta misma, esta radiación puede llegar a ser un 15 % aproximadamente en los días soleados, mientras que en los días nublados este tipo de radiación aumente de manera considerable.

A continuación se presenta un gráfico que expone la nubosidad presente en Villa Alemana a lo largo de un año.

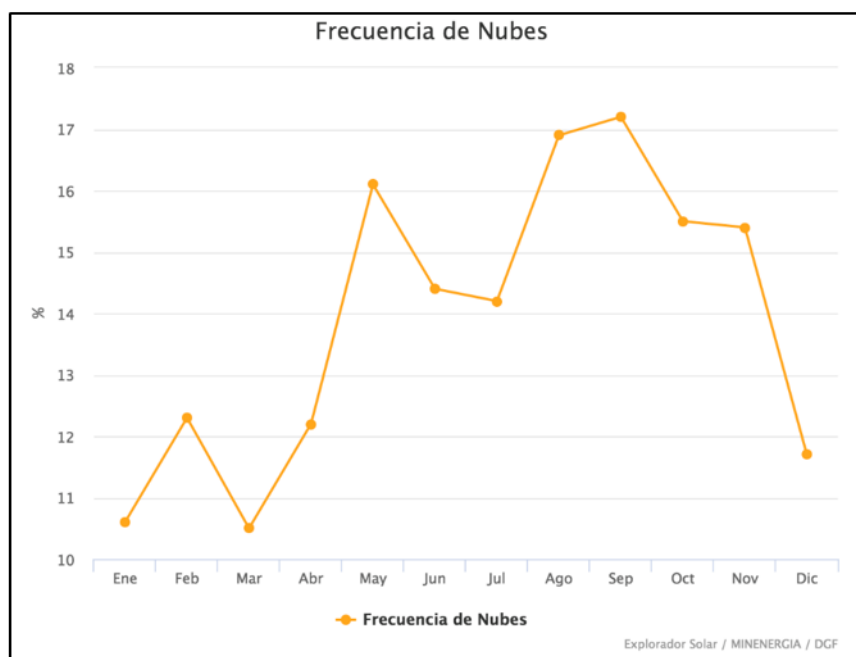


Figura 4.4: Nubosidad a lo largo del año en Villa Alemana. Fuente: (Ecoenergías (2016))

Del siguiente gráfico se puede apreciar que los meses de mayor nubosidad en el año son los meses de Agosto y Septiembre con un 17 % aproximadamente de frecuencia de nubes, es por esto que se espera que en estos meses exista una mayor radiación difusa que en el resto de los meses del año.

4.2.2. Consumo de energía eléctrica

La energía que se consume en la comuna proviene en su totalidad del SIC, donde predomina la generación termoeléctrica e hidroeléctrica de embalses y de pasada. La producción de electricidad mediante ERNC corresponde a un 11,1 % del total, particularmente la generación mediante plantas solares y eólicas corresponde respectivamente a un 2 % y 3 % del total.

Es posible apreciar según estos valores, que la generación de energía es muy dependiente de los combustibles fósiles, y que existe una escasa contribución de las ERNC.

Para la región de Valparaíso, la energía eléctrica es distribuida en su totalidad por la

empresa Chilquinta. En la generación de energía eléctrica se tiene una composición donde predominan las plantas termoeléctricas, donde la utilización de ERNC para la generación de energía eléctrica es casi nula. A continuación se muestra un gráfico que muestra la capacidad instalada de producción de las centrales de generación de energía:

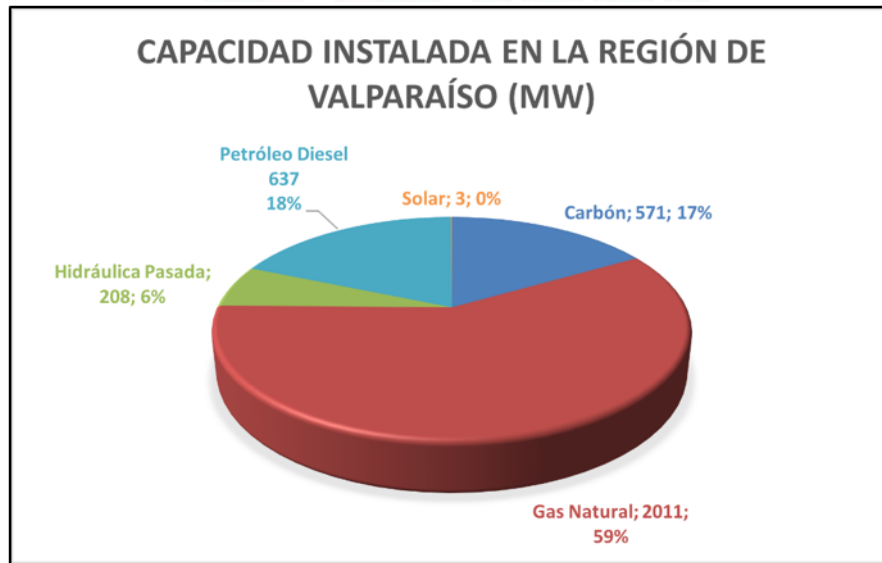


Figura 4.5: Capacidad instalada en Valparaíso. Fuente: (Ecoenergías (2016))

4.2.2.1. Consumo eléctrico en Villa Alemana

Con respecto a la distribución de consumos eléctricos en la comuna, se tiene que el 73 % de los consumos provienen del sector residencial (Datos obtenidos de Chilquinta (www.chilquinta.cl)), el 12,4 % provienen del sector público (Datos obtenidos de la municipalidad) y el 14,5 % provienen del sector comercial e industrial. Esto demuestra las características de la comuna de Villa Alemana, una comuna residencial y de servicios.

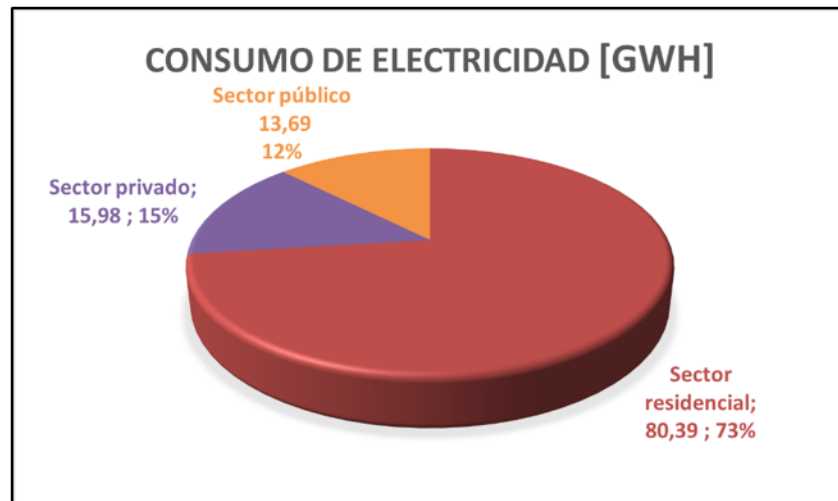


Figura 4.6: Consumo de energía eléctrica por sector. Fuente: (Ecoenergías (2016))

A. Sector residencial

El consumo eléctrico anual del sector residencial es del orden de los 80,3 [GWh], lo cual corresponde a un 73 % del consumo total de la comuna. Gracias a información entregada por la distribuidora Chilquinta, se pudo formar un gráfico para observar la forma en que se consume la energía en el sector residencial, a continuación se muestra el consumo diario de energía eléctrica para un cliente residencial promedio.

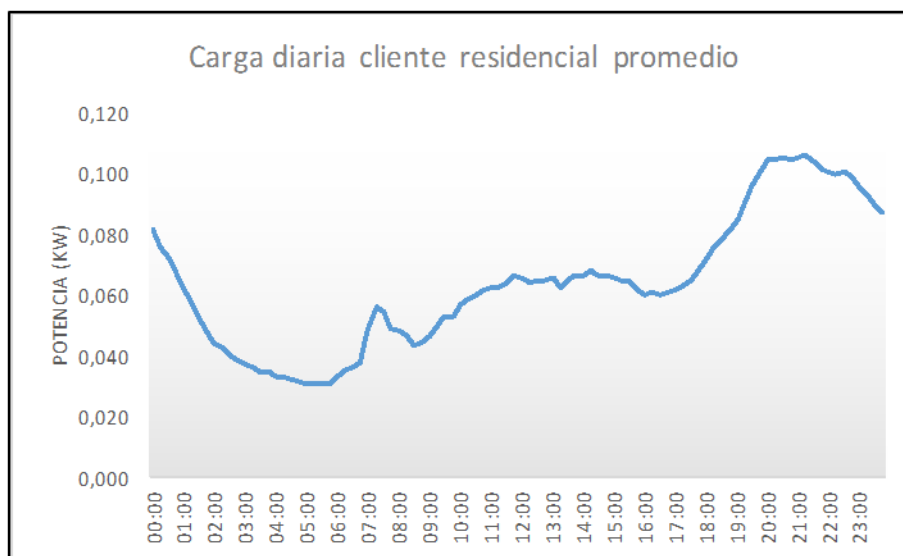


Figura 4.7: Curva de carga diaria de un cliente residencial. Fuente: (Ecoenergías (2016))

Analizando este gráfico, se puede apreciar que la forma en que se consume la energía eléctrica en el sector residencial, deja ver una gran posibilidad para autoabastecerse mediante el uso de ERNC, esto principalmente mediante energía solar debido al consumo que existe en las horas de sol, es decir, permite utilizar y almacenar energía durante las horas de menos radiación solar y a la vez, de menor consumo eléctrico, para luego utilizar dicha energía almacenada en los horarios sin radiación solar y con mayor consumo eléctrico.

B. Sector privado

El consumo eléctrico anual del sector privado es del orden de los 16 [GWh], lo cual corresponde a un 14.5 % del consumo total de la comuna.

El sector privado se puede descomponer en el sector industrial, el cual consume 15,2 [GWh], correspondiente al 95 % del consumo total, y en el sector comercial, el cual consume 0,77 [GWh], correspondiente al 5 % del consumo total, este a su vez se descompone en seis subsectores. A continuación se muestra la distribución del sector privado de la comuna.

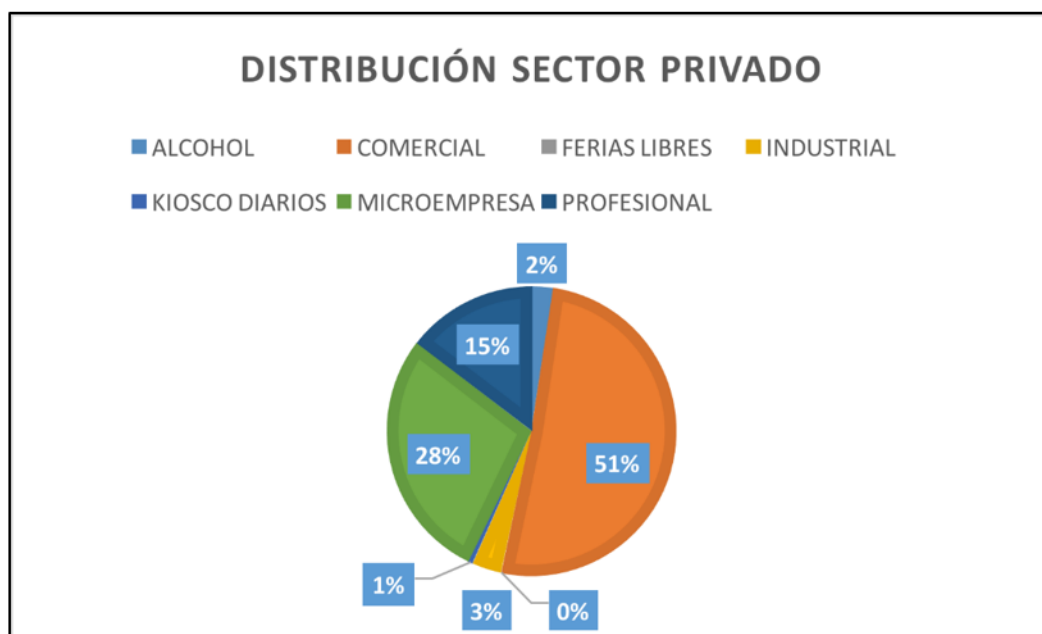


Figura 4.8: Distribución ponderada de clientes privados. Fuente: (Ecoenergías (2016))

De este gráfico se puede apreciar que el sector industrial corresponde a un 30 % de la cantidad de clientes del sector privado, sin embargo, este sector es el que mayor energía eléctrica en alta tensión consume (95 % del consumo total del sector privado).

Debido al tipo de actividad que realiza el sector comercial, se ha considerado que este sector utiliza tarifas no BT1 en baja tensión (Tarifas BT, excepto BT1), por su parte, para el sector industrial, el consumo se hace en alta tensión, la cual corresponde a la tarifa AT 4.3.

C. Sector público

El consumo eléctrico anual del sector público es del orden de los 13,7 [GWh], lo cual corresponde a un 12.4 % del consumo total de la comuna. Este consumo se puede subdividir en el consumo de edificios municipales y en el consumo del alumbrado público. Las luminarias públicas concentran el 92 % del consumo eléctrico público.

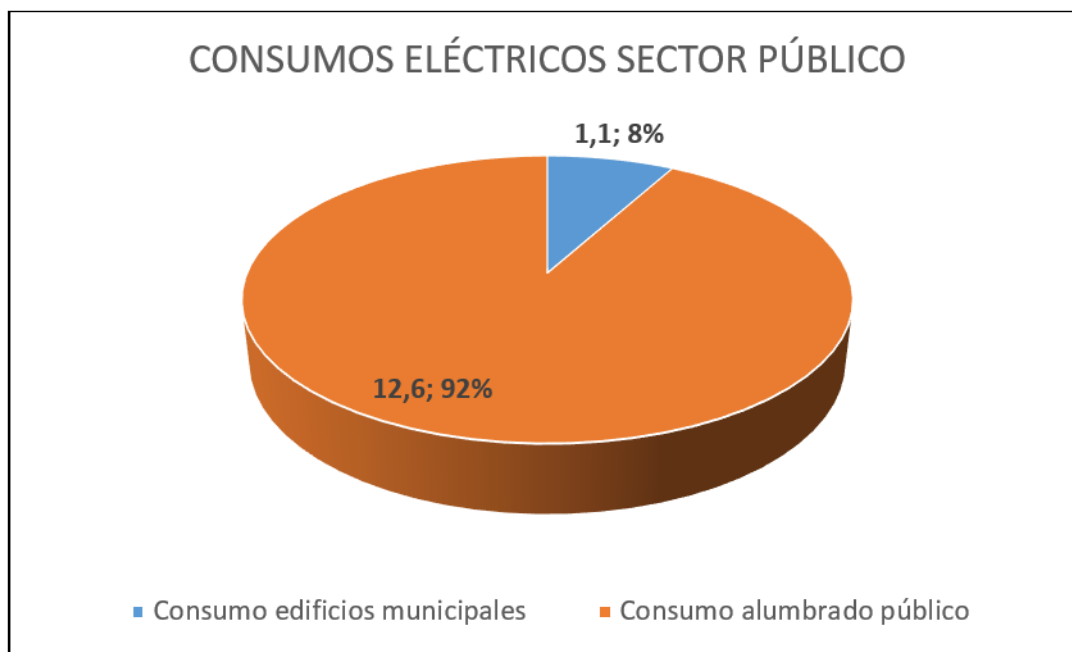


Figura 4.9: Consumo de energía eléctrica en el sector público. Fuente: (Ecoenergías (2016))

Se puede apreciar que el mayor consumo eléctrico del sector público corresponde al alumbrado público, es por esto que la Municipalidad está realizando un proyecto que consiste en el recambio de las luminarias convencionales por luminarias tipo LED.

Por otra parte, los edificios públicos se pueden subdividir principalmente en: colegios públicos (68 %), consultorio y hospitales (14 %), estadio (11 %), donde es posible apreciar que los colegios públicos son los mayores consumidores de energía eléctrica en los edificios públicos.

4.2.3. Consumo de energía térmica

En la comuna, el principal combustible que se consume es el gas natural, abarcando casi el 69 % del total de combustibles de energía térmica. El consumo térmico según el tipo de combustible es el siguiente: Gas natural (27,6 [GWh]), GLP (9 [GWh]) y Kerosene (3,5 [GWh]), lo cual indica un consumo total de 40 [GWh].



Figura 4.10: Consumo de energía térmica por tipo de combustible. Fuente: (Ecoenergías (2016))

Para ver el perfil de consumo con respecto a energía térmica de la comuna, se realiza un gráfico con los distintos tipos de combustible a lo largo del año 2015 con sus respectivos consumos.

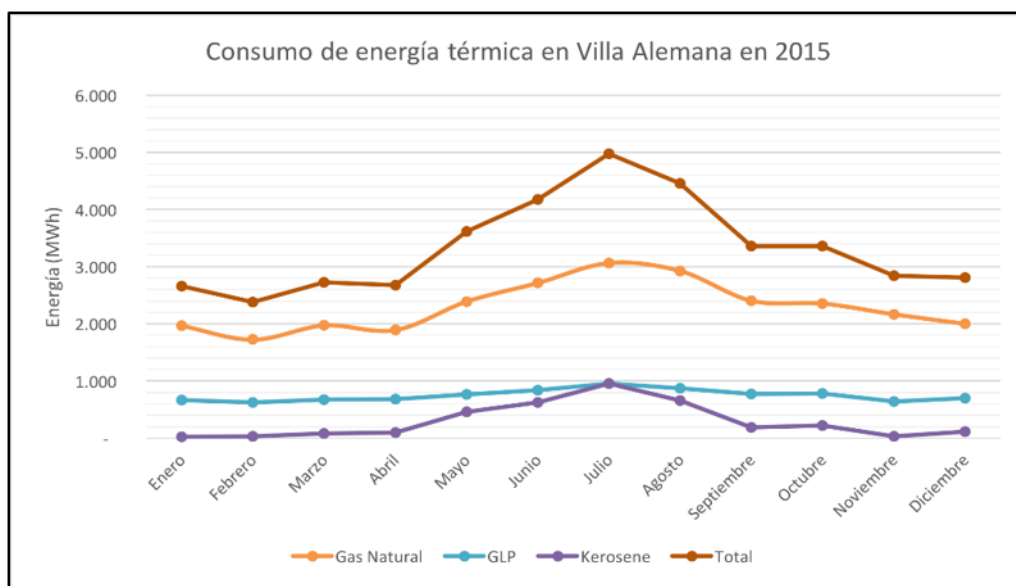


Figura 4.11: Perfil de consumo térmico año 2015. Fuente: (Ecoenergías (2016))

Como se puede apreciar, el consumo de combustibles se distribuye de igual forma que el consumo por electricidad, esto debido a la naturaleza de la comuna, como se mencionó anteriormente para el consumo eléctrico.

Siguiendo la línea de trabajo realizada en el consumo eléctrico de la comuna, se procede a mostrar cómo se distribuyen los consumos eléctricos en la comuna según el sector.

Tabla 4.3: Consumo de energía térmica por sector. Fuente: (Ecoenergías (2016))

	Consumo térmico [GWh]	[%]
Sector residencial	29,24	73,00 %
Sector comercial	5,81	14,50 %
Sector público	4,98	12,40 %
Total	40,03	100,00 %

Es posible apreciar que al igual que el consumo eléctrico, el mayor porcentaje de consumo de energía térmica se lo lleva el sector residencial, esto debido a las características de la comuna.

4.2.4. Energía eléctrica v/s Energía térmica

Luego de haber analizado ambos tipos de energías, sus respectivos consumos y distribución por sector en la comuna, se procedió a analizar la relevancia de cada una de estas energías consumidas en la comuna. El consumo total de energía en la comuna, entiéndase por energía eléctrica y térmica es de 150 [GWh/año], de los cuales un 73 % corresponden al consumo de energía eléctrica, el resto corresponde al consumo de energía térmica, esto puede ser producto de la baja eficiencia energética de los equipos eléctricos utilizados por el sector residencial, es por esto que ese es un foco importante en el plan de acción de este proyecto.

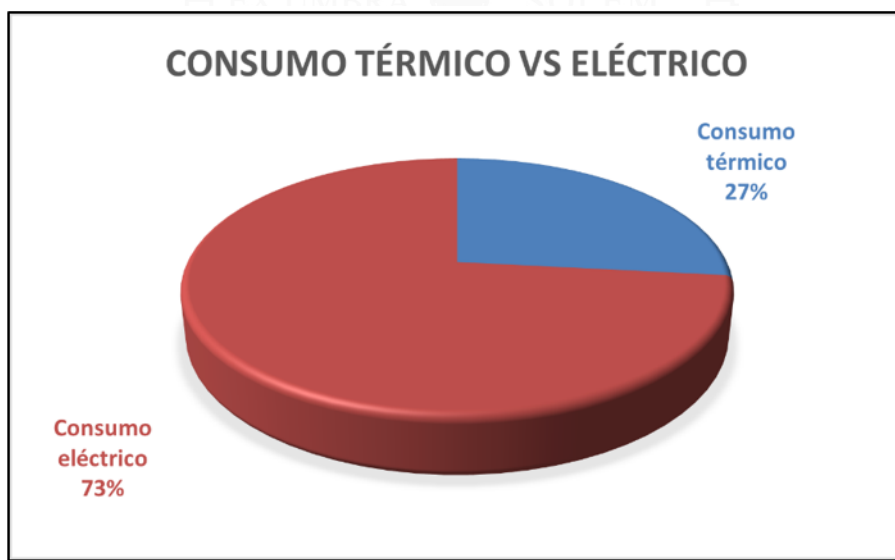


Figura 4.12: Comparación entre consumo eléctrico y térmico. Fuente: (Ecoenergías (2016))

4.2.5. Precio de la energía

4.2.5.1. Electricidad

Gracias a la información brindada por la distribuidora Chilquinta, se pudo acceder a los precios de la electricidad en Villa Alemana, a continuación se muestran los precios de la electricidad por tipo de tarifa desde el año 2011 en adelante.

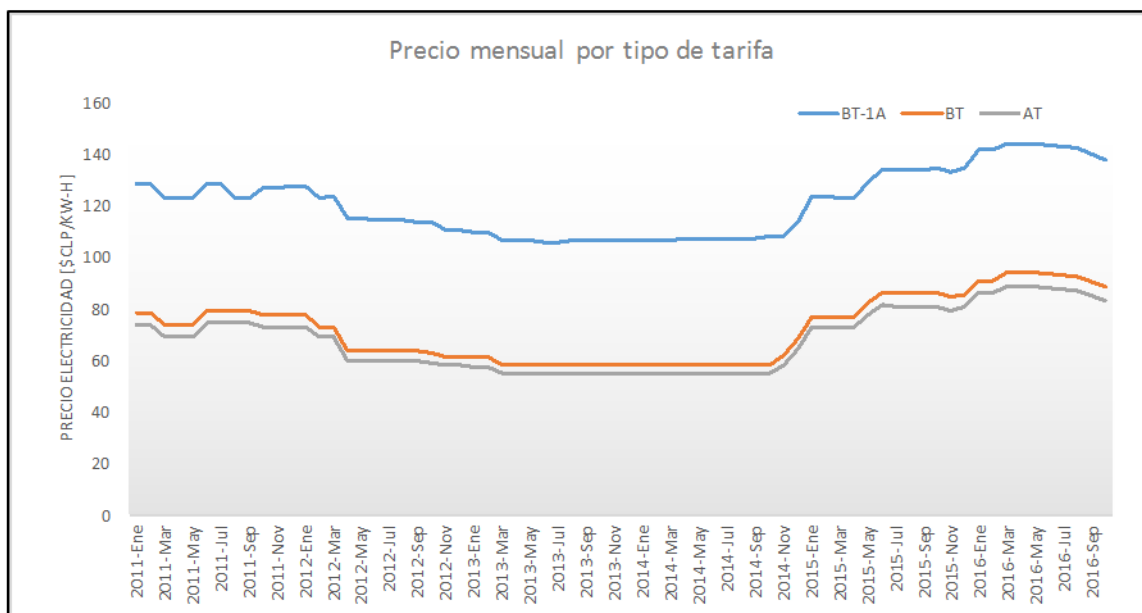


Figura 4.13: Precios de la electricidad según tipo de tarifa. Fuente: (Ecoenergías (2016))

Se puede apreciar que el precio de la electricidad se mantuvo estable desde el año 2012 al 2014, donde en Noviembre empezó a subir bruscamente hasta principios del año 2016. Actualmente el precio de la energía eléctrica ha ido disminuyendo levemente a lo largo del año.

4.2.5.2. Gas licuado de petróleo

Los precios del GLP según la Abastible en la región de Valparaíso para cilindros de 11 [kg], 15[kg] y 45 [kg] desde el año 2000 hasta hoy en día se muestran a continuación.

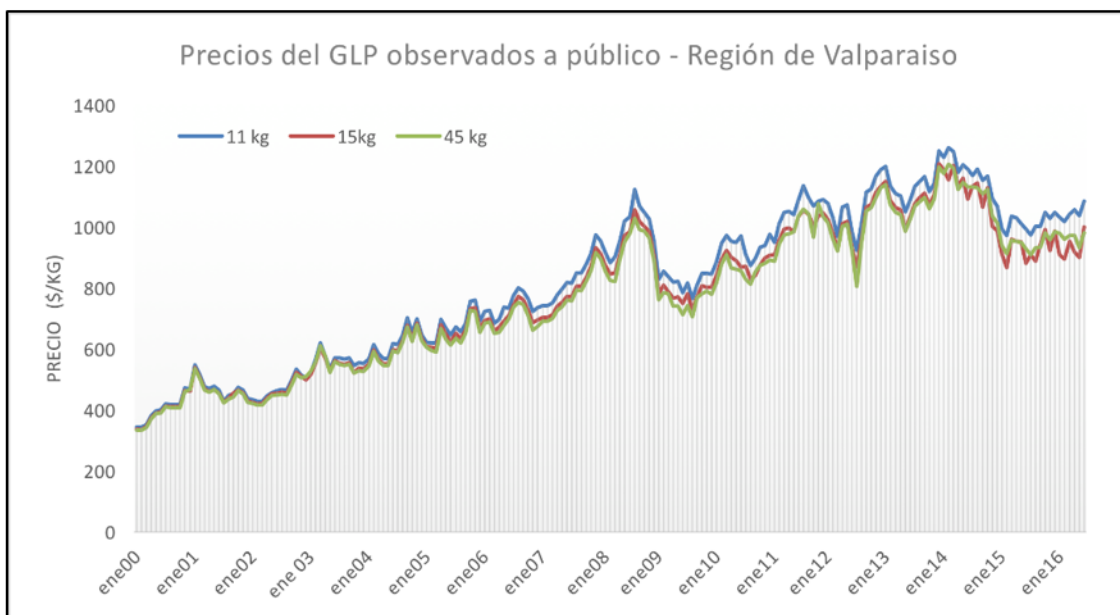


Figura 4.14: Promedio regional del precio del GLP. Fuente: (Ecoenergías (2016))

Se puede apreciar que los últimos dos años el precio del GLP se ha mantenido relativamente constante, por otro lado se tiene que el precio del GLP para Villa Alemana en el año 2016 fue de:

Tabla 4.4: Precio GLP en Villa Alemana 2016. Fuente: (Ecoenergías (2016))

Cilindro 11 kg	1.013 [\$/kg]
Cilindro 15 kg	900 [\$/kg]
Cilindro 45 kg	937 [\$/kg]

4.2.5.3. Gas natural

El abastecimiento de gas natural para la comuna se realiza a través de la distribuidora GasValpo, las tarifas según el consumo mensual se muestran a continuación.

Consumo Mensual		Tarifas Tramo
M³ GN std./mes		\$/M³ GN std
Mayor que	Hasta	Incluye IVA
0	5	1.136
5	10	1.035
10	20	931
20	30	785
30	40	849
40	60	907
60	100	907
100	150	768
150	300	835
300	500	835
500	750	835
750	1.000	728
1.000	1.500	685
1.500	3.000	728
3.000	y más	745
Grado interrupción: 0		
Cargo mínimo mensual se aplica sólo para consumo sobre 0 hasta 5 m³/mes y equivale a \$5.680		
Entrada en vigencia: 01 de Octubre de 2016.		

Figura 4.15: Precio Gas natural en Villa Alemana 2016. Fuente: ([Ecoenergías \(2016\)](#))

Para el caso del gas natural, se tiene que el precio promedio de la región es similar al precio de la comuna, esto ocurre para todas las energías mencionadas anteriormente.

4.3. Potencial de ERNC

4.3.1. Potencial solar

Es importante mencionar que todos los valores de radiación que se utilizaron para el cálculo del potencial y sus respectivas simulaciones se obtuvieron de la plataforma Explorador Solar del Ministerio de Energía. Por otro lado cabe destacar que los valores son de un punto geográfico representativo promedio de las condiciones de la comuna (-33,0529°S, -71,3835°O).

Villa Alemana goza de una muy buena radiación, alcanzando un valor de 1810 [KW-

h/m²] por año, este valor es mayor que la conocida “Solar City” (Friburgo, Alemania), la cual es una ciudad modelo en cuanto a eficiencia energética, esta ciudad produce más energía solar que la que consume, esto ya da un indicio del gran potencial solar presente en la comuna, de hecho, esta fuente de energía renovable es la más abundante en ese territorio.

A continuación se muestra un gráfico donde se compara la radiación anual para distintas ciudades, para demostrar el gran potencial solar que tiene Villa Alemana.

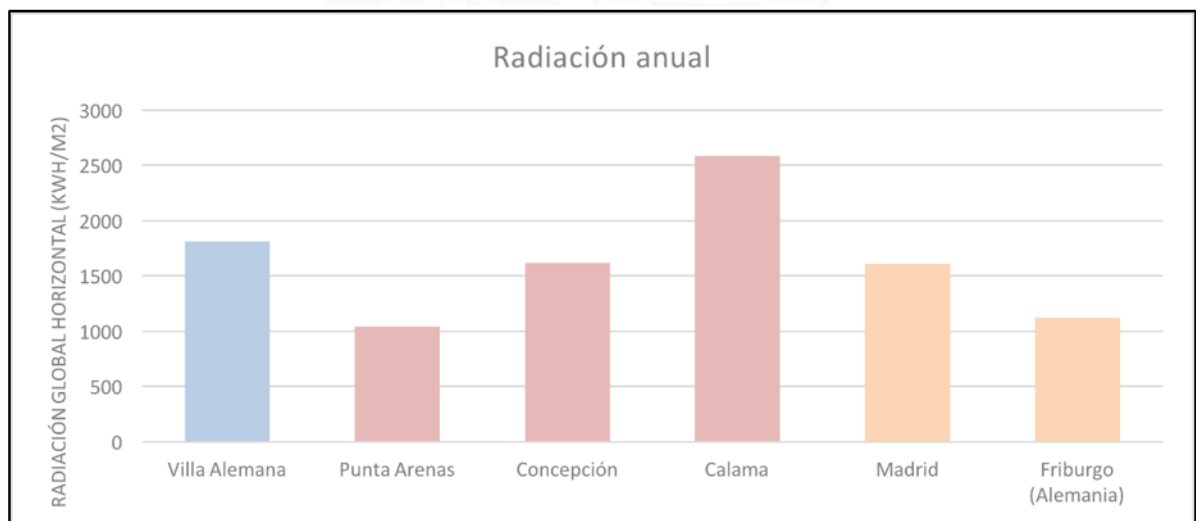


Figura 4.16: Radiación global horizontal anual para diferentes ciudades. Fuente: (Ecoenergías (2016))

La radiación diaria para Villa Alemana según el tipo de radiación se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 4.5: Radiación diaria. Fuente: (Ecoenergías (2016))

	Global Horizontal	Global Inclinado 33°	Directa Normal	Difusa Horizontal
Radiación diaria	(kWh/m ² /día)	(kWh/m ² /día)	(kWh/m ² /día)	(kWh/m ² /día)
	5	5,4	6,5	1

Si consideramos la radiación global horizontal acumulada para un año en el área urbana de la comuna, se obtiene un potencial teórico de 50,9 [TWh/año], este valor es notable si consideramos que el territorio de la comuna no es tan extenso.

Tabla 4.6: Potencial solar teórico total. Fuente: (Ecoenergías (2016))

Potencial solar teórico (ambos fotovoltaico y térmico)	
Área disponible [km ²]	28
Radiación anual global horizontal [kWh/m ² /año]	1.810
Potencial teórico [GWh/año]	50.929

Este potencial puede ser explotado de diferentes maneras, puede obtenerse energía eléctrica mediante paneles solares fotovoltaicos (Instalación en techos residenciales y/o comerciales o instalación de una central fotovoltaica en una zona rural), o bien, la producción de energía térmica a través de colectores solares para la obtención de agua caliente.

4.3.1.1. Solar fotovoltaico

Como se dijo anteriormente, la transformación de energía solar a eléctrica se obtiene mediante sistemas fotovoltaicos, donde existen principalmente dos tipos de instalaciones: Plantas en techos para principalmente el sector residencial y público, y las llamadas granjas solares (centrales de producción de gran capacidad instaladas en el campo). En esta tesis, se analizará la opción de instalar una granja solar en el área rural.

En el siguiente gráfico se muestra el potencial solar fotovoltaico total disponible en la comuna, en comparación al consumo de electricidad de la comuna, todos estos valores para 1 año promedio.

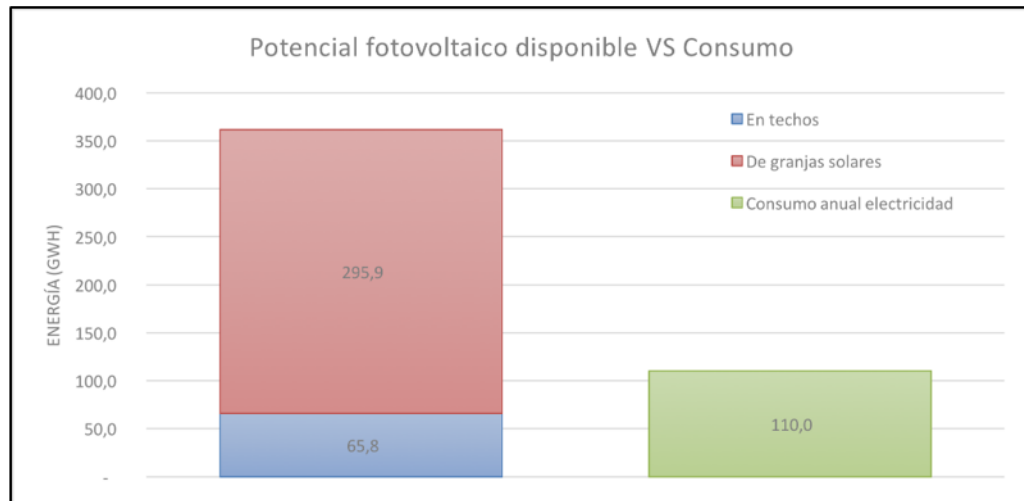


Figura 4.17: Potencial disponible v/s Consumo. Fuente: (Ecoenergías (2016))

Es posible apreciar, que el potencial total disponible, considerando la instalación de paneles en techos y de una granja solar es de 361,7 [GWh/año], es decir, se podría cubrir más de tres veces la demanda de electricidad de la comuna.

Central fotovoltaica en área rural

El área rural de la comuna corresponde a un 70 % del área total, parte de esta superficie podría ser explotada para la instalación de una granja solar, es decir, para una central solar de capacidad superior al Mega Watt. Para la zona donde se ubica la comuna, se estima un factor de planta de 18 % para sistemas con arreglo fijo y de 21,9 % para sistemas con seguimiento HTSAT.

Siguiendo la comparación con Alemania, país líder en temas de energía renovable, se tiene que una planta promedio en este país tiene un factor de planta promedio de 10 %, por lo cual los valores obtenidos para Villa Alemana son bastante buenos.

Se tiene que el potencial teórico, es decir, la radiación global horizontal anual para la zona rural es de 122 [TWh/año], a continuación se procede a calcular el potencial disponible.

Tabla 4.7: Potencial de generación fotovoltaica por granjas solares en zona rural. Fuente: (Ecoenergías (2016))

Potencial fotovoltaico de granjas solares	
Superficie total comuna [km ²]	96
Superficie rural [km ²]	67
Radiación anual global horizontal [kWh/m ² /año]	1.810
Potencial teórico [GWh/año]	122.014
Superficie disponible área rural [km ²]	10,7
Densidad de potencia por superficie [MW/km ²]	20
Capacidad técnicamente instalable [MW]	214,7
Potencial técnico [GWh/año]	332,3
Capacidad instalable disponible [MW]	154
Potencial disponible (Sistema fijo) [GWh/año]	242,6
Potencial disponible (Seguimiento HTSAT) [GWh/año]	295,9

Es importante mencionar, que para el cálculo del potencial técnico, se aplicaron las restricciones territoriales.

Mediante un modelo satelital GIS (Sistema de información geográfica) se encontró una superficie disponible de 10,7 [km²], luego con el supuesto de que se tiene una densidad de potencia de 20 [MW/km²], se obtuvieron 215 [MW] de capacidad instalable, lo cual corresponden a un potencial técnico de 332 [GWh/año].

Se analizaron las áreas dentro de la comuna que cumplen con todos estos requerimientos, obteniendo:

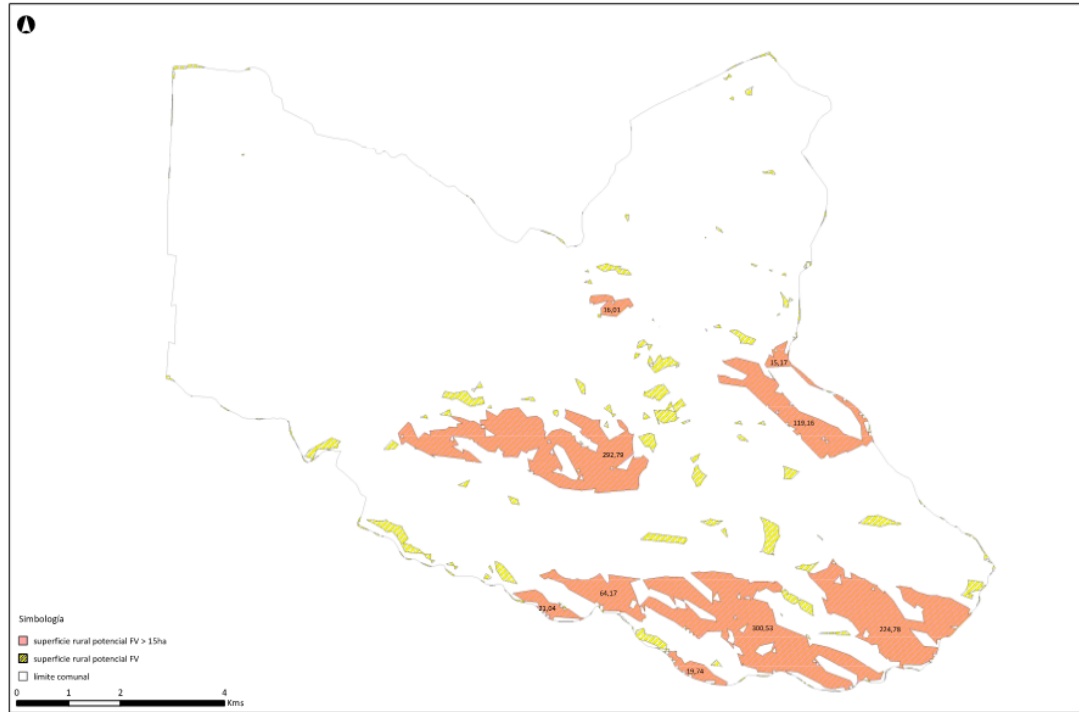


Figura 4.18: Áreas potenciales para la instalación de centrales solares fotovoltaicas. Fuente: (Ecoenergías (2016))

De toda esta superficie, cabe mencionar que no toda puede ser ocupada por centrales, ya que la existencia de muchas plantas en una misma área harían interferencia entre ellas en la venta de energía en el mercado eléctrico y existirían problemas de conexión a la red de transmisión. Es por estas razones que se concluyó que se podrían instalar un máximo de 6 centrales de 9 [MW] conectadas a la red de distribución y una de 100[MW] conectada a la línea de transmisión, teniendo en total una capacidad de 156 [MW]. A continuación se muestra una posible línea de conexión de la central de 100 [MW] a la red de transmisión.

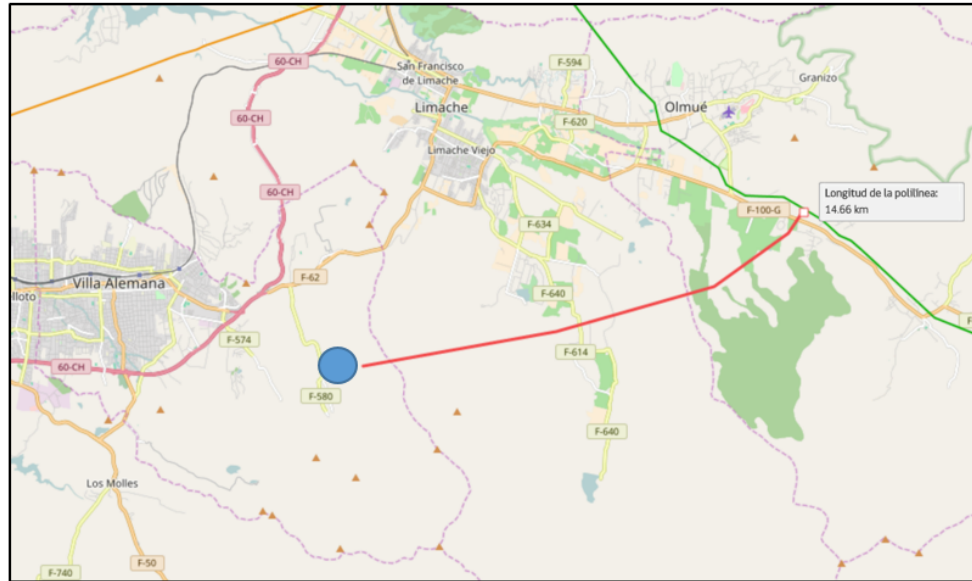


Figura 4.19: Posible línea de conexión entre la central de 100 MW (Punto azul) y la línea de transmisión. Fuente: (Ecoenergías (2016))

Una vez realizadas todas las consideraciones recién mencionadas, es posible calcular el potencial disponible, el cual alcanza un valor de 243 [GWh/año] para un sistema con arreglo fijo y de 296 [GWh/año] para un sistema con seguimiento HTSAT. A continuación se muestra una comparación de ambos potenciales con el consumo anual de energía eléctrica.

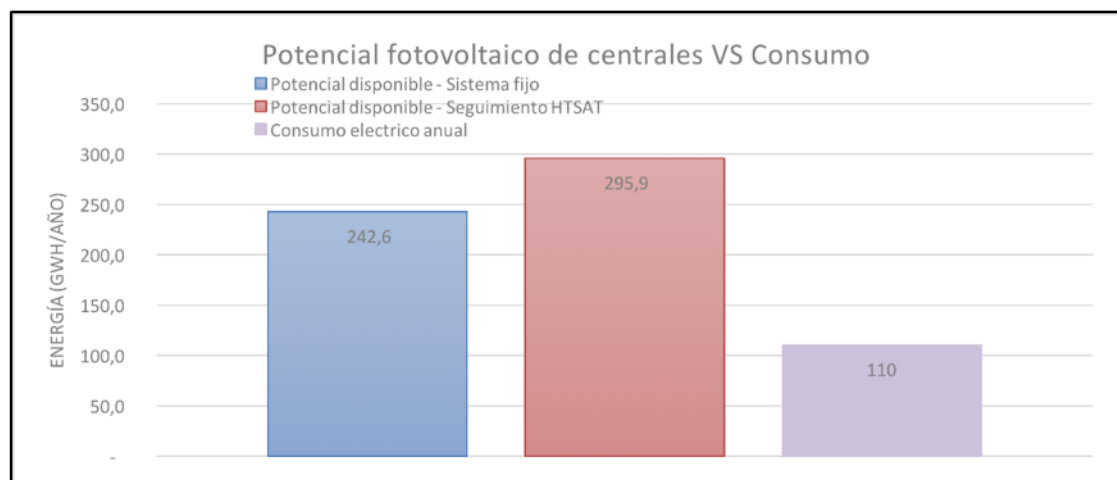


Figura 4.20: Potencial fotovoltaico de centrales v/s Consumo eléctrico. Fuente: (Ecoenergías (2016))

Como se puede apreciar, el potencial para ambos tipos de sistemas, es prácticamente el doble del consumo de energía eléctrica de la comuna, por lo cual se podría abastecer hasta

el doble de la energía eléctrica que se gasta en la comuna.

4.3.2. Potencial de biomasa

Para la estimación del potencial de biomasa en Villa Alemana, se considera solamente en la biomasa húmeda (Flujos residuales de origen orgánico resultante de la actividad humana o animal) con un enfoque en los residuos urbanos. En Villa Alemana existe un vertedero municipal donde se llevan entre 200 y 220 [m³] de residuos sólidos urbanos (RSU) de toda la comuna.

La parte orgánica de estos residuos podría ser separada del resto y elaborada por un digestor anaeróbico por la producción de biogás. Considerando una densidad de 400 [kg/m³], densidad típica de la basura suelta descargada en un vertedero, se obtienen para la comuna 84 [t/día] de RSU, lo cual equivale a 30.660 [t/año], de esto se supone que un 54 % corresponde a materia orgánica (Fuente CONAMA 2005), lo cual equivale finalmente a 16.556 [ton/año].

Por lo tanto, el potencial teórico de generación de biogás mediante la digestión de RSU a condiciones de 1 [atm] y 0 [°C] es de 80.64 [m³ de metano/t de residuos] (Proyecto Generación Eléctrica con Gas de Relleno Sanitario Central Loma Los Colorados, por KDM Energía S.A), es por esto que se podrían generar 1,3 [millones de m³ de metano/año].

El metano se produce en la forma de biogás, el cual contiene en promedio 50 % de metano, 45 % de CO₂ y 5 % de N₂, es por esto que es quemado en un motor a combustión interna diésel para la generación de energía eléctrica.

Si se utiliza un motor diésel con rendimiento de un 33 % sin recuperación de calor, la energía eléctrica que es posible producir es de 4,4 [GWh/año], en caso de que se prefiera quemar el metano en una caldera para producir energía térmica (rendimiento de 80 %) se generarían 10,6 [GWh/año].

Tabla 4.8: Potencial de biomasa. Fuente: (Ecoenergías (2016))

Potencial de Biomasa	
Cantidad de RSU disponibles [t/año]	30.660
Fracción orgánica residuos [t/año]	16.556
Metano generado [m3/año]	1.335.108
Potencial de generación de electricidad [GWh/año]	4,39
Potencial de generación de energía térmica [GWh/año]	10,64

Si se supone que el consumo anual de electricidad es de 2.135 [KWh/familia] (Ramos, 2011), con el potencial obtenido de 4,4 [GWh/año] se podría abastecer 2.055 familias en energía eléctrica.

Actualmente el gas producido por los deshechos en vías de descomposición se quema a través de chimeneas, este podría ser recuperado haciendo que aumente más la producción de biogás, y por ende, la producción de energía eléctrica mediante este proceso.

4.3.3. Potencial eólico

4.3.3.1. Instalaciones pequeñas

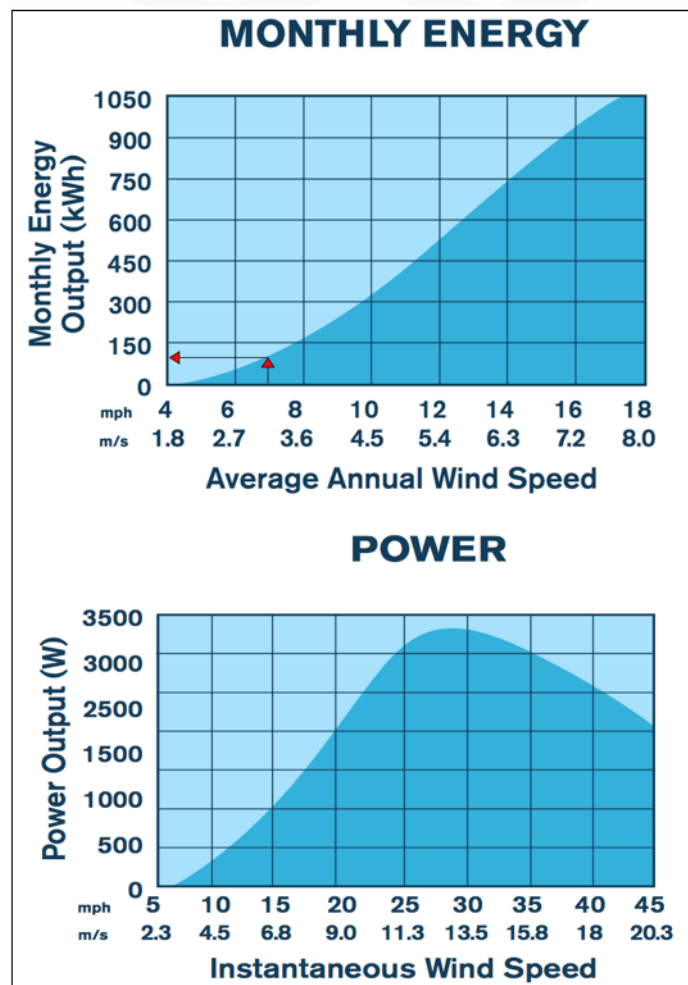
Para instalaciones pequeñas, llamadas micro-eólico, se recomienda normalmente una velocidad del viento de 4 [m/s]. En Villa Alemana según el explorador eólico, la velocidad promedio a 37 metros de altura es de 2,6 [m/s], lo cual a primera vista, se ve insuficiente para cumplir con las recomendaciones antes mencionadas.

Para la velocidad antes mencionada, bajo el supuesto que se instale un aerogenerador de 3 [KW/h] (SouthWest Whisper 500) a 37 metros de altura por cada cliente conectado a la red eléctrica, teniendo un total de 45.557 clientes, se tiene que el potencial teórico es de 57,4 [GWh/año].

Tabla 4.9: Cálculo potencial eólico teórico. Fuente: (Ecoenergías (2016))

Velocidad del viento [m/s]	2,6
Energía producida mensualmente por cliente [kWh/mes/cliente]	105
Energía producida anualmente por cliente [kWh/año/cliente]	1.260
Número clientes	45.557
Potencial teórico [GWh/año]	57,4

Según la ficha técnica del modelo a utilizar (SouthWest Whisper 500), se tiene la siguiente curva de producción y curva de potencia.

**Figura 4.21:** Curva de generación y curva de potencia del aerogenerador. Fuente: (Ecoenergías (2016))

Luego de analizar estos gráficos, se puede apreciar que en la curva de producción de energía, la velocidad disponible en Villa Alemana de 2,6 [m/s] proporciona una energía muy inferior

al potencial explotable por el generador, es decir, se estaría subutilizando la capacidad del generador.

Por otro, al examinar la curva de potencia, se puede apreciar que la velocidad de arranque del aerogenerador es de 3,4 [m/s], por lo cual este estaría cada siempre parado.

Finalmente, si se compara este aerogenerador de 3 [KW] con una planta fotovoltaica con la misma capacidad, se calcula que según las condiciones de Villa Alemana, la planta fotovoltaica generaría 3,7 veces más que el aerogenerador. Para este cálculo se ha utilizado el Explorador Solar del Ministerio de Energía, considerando un panel fotovoltaico cobertura de vidrio y coeficiente de temperatura de $-0.45 \text{ }^{\circ}\text{C}$, montado de forma aislada. Factor de pérdidas de 14 % y eficiencia del inversor de 96 %). Esto significa que una instalación eólica que sea económicamente más rentable que su fotovoltaica equivalente, tendría que ser 3,7 veces más barata, lo cual no es posible, ya que hoy en día es tres veces más cara (Comparación de los costos: Eólico 1-10kW: 7.645 USD/kW. Fuente: (http://www.nrel.gov/analysis/tech_lcoe_re_cost_est.html) ; Fotovoltaico 1-10kW: 2.595 USD/kW. Fuente: (<http://www.4echile.cl/indice-de-precios-noviembre-2015>))

4.3.3.2. Gran escala

Para aerogeneradores de gran capacidad, se tiene que el sitio más apto para su instalación son los cerros más altos de la comuna, donde la velocidad promedio del viento en el año es de 3,6 [m/s] (Explorador de Energía Eólica del Ministerio de Energía) para una altura de 125 [m], este valor es bajo, ya que recomiendan una velocidad promedio mayor a 6 [m/s] y los aerogeneradores alcanzan su potencia nominal entre 10 y 15 [m/s], por lo que la velocidad del viento en Villa Alemana para este tipo de aerogeneradores no sería suficiente. Es por esto que para un aerogenerador de alta capacidad (1,65 MW), según las condiciones antes mencionadas, se puede apreciar que producto de la baja velocidad del viento en la comuna, no se podría alcanzar la potencia nominal del aerogenerador.

Si se compara la producción anual de energía del aerogenerador antes mencionado con

una planta fotovoltaica de igual capacidad, se tiene que esta última generaría 3,8 veces más energía que el primero, esto significa que una planta eólica tendría que ser 3,8 veces más barata para preferirla por sobre la fotovoltaica, esto hoy en día es imposible, ya que es 1,6 veces más cara. Comparación de los costos llave en mano de plantas: Eólico 1-10MW: 2.346 USD/kW. Fuente: (http://www.nrel.gov/analysis/tech_lcoe_re_cost_est.html); Fotovoltaico 1 MW: 1.457 USD/kW. Fuente: (<http://www.4echile.cl/indice-de-precios-noviembre-2015>)

Finalmente, se tiene que Villa Alemana es un sitio muy desfavorable para implementar sistemas eólicos, debido a que esta tecnología actualmente posee costos muy altos, por otro lado el viento en la comuna es insuficiente.

4.4. Emisiones de CO₂

4.4.1. Emisiones actuales de GEI

El cálculo de las emisiones de CO₂ se realizó a partir de los factores de emisión que se muestran a continuación (<http://huelladecarbono.minenergia.cl/emision-para-el-sic>)

Tabla 4.10: Factores de emisión. Fuente: (Ecoenergías (2016))

Energético	Factor de emisión	Unidad
GLP	2,94	[tCO ₂ e /t GLP]
Gas Natural	2,03	[kgCO ₂ /m ³]
Kerosene	2,53	[tCO ₂ e /m ³]
Electricidad	0,35	[tCO ₂ e /MWh]

Según el consumo de cada fuente energética y su respectivo factor de emisión, se calculó que para el año 2015 las toneladas de CO₂ equivalente emitidas fue de 46.929.

4.4.2. Potencial de reducción de emisiones de GEI

Se muestra a continuación, un gráfico que muestra la cantidad de GEI que se dejarían de emitir si se instalara todo el potencial disponible para cada fuente de ERNC, para este análisis, la energía solar se considera que no emite GEI, mientras que la biomasa emite carbono neutral.

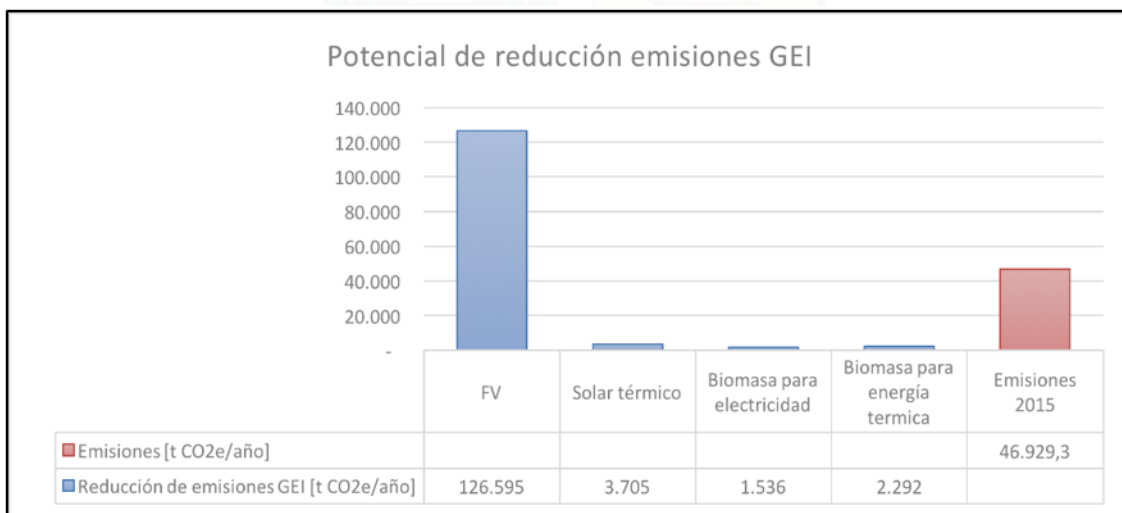


Figura 4.22: Potencial de reducción de las emisiones de GEI. Fuente: ([Ecoenergías \(2016\)](#))

Se puede apreciar que la energía solar fotovoltaica podría convertir a la comuna en una comuna sin emisiones de GEI.

5 | Evaluación de proyectos

5.1. Planta de Biogás

5.1.1. Ubicación de la planta

Para comenzar es importante mencionar la ubicación de la planta de biogás de la comuna.

Luego de un análisis del lugar más óptimo donde se podría construir esta planta, se llegó al acuerdo de que el lugar más apropiado para su instalación es el vertedero municipal de Villa Alemana, el cual está ubicado en las afueras de la comuna, cerca de la intersección de la Autopista Troncal Sur y la calle Maturana, el cual posee una superficie de 13 hectáreas disponibles, con coordenadas $33^{\circ}4'16''\text{S}$ y $71^{\circ}22'44''\text{W}$, a continuación se muestra una imagen satelital de la ubicación del vertedero.



Figura 5.1: Vertedero Municipal Villa Alemana. Fuente: Software Google Earth Pro

La ubicación escogida es muy buena desde varios puntos de vista, entre ellos:

- Lejanía de la ciudad (Se encuentra a las afueras de la ciudad), lo cual evita malos olores en lugares habitados
- Misma ubicación que los desechos (Materia prima) que se utiliza para la biodigestión, es decir, en el Vertedero Municipal es donde se trasladan los RSU, por lo cual no habrían costos de traslado de la materia prima a la planta de biogás
- Tamaño suficiente para la construcción
- La zona no es un área natural protegida, no es una zona de pantano, estero, humedales ni arqueológica
- Está a una distancia mayor a 500 metros de superficies con caudal continuo como lagos o lagunas

Sin embargo, es necesario hacer un estudio de suelo, para analizar si este terreno escogido es apto para la construcción de la planta, dentro de estos estudios se destaca el análisis del manto freático o aguas subterráneas, ya que estas deberán encontrarse a una profundidad de al menos 7 metros, esto para asegurar una distancia mínima entre estas y el fondo del biodigestor de al menos 3 metros.

5.1.2. Diseño de la planta

5.1.2.1. Capacidad de generación

Como se pudo apreciar en el ítem del Diagnóstico Energético, se produce al año 1.335.108 [m³] de metano, el cual se pretende utilizar para la producción de energía eléctrica mediante un generador con rendimiento aproximado de 33 %. Para lograr una generación anual de electricidad de 4.39 [GWh] se necesita un generador de aproximadamente 1,5

[MWh], por lo cual la capacidad total de generación de la planta de biogás es de 1,5 [MW].

5.1.2.2. Tipo de biodigestor

Se escogió un biodigestor de tipo “Laguna Cubierta”, el cual consiste básicamente de una piscina cubierta por una cúpula, la cual cumple la función de almacenamiento del gas generado en el biodigestor. Dentro de las principales ventajas por las cuales se escogió este tipo de biodigestor, se encuentran:

- Son modelos de menos costo que otros tipos de biodigestores
- Su operación y mantenimiento son menos costosos y más simples que en otros tipos de biodigestores
- Su instalación es más fácil, ya que no requiere una obra civil tan elaborada como en otros casos

5.1.2.3. Dimensionamiento del biodigestor y de la planta

Para comenzar el dimensionamiento del biodigestor, es necesario tener la cantidad de RSU disponibles para el biodigestor, para el caso de Villa Alemana, se tiene una cantidad de 30.660 [ton/año], para la biodigestión se utiliza sólo la fracción orgánica de los residuos, lo cual corresponde a 16.556 [ton/año], lo cual equivale a 45.358,9 [Kg/día].

Para el dimensionamiento del biodigestor se extrajo información de [Unidad Planeación minero agrícola \(2003\)](#).

Es importante mencionar que para la biodigestión es necesaria una fracción de agua para que esta se pueda realizar de forma correcta, para cada tipo de materia prima utilizada, se utiliza una fracción de agua diferente, para el caso de los residuos sólidos urbanos, la proporción entre la cantidad de materia orgánica y agua que se utiliza es 1:3 (RSU/Agua). Con esto se puede calcular la carga diaria del biodigestor:

$$Carga = MPC + Magua \quad (5.1)$$

Donde MPC = Materia prima para carga en [Kg/día] y $Magua$ = Masa de agua para mezcla en kilogramos por día.

Considerando que la densidad de los RSU es igual a 400 [kg/m³] (Densidad típica de la basura suelta descargada en un relleno) y que la relación de carga entre materia prima y agua es de 1:3, se tiene que:

$$Carga = \frac{MPC}{p} * 4 \quad (5.2)$$

Donde p = Densidad de la materia prima para carga en [Kg/m³]

Otro factor importante al momento del cálculo del volumen del biodigestor, es el tiempo de retención de la biomasa, tiempo en que demora la producción del biogás, para biodigestores de tipo “Laguna Cubierta”, se tiene un tiempo de retención aproximado de 30 días.

Ya calculados la carga del afluente y el tiempo de retención de la biomasa, es importante mencionar que para el diseño del biodigestor, es necesario considerar un 20 % adicional para el almacenamiento del biogás producido, con esto es posible calcular el volumen del biodigestor mediante la siguiente expresión:

$$Volumen = Carga * Tiempo Retencion * 1,2 \quad (5.3)$$

Con esto se obtiene un volumen para el biodigestor de 16.329 [m³].

Como se dijo anteriormente, se utilizará un biodigestor del tipo “Laguna Cubierta”, el cual tiene como forma un hexaedro irregular, como el que se muestra a continuación:

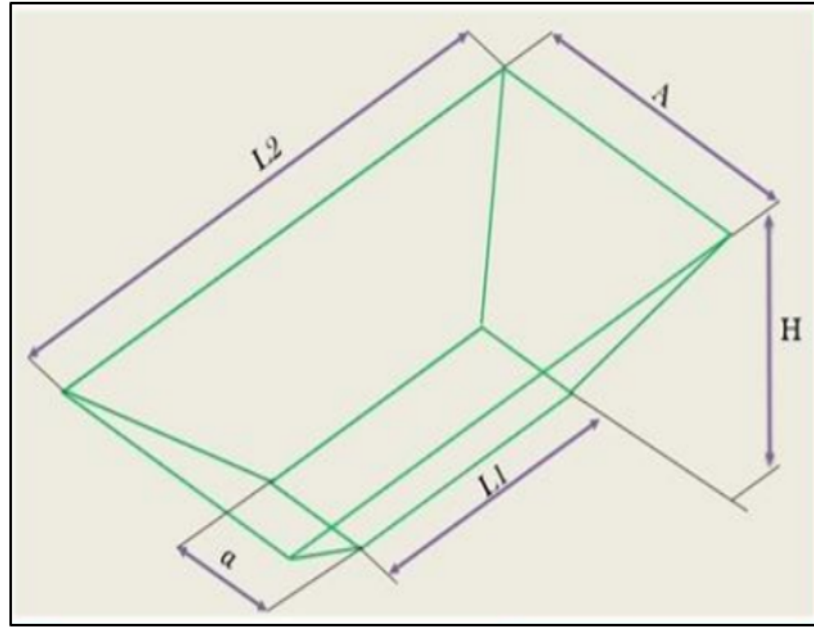


Figura 5.2: Forma del hexaedro irregular (Forma de la “Piscina”), Donde: A=Ancho superficie, L2=Largo Superficie, H=Profundidad, a=Ancho fondo y L1= Largo fondo. Fuente: Elaboración propia

Para el cálculo de las dimensiones, según [Escobar \(2013\)](#), existen factores de dimensionamientos, según el ángulo de diseño para los taludes, con el objetivo de que la construcción sea consistente, firme y soporte el contenido, al ser este un digestor de gran tamaño, se usa un ángulo de diseño de 33.7° , al cual le corresponde un Factor de relación (FR) de 1.5, a continuación se muestra el procedimiento para el cálculo de las dimensiones del biodigestor:

Se define una altura (H) o profundidad máxima de 3 [m], altura máxima recomendada para no tener problemas con el manto freático. Luego se define un ancho (A) y un largo (L2), el cual para este caso es de 62 [m] y 100 [m] respectivamente. Luego mediante las siguientes fórmulas se obtienen las dimensiones del ancho del fondo (a) y del largo del fondo (L1):

$$a = A - (H * FR * 2) \quad (5.4)$$

$$L1 = L2 - (H * FR * 2) \quad (5.5)$$

Con esto se obtiene un ancho de base (a) de 53 [m] y un largo de base de 91 [m].

Las medidas recién calculadas satisfacen el volumen necesario (16.329 [m³]) calculado anteriormente según la cantidad de afluente.

5.1.2.4. Componentes generales de la planta

Dentro de los componentes principales de la planta de biogás se encuentran:

- Biodigestor: Lugar donde se realiza la biodigestión.
- Sistema de alimentación: Sistema que permite el ingreso del afluente al biodigestor mediante huinchas de transporte y bombas.
- Filtro de sólidos y sedimentador: Componentes existentes en el sistema de alimentación, los cuales cumplen el objetivo de entregar el afluente al biodigestor lo más diluido y separado posible de elementos inservibles para la biodigestión.
- Sistema de bombeo: Corresponden a bombas de extracción de lodos, sedimento que se produce de la biodigestión, el cual debe ser extraído del biodigestor.
- Agitadores: Componente que permite mantener en movimiento el contenido del biodigestor, con el objetivo de acelerar la biodigestión y aumentar la temperatura al interior de este, también evita la formación excesiva de sedimentos, el taponamiento de tuberías que dificulten la biodigestión.
- Soplador: Cumple la función de elevar la presión del biogás producido, para poder transportarlo y utilizarlo para la generación de energía eléctrica.
- Antorchas: Cumplen el objetivo de quemar el biogás para evitar el almacenamiento de este.

- Generador: Cumple la función de transformar el biogás producido en energía eléctrica.

5.1.2.5. Layout general de la planta

En la siguiente figura se muestra un layout tipo de la planta de biogás con sus principales componentes, el tamaño total de esta planta de biogás es aproximadamente de 4 hectáreas, lo cual incluye todos los elementos antes mencionados, adicionando oficinas de monitoreo y operación de la planta, entre otras cosas necesarias para su funcionamiento.

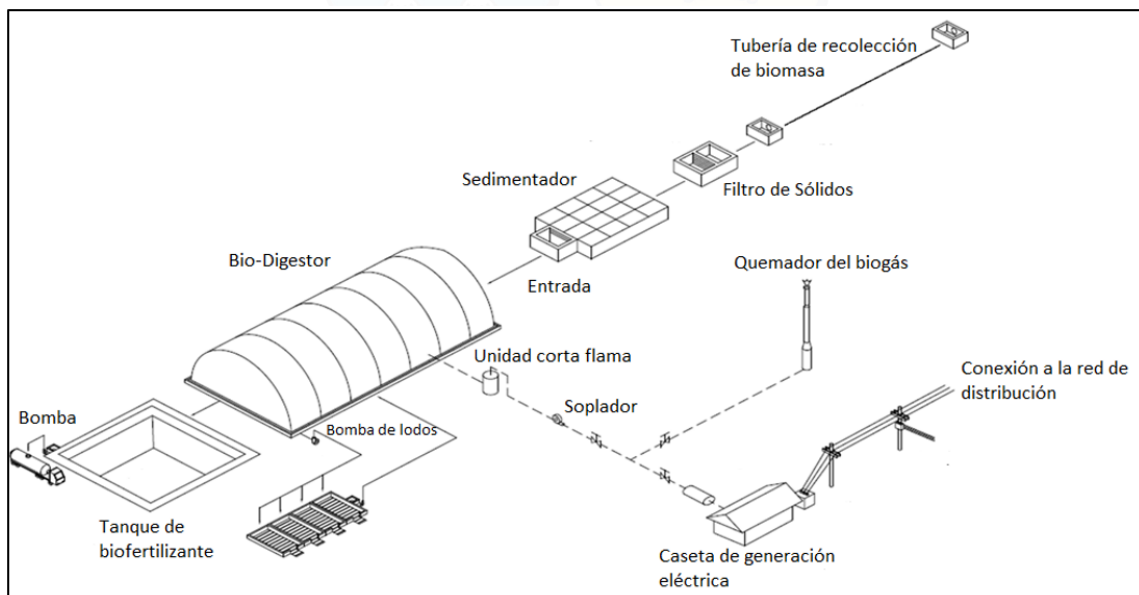


Figura 5.3: Layout tipo de la planta de biogás. Fuente: Elaboración propia

5.1.3. Evaluación económica privada

Dependiendo de su complejidad y del grado de automatización requerido, las plantas de biogás tienen distintos requerimientos de maquinaria y equipos, esto sumado a las obras civiles necesarias para la construcción de la planta, corresponden a los mayores costos asociados. A continuación se desglosarán los costos involucrados a la planta de biogás, considerando la inversión, y el mantenimiento y operación de esta.

5.1.3.1. Inversión

El costo promedio por [m³] para una planta de biogás del tipo “Laguna Cubierta” es de 75 USD. A continuación se presenta un desglose de la inversión de total correspondiente a la planta, información obtenida de [Ministerio de Energía \(2012\)](#):

Las obras civiles corresponden principalmente a la excavación, el estudio inicial del suelo, la nivelación del terreno, la construcción de los taludes, la cúpula del biodigestor para el almacenamiento del biogás, las tuberías para el afluente, biogás, efluente y extracción de sólidos, la sala de máquinas y oficinas y obras menores de pavimentación. Estos costos alcanzan los 551.111 [USD]. Las maquinarias y equipos, corresponden principalmente a equipos de alimentación, bombeo, agitación, antorchas, sopladores y separación de sólidos. Estos costos alcanzan un valor de 122.469 [USD].

El grupo electrógeno corresponde a los equipos y conexiones necesarias para realizar la conversión del gas a energía eléctrica, dentro de estos se destaca principalmente el generador, el cual es el encargado de producir la energía eléctrica que posteriormente será inyectada al sistema de distribución. Estos costos alcanzan un valor de 367.407 [USD].

No existen costos asociados a la compra o arriendo del terreno, ya que como se mencionó anteriormente, la planta de biogás se localizará en el Vertedero Municipal de la Comuna de Villa Alemana.

Como el proyecto considera la inyección de la energía eléctrica producida a la red de distribución de la comuna, se debe contemplar en la inversión, el costo de interconectarse al sistema eléctrico, en términos generales, deben considerarse los costos de redes y equipos asociados al empalme entre la planta y el sistema eléctrico, cautelando asegurar el cumplimiento de las exigencias establecidas en la norma vigente (Norma Técnica sobre Conexión y Operación (NTCO)) para equipos conectados a la red de distribución.

Para este proyecto, la conexión al sistema de distribución involucra a la empresa Chilquinta, la cual producto de la normativa NTCO ([Comisión Nacional de Energía, 2015b](#)) para PMGD (Pequeños Medios de Generación Distribuidos, segmento referido a medios de generación cuya potencia suministrada al sistema sea igual o menor a 9 [MW]), debe realizar los siguientes estudios técnicos asociados necesarios para la conexión de una PMGD al sistema de distribución, a continuación se presentan los costos asociados a estos estudios:

Tabla 5.1: Costo norma técnica de conexión y operación. Costos de estudios obtenidos de www.chilquinta.cl, Valor UF obtenido de www.sii.cl. Fuente: Elaboración propia

Costos de Norma Técnica de Conexión y Operación [UF]	
Estudios flujo de potencia	200
Estudios de cortocircuito	60
Estudio de protecciones	140
Total [UF]	400
Total [\$]	\$ 10.539.192

Todos estos estudios sirven para asegurarse que el proceso de conexión entre la PMGD y el sistema de distribución están realizados de manera correcta y que la red de distribución está sin peligro alguno de ser afectada ante alguna falla que ocurra en la planta de generación de energía eléctrica.

Una vez definidos todos los costos asociados a la construcción y conexión de la planta al sistema de distribución, se tiene el costo total de la planta, el cual alcanza un valor de 1.224.690 [USD], se considera valor del dólar según www.sii.cl, a continuación se muestra la tabla resumen de los costos de inversión correspondientes.

Tabla 5.2: Inversión planta biogás. Fuente: Elaboración propia

Inversión [USD]	
Obras civiles (45 %)	\$ 551.111
Maquinarias y Equipos (10 %)	\$ 122.469
Electrotecnia y control (3 %)	\$ 36.741
Grupo electrógeno (30 %)	\$ 367.407
Costos de Norma Técnica de Conexión y Operación	\$ 15.637
Otros (12 %)	\$ 146.963
Costo total planta [USD]	\$ 1.240.328
Costo total planta [\$]	\$ 835.980.529

5.1.3.2. Costos de operación

Con respecto a los costos de operación de la planta, se destacan los siguientes ítems principalmente (Información y desglose de costos de [Ministerio de Energía \(2012\)](#))

1. Consumo de electricidad para la maquinaria y equipos utilizados para el funcionamiento de la planta (bombas, sopladores, agitadores, etc.).

En este ítem se considera aproximadamente un 7,5 % de consumo de electricidad del total de energía generada.

Considerando un consumo eléctrico anual de 4.390.000 [KW], se tiene que el consumo mensual en electricidad alcanzará un valor de 27.437 [KW], por otro lado, se hace el supuesto que la tarifa utilizada por la planta será la BT-2, ya que es la que más se ajusta al tipo de consumo que se presenta en la planta, a continuación se muestran los costos de la tarifa BT-2 de Chilquinta (www.chilquinta.cl):

Tabla 5.3: Costos tarifa BT-2. Fuente: Elaboración propia

Tarifa utilizada	BT-2
Cargo fijo [\$/mes]	1264,248
Energía [\$/KWh]	88,256
Cargo mensual por potencia [\$/kW-mes]	
Parcialmente presente en punta (PPP)	10469,59
Presente en punta (PP)	14916,24
Cargo único por uso del sistema troncal [\$/KWh]	1,479

Si se considera que aproximadamente se utilizarán 8 bombas de extracción de 12 [KW] cada una, dos agitadores de 40 [KW] cada uno, un soplador de 3.5 [KW], más otros elementos como la huincha transportadora de la biomasa y el consumo eléctrico de oficinas, se llega a una potencia contratada de 200 [KW] aproximadamente.

Finalmente se procede a calcular el costo del consumo eléctrico de la siguiente manera: Al cargo fijo, se le suma el precio de la energía por el consumo, a esto se suma el costo por potencia parcialmente en punta por la potencia contratada, y finalmente se suma el cargo por uso del sistema troncal por el consumo. Con esto se tiene un costo por consumo total de electricidad anual de \$54.687.433.

2. Consumo de calor para la maquinaria y equipos utilizados para el funcionamiento de la planta.

En este ítem se considera un costo equivalente a aproximadamente un 50 % del costo del consumo de la energía eléctrica, por lo cual se tiene un costo anual por utilización de energía térmica de \$27.986.249.

3. Mano de obra utilizada para la operación de la planta.

Dentro de las principales labores a cumplir por el personal a cargo se tiene:

- Control y supervisión del proceso de carga y traslado de la biomasa al biodigestor
- Tareas administrativas
- Monitoreo general de la planta

De acuerdo a experiencias europeas, para una planta de capacidad 1,5 [MW], se necesitan 3 personas para su operación, dentro de estas tiene que haber una persona con nivel técnico en jornada completa, más dos ayudantes en jornada completa. Se considera un sueldo mensual de \$1.500.000 para la persona con nivel técnico y \$500.000 para los dos ayudantes en jornada completa. Con esto se tiene un costo total anual en mano de obra de: \$30.000.000

4. Adquisición y transporte de la biomasa.

Este ítem no repercute en costos de operación para la planta, ya que como se dijo anteriormente, esta se ubicará en el vertedero municipal, lugar en el cual se encuentran los residuos sólidos urbanos que son utilizados como insumo para el proceso de biodigestión.

A continuación se muestra una tabla resumen con los costos anuales de operación de la planta:

Tabla 5.4: Costos de operación de la planta de biogás. Fuente: Elaboración propia

Costos de operación [\$ /año]	
Consumo de electricidad	\$ 54.687.433
Consumo de calor	\$ 27.986.249
Mano de obra	\$ 30.000.000
Adquisición de biomasa	\$ 0
Costo total	\$ 112.673.682

5.1.3.3. Costos de mantenimiento

Estos costos se concentran fundamentalmente en la mantención de los equipos especializados de la planta de biogás.

Normalmente, para los equipos complejos como el grupo electrógeno, es conveniente hacer contratos de mantenimiento con la empresa proveedora del equipo o su representante en el país.

Una forma de disminuir los costos en mantenimiento, es la realización de algunas tareas simples de mantención (cambios de aceite, bujías, entre otras cosas) con el personal propio de la planta, el único problema de esto, es que la empresa prestadora de servicios más complejos (cambio de filtros, ajustes de motor y cambios más importantes) podría no ofrecer las garantías de funcionamiento producto de la intervención de terceros en la mantención.

El costo total de mantenimiento de la planta, se detalla a continuación, se calcula en base a porcentajes del costo total de inversión de la planta:

Tabla 5.5: Costos de mantenimiento de la planta de biogás. Fuente: Elaboración propia

Costos de mantenimiento [año]	
Obras civiles (0,75 %)	\$ 4.133
Maquinarias y equipos (6 %)	\$ 7.348
Electrotecnia y control (3 %)	\$ 1.102
Costo total [USD]	\$ 12.584
Costo total [\$]	\$ 8.481.410

5.1.3.4. Otros costos

En este ítem, se considera principalmente los costos asociados a los seguros involucrados a la planta, siguiendo el ejemplo europeo, se tiene que los costos en seguros pueden alcanzar

un 0,8 % del costo total de la inversión de la planta. A continuación se muestran los costos correspondientes a los seguros:

Tabla 5.6: Otros costos de la planta de biogás. Fuente: Elaboración propia

Otros costos [año]	
Seguros	\$ 97.975
Costo total [USD]	\$ 97.975
Costo total [\$]	\$ 66.035.307

5.1.3.5. Costos totales

A continuación, se muestra un resumen de todos los costos totales anuales de la planta:

Tabla 5.7: Costos totales de la planta de biogás. Fuente: Elaboración propia

Costos totales	
Costos de operación	\$ 112.673.682
Costos de mantenimiento	\$ 8.481.410
Otros costos	\$ 66.035.307
Costo total	\$ 187.190.399

5.1.3.6. Ingresos

Los ingresos que tiene la planta de biogás, son producto de la conexión al sistema de distribución de la comuna (Chilquinta), el cual paga por la inyección de energía eléctrica al sistema.

La conexión al sistema de distribución está a cargo del CDEC (Centro de Despacho Económico de Carga), el cual establece las condiciones y requisitos para realizar esta conexión, este proceso se hace mediante los estudios necesarios mencionados anteriormente, más una serie de formularios y papeles necesarios para establecer un contrato entre la distribuidora y la empresa generadora de energía.

La planta de biogás, al ser catalogada como una PMGD, la energía que se inyecta al sistema se paga al valor del precio nudo promedio de la empresa distribuidora correspondiente, según la CNE (Comisión Nacional de Energía) en su informe técnico sobre precios nudos para el segundo semestre del año 2016 ([Comisión Nacional de Energía, 2016](#)) se tiene para Chilquinta un precio nudo de 84.191 [USD/MWh], lo cual equivale a 56.745 [\$/MWh], con este valor se procede a calcular el ingreso por inyección de energía al sistema de distribución mediante la siguiente expresión:

$$\text{Ingreso} = \text{Precio Nudo} * \text{Energía generada} \quad (5.6)$$

Por lo tanto, considerando que anualmente se producen 4.390 [MWh], se tiene que los ingresos anuales por inyección de energía al sistema de distribución alcanzan un valor de \$249.109.382.

5.1.3.7. Viabilidad económica

Para ver la viabilidad económica del proyecto, se procede al cálculo de las herramientas de evaluación del VAN, TIR y Payback, para ver si es rentable el proyecto.

Es importante mencionar que el proyecto se evalúa en un horizonte de 20 años (Horizonte promedio de evaluación de proyectos de ERNC), a una tasa del 10 %.

Considerando la inversión de \$835.980.52, los costos totales por año de \$187.190.398 e ingresos totales por año de \$249.109.382, se tienen los siguientes flujos de caja (Se consideran flujos periódicos de igual valor ya que se asumen que los costos e ingresos no varían en el horizonte de evaluación):

Tabla 5.8: Flujo de caja planta biogás. Fuente: Elaboración propia

Año	Flujo
0	-\$ 835.980.529
1	\$ 61.918.983
2	\$ 61.918.983
3	\$ 61.918.983
4	\$ 61.918.983
5	\$ 61.918.983
6	\$ 61.918.983
7	\$ 61.918.983
8	\$ 61.918.983
9	\$ 61.918.983
10	\$ 61.918.983
11	\$ 61.918.983
12	\$ 61.918.983
13	\$ 61.918.983
14	\$ 61.918.983
15	\$ 61.918.983
16	\$ 61.918.983
17	\$ 61.918.983
18	\$ 61.918.983
19	\$ 61.918.983
20	\$ 61.918.983

Mediante las herramientas de Excel, se procede a calcular los índices anteriormente mencionados.

Como se puede apreciar en la siguiente tabla, el VAN del proyecto entrega un valor negativo, por lo que inmediatamente se concluye que desde el punto de vista privado, el proyecto no es rentable.

Tabla 5.9: Indicadores de viabilidad planta de biogás. Fuente: Elaboración propia

VAN	-\$ 308.829.319
TIR	4 %
Payback [años]	14

5.1.4. Evaluación económica social

La División de Evaluación Social de Inversiones del Ministerio de Desarrollo Social tiene entre sus funciones, mejorar el proceso de pre-inversión pública, con el objetivo de contribuir y promover la inversión de proyectos en el país. La evaluación social de proyectos es una herramienta ampliamente utilizada, cuyo fin es determinar la conveniencia para la sociedad de ejecutar determinados proyectos. Para realizar una correcta evaluación social de proyectos, se requiere valorizar tanto los beneficios como los costos, utilizando precios sociales. El objetivo de los precios sociales es disponer de valores que reflejen el verdadero beneficio o costo para la sociedad de utilizar unidades adicionales de recursos durante la ejecución y operación de un proyecto de inversión. Para este tipo de proyectos se consideran los siguientes precios sociales según [Subsecretaría de Evaluación Social \(2016\)](#):

- Tasa social de descuento de un 6 % anual
- Factor de Corrección de la mano de obra (0.68 para Mano de obra semi-calificada y 0.98 para mano de obra calificada)
- Precio social del carbono (\$5.972 por tonelada de carbono equivalente)
- Descuento de IVA para maquinarias y equipos

Por otro lado existen beneficios sociales de otro tipo, como por ejemplo:

- Al ser sistemas descentralizados de producción de energía eléctrica , se generan beneficios sociales tanto para los productores, como para la zona donde se encuentren los proyectos, ya que se abastece de energía la zona correspondiente, se generan nuevos empleos tanto para la construcción como para la operación de la planta

5.1.4.1. Inversión

Con respecto a la inversión, se realizan descuentos del IVA a:

- Maquinaria y equipos
- Electrotecnia y control
- Grupo Electrógeno
- Obras Civiles

Con esto se tiene una inversión total de \$660.455.860, la cual se detalla a continuación:

Tabla 5.10: Inversión planta biogás considerando precios sociales. Fuente: Elaboración propia

Inversión		Factor Social
Obras civiles	\$ 551.111	\$ 374.755
Maquinarias y Equipos	\$ 122.469	\$ 102.915
Electrotecnia y control	\$ 36.741	\$ 30.875
Grupo electrógeno	\$ 367.407	\$ 308.745
Otros	\$ 146.963	\$ 146.963
Costos de Norma técnica de Conexión y Operación	\$ 15.637	\$ 15.637
Costo total planta [USD]	\$ 1.240.328	\$ 979.890
Costo total planta [\$]	\$ 835.980.529	\$ 660.445.860

5.1.4.2. Costos de operación

Con respecto a los costos de operación, se realiza el descuento social pertinente para la mano de obra calificada que opera en la planta, aplicando un factor de 0,98 al costo de mano de obra.

Tabla 5.11: Costos de operación considerando precios sociales. Fuente: Elaboración propia

Costos de operación		Factor Social
Consumo de electricidad	\$ 4.557.286	\$ 4.557.286
Consumo de calor	\$ 2.332.187	\$ 2.332.187
Mano de obra	\$ 2.500.000	\$ 2.450.000
Adquisición de biomasa	-	-
Costo total	\$ 112.673.682	\$ 112.073.682

5.1.4.3. Costos de mantenimiento

Los costos de mantenimiento se mantienen iguales a los mostrados en la Evaluación Económica Privada, ya que no se realizan descuentos producto de los precios sociales.

5.1.4.4. Otros costos

Estos costos se mantienen igual a los mostrados en la Evaluación Económica Privada, ya que no se realizan descuentos producto de los precios sociales.

5.1.4.5. Costos totales

A continuación se presenta una tabla resumen con todos los costos anuales de la planta de biogás:

Tabla 5.12: Costos totales planta biogás considerando precios sociales. Fuente: Elaboración propia

Costos totales	
Costos de operación	\$ 112.073.682
Costos de mantenimiento	\$ 8.481.410
Otros costos	\$ 66.035.307
Costo total	\$ 186.590.399

5.1.4.6. Ingresos

Con respecto a los ingresos, en esta evaluación, se consideran los ingresos correspondientes al precio social del carbono, el cual permite incorporar dentro de las evaluaciones, los beneficios por disminuir las emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI), este precio social podrá utilizarse para cualquier proyecto que disminuya la emisiones de GEI y que puedan ser expresados en equivalentes de carbono. Este precio resulta relevante para la contribución de Chile en los esfuerzos mundiales para la reducción de los GEI.

El precio social del carbono equivale a \$5.972 por tonelada de CO₂, si se considera que anualmente se dejan de emitir 1.536 toneladas de CO₂ en la planta de biogás, se tiene un ingreso anual de \$9.172.992.

A continuación se muestra una tabla resumen de los ingresos considerando los precios sociales.

Tabla 5.13: Ingresos totales planta biogás considerando precios sociales. Fuente: Elaboración propia

Ingresos	
Venta energía	\$ 249.109.382
Precio social carbono	\$ 9.172.992
Total	\$ 258.282.374

5.1.4.7. Viabilidad económica

Siguiendo la metodología utilizada en la Evaluación Económica Privada, se procede a calcular el VAN, TIR y payback para analizar la viabilidad del proyecto. Es importante mencionar que este proyecto se evalúa en un horizonte de 20 años, a una tasa de descuento del 6 %.

Considerando la inversión de \$660.445.860, los costos totales por año de \$186.590.399 e ingresos totales por año de \$258.282.374, se tienen los siguientes flujos de caja (Se

consideran flujos periódicos de igual valor ya que se asumen que los costos e ingresos no varían en el horizonte de evaluación):

Tabla 5.14: Flujo de caja planta de biogás considerando precios sociales. Fuente: Elaboración propia

Año	Flujo
0	-\$ 660.445.920
1	\$ 71.691.975
2	\$ 71.691.975
3	\$ 71.691.975
4	\$ 71.691.975
5	\$ 71.691.975
6	\$ 71.691.975
7	\$ 71.691.975
8	\$ 71.691.975
9	\$ 71.691.975
10	\$ 71.691.975
11	\$ 71.691.975
12	\$ 71.691.975
13	\$ 71.691.975
14	\$ 71.691.975
15	\$ 71.691.975
16	\$ 71.691.975
17	\$ 71.691.975
18	\$ 71.691.975
19	\$ 71.691.975
20	\$ 71.691.975

Mediante las herramientas de Excel, se procede a calcular los índices anteriormente mencionados:

Tabla 5.15: Indicadores de viabilidad planta biogás considerando precios sociales. Fuente: Elaboración propia

VAN	\$ 161.855.389
TIR	9 %
Payback [años]	10

Se puede apreciar, que el valor del VAN es \$161.855.389, con una TIR del 10 % y un período de recuperación de la inversión de 10 años, considerando estos valores, se puede determinar que el proyecto desde el punto de vista de la evaluación económica social si es rentable, por lo tanto se podría esperar su confección y desarrollo.

5.1.4.8. Sensibilización

Es importante mencionar que el proyecto de la planta de biogás está sujeto al proyecto de “Programa comunal de separación de residuos en origen” desarrollado por la Municipalidad de Villa Alemana, el cual consiste en incorporar en los distintos grupos sociales de la comuna, adecuados hábitos de manejo de sus residuos, así los vecinos deberán separar los residuos vegetales en un recipiente especial que se les facilita y entregarlos al camión recolector exclusivo para vegetales.

Con esto, se pretende que la fracción de residuos orgánicos ya separada en origen, sea llevada como se hace normalmente con el resto de la basura, al vertedero municipal de la comuna, pudiendo así ser aprovechada esta fracción orgánica de RSU en el biodigestor antes mencionado.

Si bien, no se pudo acceder a la información de cuan avanzado está este plan de separación de RSU en origen, se procede a realizar una sensibilización con respecto a la cantidad de RSU que son posibles recolectar en un año según el programa antes mencionado, es por esto que se analizan 4 escenarios posibles (25 %, 50 %, 75 % y 100 % de separación de fracción orgánica en origen), con el objetivo de analizar cuanto porcentaje se necesita de separación para que la planta de biogás sea rentable.

Se procede a hacer un nuevo cálculo para la inversión, costos e ingresos para cada caso, obteniéndose los siguientes resultados:

Tabla 5.16: Costos sensibilización planta biogás. Fuente: Elaboración propia

Cantidad de RSU	Costos de operación	Costos de mantenimiento	Otros Costos
25 %	\$ 44.188.421	\$ 2.120.352	\$ 66.035.307
50 %	\$ 64.856.841	\$ 4.240.705	\$ 66.035.307
75 %	\$ 91.405.262	\$ 6.361.057	\$ 66.035.307
100 %	\$ 112.073.682	\$ 8.481.410	\$ 66.035.307

Tabla 5.17: Parámetros sensibilización planta biogás. Fuente: Elaboración propia

Cantidad de RSU	Volumen del biodigestor [m ³]	Inversión	Ingresos	Costos totales
25 %	4082	\$ 173.015.874	\$ 64.570.594	\$ 112.344.080
50 %	8165	\$ 335.492.556	\$ 129.141.187	\$ 135.132.853
75 %	12247	\$ 497.969.238	\$ 193.711.781	\$ 163.801.626
100 %	16329	\$ 660.445.920	\$ 258.282.374	\$ 186.590.399

Es importante mencionar que para los costos de operación, el consumo de electricidad y el consumo térmico varían en igual forma según el porcentaje de cantidad de RSU necesario, sin embargo el costo de mano de obra varía de forma distinta ya que para los casos de 25 % y 50 %, se necesitan dos personas a cargo de la planta, en cambio, para los casos de 75 % y 100 % se necesitan tres personas a cargo de la planta. Los costos de mantenimiento varían de igual manera que el porcentaje de RSU, el costo asociado a seguros se mantiene igual para cada uno de los casos.

Con respecto a la inversión y a los ingresos, se puede mencionar que estos varían de igual forma que la cantidad de RSU.

Es por esto, que se tiene para cada uno de los escenarios los siguientes flujos:

Tabla 5.18: Flujo de caja sensibilización planta biogás. Fuente: Elaboración propia

Flujo (25 %)	Flujo (50 %)	Flujo (75 %)	Flujo (100 %)
-\$ 47.773.486	-\$ 5.991.666	\$ 29.910.155	\$ 71.691.975

Aplicando una tasa de descuento del 6 % y evaluando a un horizonte de 20 años, se tienen los siguientes indicadores económicos para cada escenario:

Tabla 5.19: Indicadores de viabilidad sensibilización planta biogás. Fuente: Elaboración propia

	Flujo (25 %)	Flujo (50 %)	Flujo (75 %)	Flujo (100 %)
VAN	-\$ 720.973.999	-\$ 404.216.491	-\$ 154.902.119	\$ 161.855.389
TIR	-	-	2 %	9 %
Payback	-	-	10	10

De esto se concluye que es necesario tener una cantidad de fracción orgánica de los RSU superior al 85 % aproximadamente para que el proyecto sea lo suficientemente rentable para ser realizado, esto se explica por las economías de escala que se producen al instalar una planta de mayor envergadura, ya que existen costos (Seguros, Norma Técnica de Conexión y Operación, sueldos, entre otros) que se diversifican a medida que la planta aumenta de tamaño, haciendo que esta sea más rentable en proporción a su tamaño.

5.2. Planta solar fotovoltaica

5.2.1. Ubicación de la planta

Si bien no está definida exactamente la ubicación de la planta solar fotovoltaica, según el diagnóstico energético, se definió una localización tentativa en la cual podría ubicarse, a continuación se muestra un mapa con la zona antes mencionada. Cabe destacar que la zona posee una superficie aproximada de 150 hectáreas, superficie suficiente para el tamaño de la planta que más adelante se señalará.

La ubicación escogida que es buena desde varios puntos de vista, entre ellos:

- Lejanía de la ciudad (Se encuentra a las afueras de la ciudad), lo cual evita una “invasión” de la planta en lugares habitados
- Superficie no habitada, lo cual facilita la instalación de la planta
- Tamaño suficiente para la construcción
- No está considerada como zona de reserva natural ni está protegida

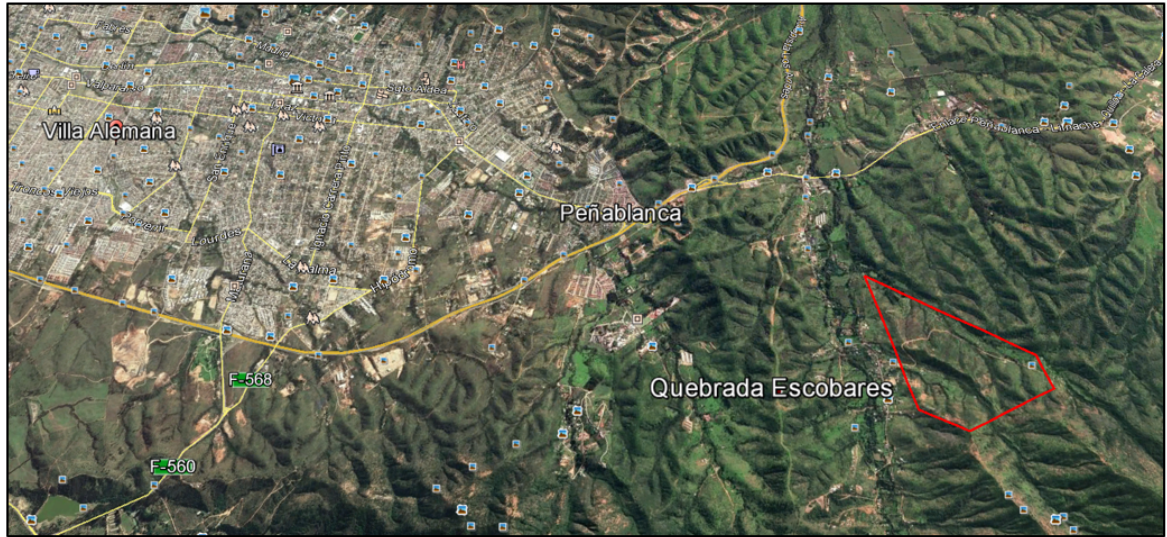


Figura 5.4: Posible localización de la planta fotovoltaica. Fuente: Google Earth Pro

5.2.2. Diseño de la planta

5.2.2.1. Capacidad de generación

La capacidad de generación está definida según el potencial de generación fotovoltaica en áreas rurales que se definió en el Diagnóstico Energético, ya que se espera una instalación con una capacidad total de 156 [MW], lo cual considera a seis centrales de 9 [MW] y una central de 100 [MW], para esta evaluación se considera solo la planta de generación de 100 [MW], por lo cual esa es la capacidad de la planta fotovoltaica a evaluar.

5.2.2.2. Componentes generales de la planta

Dentro de los componentes principales de la planta solar fotovoltaica se encuentran:

- Paneles: Son los encargados de recibir la radiación solar produciendo corriente eléctrica continua
- Inversores: Son los encargados de transformar la corriente eléctrica continua a alterna

- Transformadores: Son los encargados de elevar la tensión de la corriente, para que esta pueda ser inyectada a la red.
- Sala de control: Es el lugar donde se monitorea y controla todo los procesos de la planta.
- Estructura de paneles: Es una estructura, generalmente metálica, encargada de sostener y dar soporte a los paneles fotovoltaicos.

5.2.2.3. Dimensionamiento de la planta

Para comenzar, es pertinente mencionar el tamaño total de la planta. Según la literatura, el tamaño de la planta varía en función de su capacidad de generación eléctrica, se dice que para 1 [MW] de generación de energía eléctrica, se necesita 1 hectáreas, es por esto que para la planta de capacidad 100 [MW], se necesita una superficie aproximada de 100 hectáreas.

Por otro lado, se procede a seleccionar la cantidad de paneles, inversores y transformadores que utilizará la planta, se escogieron:

- **Paneles Solares:** Se utilizarán 333.334 paneles solares fotovoltaicos poli cristalinos marca Yingli Solar poliSi - YL300P - 35b, los cuales poseen una capacidad de generación de 300 [W], alcanzando entre ellos una capacidad total de generación de 100 [MW]. Se escogieron estos paneles ya que al revisar la literatura, se pudo apreciar que este tipo de paneles habían sido utilizados en variados proyectos a nivel mundial, siendo utilizados en países con alto prestigio y avances en temas relacionados con la energía solar fotovoltaica, por otro lado la marca Yingli Solar es una marca de origen Chino, lo cual lo hace un poco más barata que otras marcas de paneles creados en otros países. Por lo cual se pudo concluir que estos paneles cumplían con dos características principales para su elección: Buen precio y reconocimiento mundial. Dentro de los proyectos en los que se han utilizado este tipo de paneles destacan (<http://www.yinglisolar.com/al/solar-projects/power-plants/>): Parque Solar Salinas y Tren Salinas (Ecuador), Parque Solar Cabal Energy (Ecuador), Parque

Solar Centinela (California), Parque Solar Villar de Cañas (España), Planta Solar de Tacna y Panamericana (Perú), Parque Solar Queen Creek (EEUU), Central Fotovoltaica Valle (Honduras), Planta Solar LLucmajor (España), entre muchas otras.

- **Inversores:** 100 inversores marca ABB PVS800-57-1000 kW-C, de capacidad 1.000 [KW] cada uno, que al igual que en el caso de los paneles fotovoltaicos, se escoge una marca con la cual trabaja en casi todas sus plantas solares Yingli Solar, ya que ABB (Marca del inversor) es una marca reconocida a nivel mundial con una gran trayectoria en variados países.

- **Transformadores:** Se utilizarán 50 transformadores de 2.000 [KW] cada uno, no se definió una marca ni modelo en específico.

Es importante mencionar que la disposición de los elementos recién mencionados es por módulos, esto quiere decir que se separan 3.333 paneles, con 2 inversores y 1 transformador (El inversor y transformador se juntan en los llamados “Edificios” o contenedores) donde se realiza la transformación de la energía. Esto se hace principalmente por dos motivos, no existen o son muy caros los inversores y transformadores de capacidades tan grandes, y por otro lado si llega a existir una falla en la planta, se anula solo ese módulo, y la planta puede seguir produciendo a menor capacidad.

5.2.2.4. Inclinación y distancia de los paneles

Para determinar la inclinación y distancia entre los paneles, primero es necesario conocer las coordenadas de Villa Alemana, las cuales son: -33,0476 de latitud y -71,3734 de longitud. Por otro lado se elige una orientación azimuth 0° (Norte) ya que es la orientación en la cual reciben mayor radiación.

Al momento de determinar la inclinación, es importante determinar un ángulo que haga que un panel no genere sombra a otro panel, para esto se estudia la inclinación bajo el peor escenario de sombra, es decir, en la época del año donde se genera más sombra para

los paneles (Solsticio de invierno), ya que en esta época el sol está más “acostado”, por lo que se genera más sombra.

Al ser una planta de generación conectada a la red de transmisión, se optimiza el ángulo de inclinación del panel para que la captación anual sea la mayor posible. A continuación se explica el cálculo de este ángulo.

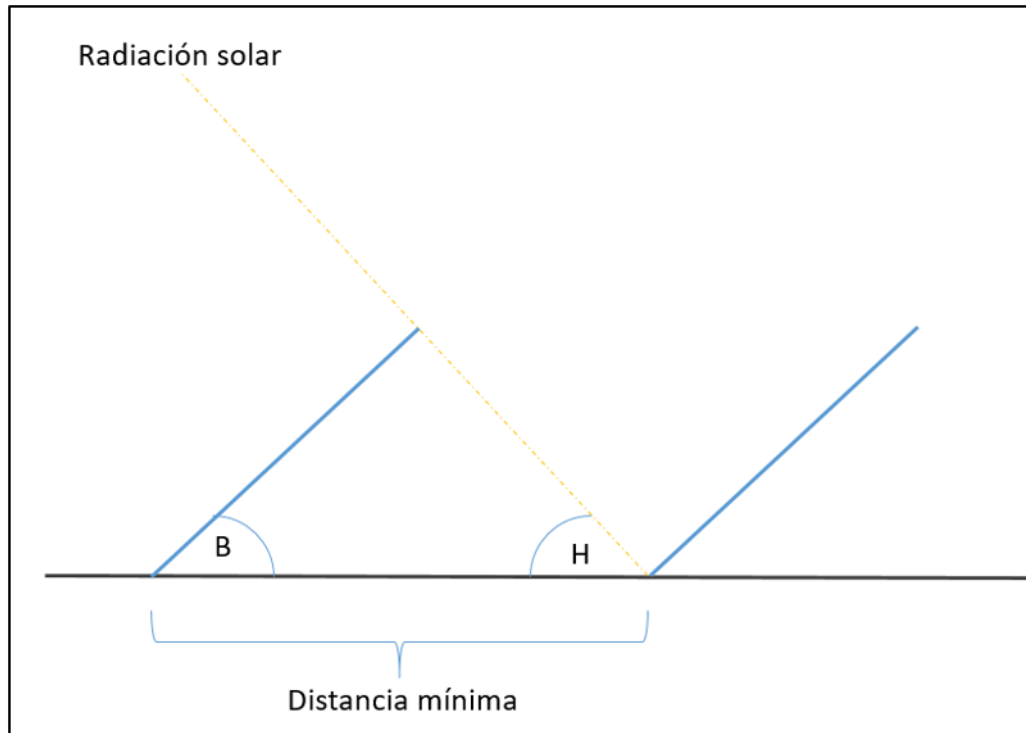


Figura 5.5: Ángulo de inclinación y distancia entre paneles. Fuente: Elaboración propia

Se comienza por calcular el ángulo $H[^\circ]$ mediante la siguiente expresión:

$$H = (90 - |Latitud|) - 23,5 \quad (5.7)$$

Con lo cual se obtiene un ángulo H de 33.4524° .

Se comienza por calcular el ángulo $B[^\circ]$ mediante la siguiente expresión:

$$B = Latitud - 10 \quad (5.8)$$

Con lo cual se obtiene una inclinación de los paneles de $B = 23.0476^\circ$.

Para el cálculo de la distancia mínima entre paneles se utiliza la siguiente expresión:

$$D.mnima = Largo\ panel * \frac{\cos(B) + \sin(B)}{\tan(H)} \quad (5.9)$$

Considerando un largo del panel de 1.97 [m], se tiene una distancia mínima entre paneles de Distancia mínima = 3.9111 [m].

Finalmente se tiene una inclinación de los paneles y una distancia mínima entre ellos de:

Tabla 5.20: Inclinación y separación de paneles fotovoltaicos. Fuente: Elaboración propia

Distancia entre paneles	3.9111 [m]
Ángulo de inclinación	23.0476°

5.2.2.5. Layout de la planta

En la siguiente figura se muestra un “Layout tipo” de la planta solar fotovoltaica en cuestión, con sus principales componentes, recordar que la planta tiene un tamaño total de 100 hectáreas aproximadamente, el cual incluye todos los componentes de la planta necesarios para su funcionamiento.

Es importante mencionar que la imagen que se encuentra a continuación es sólo una representación del funcionamiento general de la planta, y que se expone para tener una idea de cómo se disponen los elementos principales en una planta solar fotovoltaica.

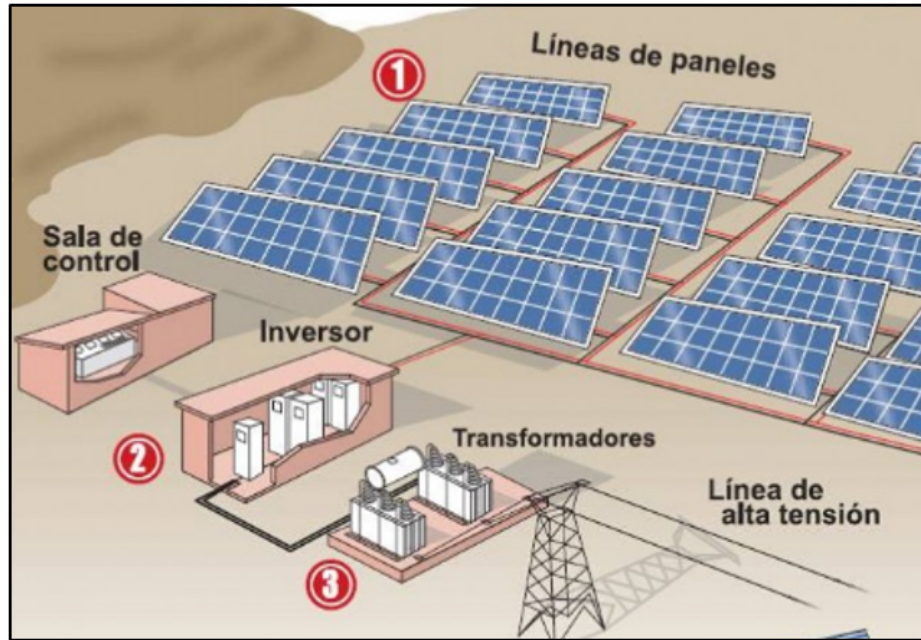


Figura 5.6: Layout tipo de la planta fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia

5.2.3. Evaluación económica privada

5.2.3.1. Inversión

Para determinar el costo de la inversión necesaria para la construcción y puesta en marcha de la planta solar fotovoltaica se utilizó el software RETScreen, el cual permite realizar una evaluación mediante una serie de parámetros que se ingresan, dentro de los que se destacan:

- Orientación e inclinación de los paneles
- Modelo y cantidad de paneles
- Localización (Con el objetivo de involucrar a la radiación, longitud y latitud de la zona escogida)

El software entrega un costo de inversión de acuerdo a los parámetros ingresados, para el caso de la planta en evaluación este costo alcanzó un valor de 2,16 [MMUSD/MW], lo que es equivalente a \$145.584.291.168. Se hizo un estudio de mercado, donde se calculó el

costo por Mega Watt de variadas plantas en diversos lugares del mundo, y el valor obtenido mediante el software RETScreen se acercaba de forma cercana al promedio calculado (2 [MMUSD/MW]), por lo cual se considera que el valor entregado por el software está correcto y se prosigue la evaluación con este valor.

A continuación se muestra la ventana de resultados de la evaluación de RETScreen, es importante mencionar que los costos aquí mostrados son en dólares canadienses, por lo que es necesario realizar la conversión a dólar estadounidense para mantener el formato utilizado anteriormente:

Fotovoltaico - Nivel 2

Evaluación de recursos

Modo de rastreo solar: Azimut

Inclinación: 23

Mostrar datos

Fotovoltaico

Tipo: poliSi

Capacidad de generación eléctrica: MW 100,0002

Fabricante: Yingli Solar

Modelo: poliSi - YL300P-35b

Número de unidades: 333.334

Eficiencia: % 15,5%

Temperatura normal de operación de las celdas: °C 45

Coefficiente de temperatura: % / °C 0,4%

Área del colector solar: m² 645.163

Pérdidas varias: %

Inversor

Eficiencia: %

Capacidad: kW

Pérdidas varias: %

Resumen

Factor de planta: %

Costos iniciales: \$/kW 2.700

Costo de O y M (ahorros): \$ 270.000.540

Tarifa de exportación de electricidad: \$/kW-año 36

Electricidad exportada a la red: \$ 3.600.007

Electricidad exportada a la red - anual: \$/kWh 0,10

Ingresos por exportación de electricidad: MWh 0

Figura 5.7: Ventana de resultados de RETScreen. Fuente: Elaboración propia

Para realizar el desglose correspondiente a la inversión, se puso en contacto con la empresa Potencia Chile (www.potenciachile.cl), la cual es una empresa nacional dedicada a la generación de energía y a brindar servicios de suministro eléctrico a terceros, esta empresa ha realizado instalaciones de plantas solares en Chile en la zona centro, es más, realizaron la planta solar fotovoltaica NetBilling más grande de Chile (1.000 [KW]). Gracias a información brindada por el Gerente de Operaciones (Vladimir Bonacic), se pudo obtener el detalle de la inversión de acuerdo a los distintos componentes de la planta, el cual se muestra a continuación:

Tabla 5.21: Inversión planta fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia

Inversión	
Obras Civiles (11 %)	\$ 16.014.272.028
Inversores (7 %)	\$ 10.190.900.382
Resto planta (10 %)	\$ 14.558.429.117
Estructuras (9 %)	\$ 13.102.586.205
Paneles (47 %)	\$ 68.424.616.849
Estudios e Ingenierías (8 %)	\$ 11.646.743.293
Conexión a la red (2 %)	\$ 2.911.685.823
Otros (Logística, HH, etc) (6 %)	\$ 8.735.057.470
Total	\$ 145.584.291.168

5.2.3.2. Costos de operación y mantenimiento

En este ítem, es importante mencionar que la planta puede ser monitoreada desde oficinas o lugares lejanos a esta, mediante algunos software que entregan información instantánea de la planta y sus componentes, no es necesario tener un supervisor o persona que esté presente en la planta en jornada completa para monitorear su funcionamiento. Por lo cual los costos en operación son muy bajos en comparación a la inversión total.

Con respecto al mantenimiento, cabe destacar que el mantenimiento de la planta es sencillo y de bajo costo, esto debido a que el principal mantenimiento consiste en la limpieza de los

paneles fotovoltaicos, esta limpieza se hace con agua y no se necesita un especialista para su realización, basta con una persona capacitada para realizar la tarea o bien, por lo cual el costo es bastante bajo con respecto a la inversión, por otro lado está el mantenimiento de inversores y transformadores, en los cuales se puede contratar a una empresa externa que realice el mantenimiento (Generalmente es la empresa instaladora de la planta). Este mantenimiento consiste principalmente en ajustar conexiones y revisar estado de fusibles y cables, entre otras cosas.

El costo de operación y mantenimiento alcanza un 2 % de la inversión de la planta, por lo cual este costo alcanza un valor de:

Tabla 5.22: Costo de operación y mantenimiento planta fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia

Costos de Mantenimiento y Operación	\$ 2.911.685.823
--	-------------------------

5.2.3.3. Ingresos

Con respecto a los ingresos, para poder estimarlos, primero es necesario decidir el tipo de conexión que se realizará, es decir, es necesario definir si se conectará a una empresa de distribución de energía o a una empresa de transmisión, en la cual se puede realizar una conexión a una subestación existente o conectarse directamente a una línea de transmisión existente. Para este proyecto se descarta la conexión al sistema de distribución debido a la cantidad de energía generada, ya que al ser una cantidad tan grande, la empresa distribuidora generalmente no permite su conexión debido a que generalmente su capacidad no se lo permite, por otro lado el conectarse a la red de distribución implica que la venta de energía se haga un precio menor a si se conectara a la red de transmisión, esto producto de la gran cantidad de energía generada.

Es por esto que se escoge la conexión a la línea de transmisión de energía, en particular la conexión a una subestación existente, esto porque el costo de conexión es menor a la conexión directa a la línea de transmisión producto de las instalaciones que hay que construir para conectarse directamente a la línea.

Primero se escoge la subestación más cercana, la cual corresponde a la Subestación Quillota (CDEC, 2016), de la cual es propietario la empresa Transelec, esta se encuentra a aproximadamente 20 kilómetros de la planta solar, a continuación se muestra un mapa que muestra su ubicación:



Figura 5.8: Distancia entre planta solar y Subestación Quillota. Fuente: Google Earth

Las etapas necesarias para el proceso de conexión son las siguientes (según www.transelec.cl):

1. Solicitud de conexión al CDEC
2. Fecha de puesta en servicio del proyecto
3. Solicitud de conexión a Transelec
4. Carta de respuesta de solicitud de conexión
5. Definición de acuerdos entre Transelec y la empresa
6. Entrega de información por parte de Transelec a la empresa solicitante con la disponibilidad de instalaciones
7. Revisión de estudios y proyectos por parte de Transelec

8. Rectificación del proyecto de conexión
9. Autorización de construcción
10. Desarrollo de obras
11. Pruebas y puesta en servicio

Dentro de los estudios necesarios para la conexión se encuentran:

1. Estudio técnico de las instalaciones afectadas por la conexión
2. Revisión de los antecedentes técnicos de las obras de la conexión
3. Certificación de cumplimiento de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio

Con esto, se procede al cálculo monetario recibido por inyectar energía a la red de transmisión, cabe mencionar que el precio al que se vende la energía es el precio promedio del costo marginal de la subestación de transmisión, para este caso según [Comisión Nacional de Energía \(2016\)](#) alcanza un valor de 63817 [USD/MW], lo cual es equivalente a 43.013 [\$/MW].

Considerando un potencial anual de producción de 242.600 [MW] ([Ecoenergías, 2016](#)), se tiene que:

$$\text{Ingreso} = \text{Producción anual} * \text{Precio Energía S. Quillota} \quad (5.10)$$

Con esto se tiene un ingreso anual por conceptos de venta de energía de:

Tabla 5.23: Ingresos planta fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia

Ingresos	\$ 10.434.870.831
-----------------	--------------------------

5.2.3.4. Viabilidad económica

Para ver la viabilidad económica del proyecto, se procede al cálculo de las herramientas de evaluación del VAN, TIR y Payback, para ver si es rentable el proyecto.

Es importante mencionar que el proyecto se evalúa en un horizonte de 20 años (Horizonte promedio de evaluación de proyectos de ERNC), a una tasa del 10 %.

Considerando la inversión de \$145.584.291.168, los costos totales por año de \$2.911.685.823 e ingresos totales por año de \$10.434.870.831, se tienen los siguientes flujos de caja (Se consideran flujos periódicos de igual valor ya que se asumen que los costos e ingresos no varían en el horizonte de evaluación):

Tabla 5.24: Flujo de caja evaluación privada planta fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia

Año	Flujo
0	-\$ 145.584.291.168
1	\$ 7.523.185.008
2	\$ 7.523.185.008
3	\$ 7.523.185.008
4	\$ 7.523.185.008
5	\$ 7.523.185.008
6	\$ 7.523.185.008
7	\$ 7.523.185.008
8	\$ 7.523.185.008
9	\$ 7.523.185.008
10	\$ 7.523.185.008
11	\$ 7.523.185.008
12	\$ 7.523.185.008
13	\$ 7.523.185.008
14	\$ 7.523.185.008
15	\$ 7.523.185.008
16	\$ 7.523.185.008
17	\$ 7.523.185.008
18	\$ 7.523.185.008
19	\$ 7.523.185.008
20	\$ 7.523.185.008

Mediante las herramientas de Excel, se procede a calcular los índices anteriormente mencionados:

Tabla 5.25: Indicadores de viabilidad económica privada planta fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia

VAN	-\$ 81.535.176.230
TIR	-
Payback [años]	20

Se puede apreciar que el valor del VAN es negativo, por lo que inmediatamente se concluye que desde el punto de vista privado, el proyecto no es rentable.

5.2.4. Evaluación económica social

Siguiendo la metodología utilizada en la evaluación de la planta de biogás se procede a calcular los parámetros de evaluación, considerando los precios sociales, es importante recordar que:

Para este tipo de proyectos se consideran los siguientes precios sociales según [Subsecretaría de Evaluación Social \(2016\)](#)

- Tasa social de descuento de un 6 % anual
- Factor de Corrección de la mano de obra (0.68 para Mano de obra semi-calificada y 0.98 para mano de obra calificada)
- Precio social del carbono (\$5.972 por tonelada de carbono equivalente)
- Descuento de IVA para maquinarias y equipos

Por otro lado existen beneficios sociales de otro tipo, como por ejemplo:

- Al ser sistemas descentralizados de producción de energía eléctrica , se generan beneficios sociales tanto para los productores, como para la zona donde se encuentren los proyectos, ya que se abastece de energía la zona correspondiente, se generan nuevos em-

pleos tanto para la construcción como para la operación de la planta

- La mantención de la planta, específicamente la limpieza de los paneles, puede ser una fuente importante de nuevos empleos para personas de la comunidad, debido a que como se dijo anteriormente son 100 hectáreas de superficie de la planta, y 333.334 paneles, por lo cual la limpieza de paneles requiere tiempo y personal

5.2.4.1. Inversión

Con respecto a la inversión, se realizan descuentos del IVA a:

- Inversores
- Resto planta
- Estructuras
- Paneles

Con esto se tiene una inversión total de \$128.615.769.164, la cual se detalla a continuación.

Tabla 5.26: Inversión planta fotovoltaica para evaluación económica social. Fuente: Elaboración propia

Inversión		Factor Social
Obras Civiles	\$ 16.014.272.028	\$ 16.014.272.028
Inversores	\$ 10.190.900.382	\$ 8.563.781.833
Resto planta	\$ 14.558.429.117	\$ 12.233.974.048
Estructuras	\$ 13.102.586.205	\$ 11.010.576.643
Paneles	\$ 68.424.616.849	\$ 57.499.678.024
Estudios e Ingenierías	\$ 11.646.743.293	\$ 11.646.743.293
Conexión a la red	\$ 2.911.685.823	\$ 2.911.685.823
Otros (Logística, HH, etc)	\$ 8.735.057.470	\$ 8.735.057.470
Total	\$ 145.584.291.168	\$ 128.615.769.164

5.2.4.2. Costos de operación y mantenimiento

Se aplican los precios sociales a los costos de operación y mantenimiento, específicamente a la mano de obra semi-calificada que realiza la limpieza y mantención de los paneles, aplicando un factor de 0.68 se tiene que:

Tabla 5.27: Costos de operación y mantenimiento planta fotovoltaica para evaluación económica social. Fuente: Elaboración propia

		Factor Social
Costos de Mantenimiento y Operación	\$ 2.572.315.383	\$ 1.749.174.461

5.2.4.3. Ingresos

Con respecto a los ingresos, en esta evaluación, se consideran los ingresos correspondientes al precio social del carbono, el cual permite incorporar dentro de las evaluaciones, los beneficios por disminuir las emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI), este precio social podrá utilizarse para cualquier proyecto que disminuya la emisiones de GEI y que puedan ser expresados en equivalentes de carbono. Este precio resulta relevante para la contribución de Chile en los esfuerzos mundiales para la reducción de los GEI.

El precio social del carbono equivale a \$5.972 por tonelada de CO₂, si se considera que anualmente se dejan de emitir 103.565 toneladas de CO₂ en la planta solar fotovoltaica, se tiene un ingreso anual de \$618.490.180.

A continuación se muestra una tabla resumen de los ingresos considerando los precios sociales.

5.2.4.4. Viabilidad económica

Siguiendo la metodología utilizada en la Evaluación Económica Privada, se procede a calcular el VAN, TIR y payback para analizar la viabilidad del proyecto. Es importante mencionar que este proyecto se evalúa en un horizonte de 20 años, a una tasa del 6 %.

Tabla 5.28: Ingresos planta fotovoltaica para evaluación económica social. Fuente: Elaboración propia

Ingresos	
Venta energía	\$ 10.434.870.831
Emisiones de Carbono	\$ 618.490.180
Total	\$ 11.053.361.011

Considerando la inversión de \$128.615.769.164, los costos totales por año de \$1.749.174.461 e ingresos totales por año de \$11.053.361.011 (Se asume que los costos e ingresos no varían en el horizonte de evaluación):

Tabla 5.29: Flujo de caja evaluación económica social planta fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia

Año	Flujo
0	-\$ 128.615.769.164
1	\$ 9.304.186.550
2	\$ 9.304.186.550
3	\$ 9.304.186.550
4	\$ 9.304.186.550
5	\$ 9.304.186.550
6	\$ 9.304.186.550
7	\$ 9.304.186.550
8	\$ 9.304.186.550
9	\$ 9.304.186.550
10	\$ 9.304.186.550
11	\$ 9.304.186.550
12	\$ 9.304.186.550
13	\$ 9.304.186.550
14	\$ 9.304.186.550
15	\$ 9.304.186.550
16	\$ 9.304.186.550
17	\$ 9.304.186.550
18	\$ 9.304.186.550
19	\$ 9.304.186.550
20	\$ 9.304.186.550

Mediante las herramientas de Excel, se procede a calcular los índices anteriormente mencionados. Se puede apreciar en la siguiente tabla, que el valor del VAN es \$-21.897.482.430, por lo cual se puede concluir que el proyecto no es viable de realizar desde el punto de vista social.

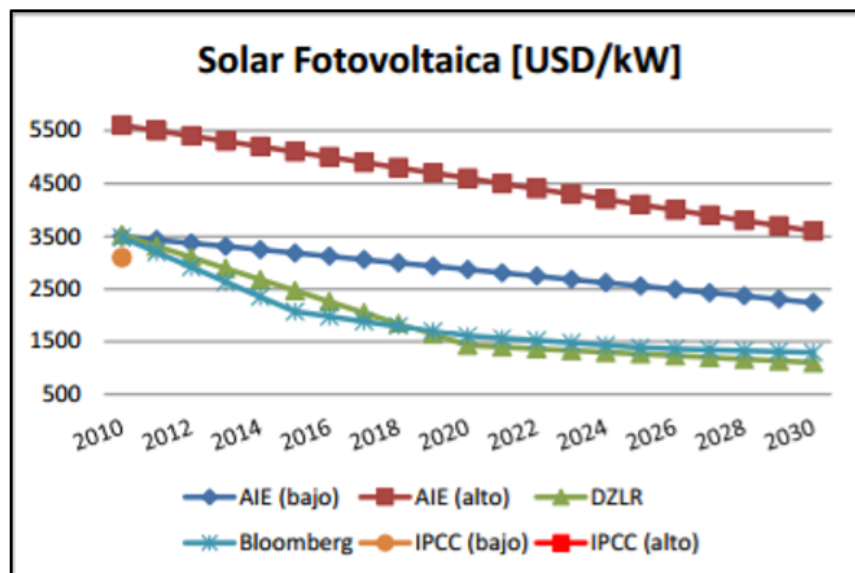
Tabla 5.30: Indicadores de viabilidad económica social. Fuente: Elaboración propia

VAN	-\$ 21.897.482.430
TIR	-
Payback [años]	14

5.2.4.5. Sensibilización de la inversión

Al no ser rentable el proyecto desde la evaluación económica ni social, se decide realizar una sensibilización de precios para los dos factores más influyentes en el proyecto, es decir, la inversión y la radiación a la cual está expuesta la planta. Cambiando estos valores se permite analizar cuál es el punto de inflexión, es decir, cuanto tiene que bajar la inversión o cuanta radiación extra tiene que existir para que el proyecto sea rentable.

Con respecto a la inversión, según un estudio de [Ministerio de Energía \(2011a\)](#), se espera una reducción de manera considerable a lo largo de los años, esto producto de que a nivel mundial, las energías renovables están siendo cada vez más utilizadas, lo cual provoca un crecimiento de la industria, y por ende una reducción de los precios. A continuación se muestra un gráfico, el cual muestra la proyección de la inversión en este tipo de tecnologías según varios estudios:

**Figura 5.9:** Proyección inversión. Fuente: [Ministerio de Energía \(2011a\)](#)

De esto, se desprende que al año 2025 la reducción en la inversión alcanza valores de un 35 %, y al año 2030 la reducción en la inversión alcanza valores de un 40 %.

Por otro lado, se tiene la proyección de los costos de operación y mantenimiento de la planta solar fotovoltaica, los cuales se detallan a continuación:

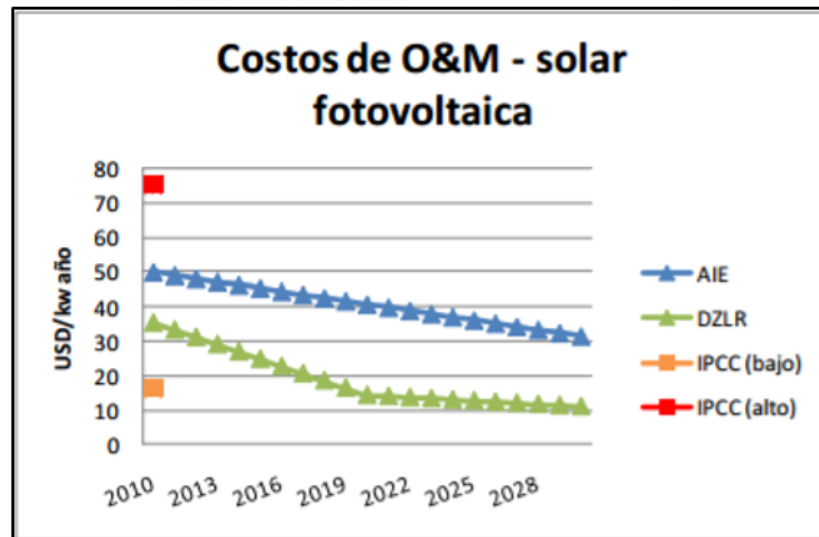


Figura 5.10: Proyección costos operación y mano de obra. Fuente: [Ministerio de Energía \(2011a\)](#)

De esto se desprende que al año 2025, la reducción en los costos de operación y mantenimiento de la planta alcancen un valor de 39 % aproximadamente, y que al año 2030, la reducción en los costos de operación y mantenimiento de la planta alcancen un valor del 45 % aproximadamente.

A continuación se presenta un análisis del VAN, TIR y Payback según los escenarios proyectados al 2025 y 2030, cabe destacar que el proyecto se evalúa en un horizonte de 20 años, con las mismas condiciones en las que se realizó la evaluación económica social.

Tabla 5.31: Sensibilización inversión. Fuente: Elaboración propia

Inversión						
Año	Precio [USD/W]	Ahorro inversión	Ahorro M&O	VAN	Tir	Payback
2016	2,16	0 %	0 %	-\$ 21.897.482.430	-	14
2025	1,4	35 %	38,89 %	\$ 35.472.385.263	11 %	9
2030	1,3	40 %	44,44 %	\$ 42.665.269.222	12 %	8

Una vez hecho este análisis, se puede apreciar que si bien, la planta solar fotovoltaica no es rentable hoy en día, según la proyección de costos en la inversión y operación y mantenimiento, este proyecto si sería rentable en el año 2025, esto debido a que, como se dijo anteriormente, las tecnologías y el mercado de la energía solar fotovoltaica van en un veloz aumento, por lo cual se espera una considerable reducción en los precios de aquí a 10 años más.

5.2.4.6. Sensibilización de la radiación

Para el caso de la radiación a la que estará expuesta la planta, se utilizó el Explorador Solar (<http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar3/>), mediante el cual se pudo analizar las radiaciones incidentes en diferentes zonas del país, con el objetivo de buscar cuanta radiación extra se necesitaría para que la planta solar fotovoltaica fuese rentable.

A continuación se muestra una tabla, con las distintas radiaciones de las zonas escogidas para el análisis, luego a base de esta radiación, se calcula el potencial de generación fotovoltaica para cada zona, obteniendo un VAN, TIR y Payback correspondiente a cada caso. Es importante mencionar que la evaluación se hace en un horizonte de 20 años, bajo las mismas condiciones que la evaluación económica social antes realizada.

Tabla 5.32: Sensibilización radiación. Fuente: Elaboración propia

	Villa Alemana	Curacaví	Ovalle	Vallenar	Copiapo	Calama
Potencial disponible [MWh/año]	242600	260217	267470	281750	287045	336784
Generación fotov. [KWh/año]	151200	162180	166700	175600	178900	209900
VAN	-\$ 21.897.482.430	-\$ 13.205.915.850	-\$ 9.627.966.766	-\$ 2.582.890.029	-	\$ 24.568.360.764
Tir	-	5 %	5 %	6 %	6 %	8 %
Payback	14	13	13	12	12	10
Radiación [KWh/m ² /día]	4,96	5,4	5,52	5,97	6,09	7,11
Radiación extra necesaria	0 %	8,15 %	10,15 %	16,92 %	18,56 %	30,24 %

Con esto, se puede apreciar, que se necesita un 18.555 % extra de radiación sobre la planta solar, para que esta recién empiece a ser rentable (VAN>0), esto sería equivalente a ubicar la planta solar en la zona de Copiapó. Cabe mencionar que mientras mayor es la radiación incidente, más rentable es la instalación de la planta.

5.3. Instancias de apoyo

Como parte de las estrategias para el desarrollo de las ERNC ([Ministerio de Energía, 2012](#)), en Chile se han implementado instrumentos de fomento orientados a disminuir las barreras de acceso a financiamiento local y para estimular la evaluación adecuada de potenciales de proyectos de ERN, parte importante de estos instrumentos han sido administrados por CORFO (Corporación de Fomento de la Producción), dentro de los que se destacan:

- Subsidios a pre inversión: Son otorgados por CORFO con apoyo del Gobierno Alemán, los cuales generan subsidios de hasta 50 % de los costos de estudios de evaluación de proyectos de ERNC, con topes máximos definidos por el tamaño del proyecto. Estos subsidios han estado principalmente orientados a proyectos de generación eléctrica y a inversiones medianas y altas.
- Líneas de financiamiento: Son líneas de intermediación financiera para la banca local, con créditos especializados en proyectos de ERNC o en proyectos medioambientales, el cual posee condiciones preferentes de tasas y plazos respecto de los créditos que normalmente se otorgan en el país. Estos fondos han sido aportados por CORFO complementados con

créditos del Gobierno Alemán al Gobierno de Chile para tales fines.

Por otro lado, CORFO organiza encuentros anuales para la promoción de proyectos de ERNC, donde se encuentran diversos actores interesados (autoridades, promotores, propietarios, inversionistas, consultores, etc.) donde se genera una instancia de negocio con el fin de promover el apoyo y crecimiento de este tipo de proyectos. Con respecto al financiamiento de las EEL ([Ministerio de Energía, 2015](#)), a continuación se presentan las principales fuentes de financiamiento que podrían ayudar al financiamiento de los proyectos de ERNC antes mencionados:

- Sistema Nacional de Inversiones (SNI): El desarrollo de la EEL puede someterse al Sistema Nacional de Inversiones (SNI), que norma y rige el proceso de inversión pública de Chile. Este sistema reúne las metodologías, normas y procedimientos que orientan la formulación, ejecución y evaluación de las Iniciativas de Inversión (IDI) que postulan a fondos públicos. El procedimiento general comienza con la identificación de una iniciativa por parte de un organismo público, la cual es ingresada al Ministerio de Desarrollo Social. Este ministerio realiza una evaluación y entrega un Resultado del Análisis Técnico Económico (RATE). En caso que la evaluación sea positiva, el organismo gestor puede ingresar la solicitud de presupuesto al Ministerio de Hacienda, el que puede ingresarla a la Ley de Presupuestos del año correspondiente para que sea discutida y aprobada en el Congreso.
- Fondos Nacionales de Desarrollo Regional (FNDR): Esta fuente de financiamiento pública puede obtenerse de los Gobiernos Regionales (GORE) por medio de los Fondos Nacionales de Desarrollo Regional que deben pasar por el SIN y ser priorizados por el Concejo Regional.

Los instrumentos señalados se encuentran en un proceso permanente de revisión, perfeccionamiento y, eventualmente, complementación con nuevos instrumentos de fomento. Dado lo anterior, los interesados deben consultar en los organismos pertinentes para conocer las condiciones vigentes para su postulación, así como la existencia de nuevos instrumentos

de fomento factibles de utilizar para el proyecto.



6 | Conclusiones

Mediante la confección e implementación de encuestas a las partes interesadas en este proyecto, además de conversaciones y reuniones con la Municipalidad de Villa Alemana e instituciones relevantes, se logró involucrar a la comunidad en la confección de la cartera de proyectos de generación energética, ya que gracias a su involucramiento se pudo encontrar soluciones que correspondan a problemáticas presentadas por la comunidad, es por esto, que al lograr su involucramiento, se pretende materializar la cartera de proyectos presentada para lograr su materialización de la mejor forma posible.

Mediante el diagnóstico energético realizado, se pudo conocer la realidad energética y territorial de la comuna, caracterizando el sistema energético y determinando el potencial de implementación de energías renovables que tiene la comuna, entre otras cosas. Dentro de los datos más relevante para esta tesis, se pudo apreciar que el consumo eléctrico de la comuna para el sector residencial alcanza un 80 % del consumo total, siendo este sector, uno de los pilares fundamentales de esta Estrategia Energética Local. Con respecto a los potenciales de generación energética, se pudo apreciar que el potencial fotovoltaico en granjas solares alcanza un valor de 242.6 [GWh/año], siendo este potencial uno de los más importantes y relevantes a tener en consideración para elaborar la cartera de proyectos, para el potencial de biomasa, se obtuvo un valor de potencial de generación eléctrica de 4.39 [GWh/año], finalmente para el caso del potencial eólico, se obtuvo un potencial de generación energética de 57.4 [GWh/año]. Se escogieron para la cartera de proyectos, la planta de biogás, debido a su alto potencial de generación energética y factibilidad técnica existente en la comuna, y la planta fotovoltaica, debido a que es factible su construcción desde el punto de vista técnico y el potencial disponible alcanza valores muy altos. Por otro

lado se deshecha la planta eólica ya que las condiciones existentes en la comuna no son suficientes para su correcto funcionamiento, por lo cual no es factible instalar este tipo de tecnología en la comuna.

Con respecto a la evaluación económica privada de los proyectos, se obtuvieron los siguientes resultados: La planta de biogás no es económicamente rentable, ya que su VAN alcanza un valor de -\$308.829.319. Por otro lado, para la planta fotovoltaica, se tiene que económicamente no es rentable, ya que su VAN alcanza un valor de -\$81.535.176.230.

Con respecto a la evaluación económica social de los proyectos, se obtuvieron los siguientes resultados: La planta de biogás es económicamente rentable, ya que su VAN alcanza un valor de \$161.855.389 y su TIR de 9 %, para la planta fotovoltaica, se tiene que económicamente sigue no siendo rentable, ya que su VAN tiene un valor de -\$21.897.482.430. Para que la planta fotovoltaica sea rentable desde el punto de vista económico social, se necesitaría esperar aproximadamente 7 años ya que la inversión en este tipo de tecnologías según las proyecciones presentaría grandes disminuciones en el corto plazo, por otro lado se necesitaría un 18.56 % más de radiación para que la planta fotovoltaica sea rentable en la comuna.

Para finalmente decidir que tipo de proyecto se tiene que llevar a cabo, entran en consideración una serie de aspectos, entre los que se destacan los talleres de validación de los proyectos, donde el comité operativo y la municipalidad validan los proyectos presentados, también están las fuentes de financiamiento, ya que depende del acceso a estas fuentes para ver si se logra materializar la confección de alguno de estos proyectos. Sin embargo se concluye que la planta de biogás si es rentable de realizar, sin embargo queda sujeto a un proyecto de separación de los RSU en origen que se está llevando a cabo en la municipalidad, ya que se necesita para que la planta sea rentable, aproximadamente un 85 % de RSU separada en origen, por lo cual el proyecto de separación en origen debe estar lo suficientemente avanzado para que la planta de biogás sea factible de construir. Con respecto a la planta solar fotovoltaica, se concluye que si bien, actualmente no es

rentable, si debería hacerse en el corto plazo (7-8 años más aproximadamente), ya que está tecnología está creciendo enormemente en el mundo y su costo de inversión disminuiría en el corto plazo, por lo que es muy conveniente instalar esta planta en un futuro cercano aprovechando así el gran potencial solar de la comuna.



Bibliografía

ACZIA (2014). Gestion integral de inversión en plantas de Biogás.

Barría, Alexia Quirox (2012). Evaluación Técnica y Financiera de Alternativas Energéticas Renovables no Convencionales para incorporar a la Gestión Energética del Casino de Suboficiales Badilla , III Brigada de la Fuerza Aérea de Chile , Puerto Montt .

Candia, Jorge; Perrotti, Daniel E; y Aldunate, Eduardo (2015). Evaluación social de proyectos.

CDEC (2016). Sistemas eléctricos de Chile 2016. [5.2.3.3](#)

Comisión Nacional de Energía (2015a). Anuario Estadístico de Energía. ([document](#)), [3.2](#), [3.4](#), [3.5](#)

Comisión Nacional de Energía (2015b). Norma técnica de conexión y operación de PMGD en instalaciones de media tensión. [5.1.3.1](#)

Comisión Nacional de Energía (2016). Precios nudo promedio para el SIC y SING. [5.1.3.6](#), [5.2.3.3](#)

Ecoenergías (2016). Diagnóstico territorial y diagnóstico energético Villa Alemana. ([document](#)), [4.1](#), [4.1](#), [4.1](#), [4.2](#), [4.2](#), [4.3](#), [4.4](#), [4.5](#), [4.6](#), [4.7](#), [4.8](#), [4.9](#), [4.10](#), [4.11](#), [4.3](#), [4.12](#), [4.13](#), [4.14](#), [4.4](#), [4.15](#), [4.16](#), [4.5](#), [4.6](#), [4.17](#), [4.7](#), [4.18](#), [4.19](#), [4.20](#), [4.8](#), [4.9](#), [4.21](#), [4.10](#), [4.22](#), [5.2.3.3](#)

Escobar, David González (2013). Software para dimensionamiento de biodigestor. [5.1.2.3](#)

Generadoras de Chile (2016). Boletín del Mercado Eléctrico SECTOR Generación. ([document](#)), [3.2.1](#), [3.7](#), [3.8](#)

International Energy Agency (2016). World Energy Statistics. ([document](#)), [3.1.1](#), [3.1](#), [3.1.2](#), [3.2](#), [3.3](#)

Ministerio de Energía (2011a). Expansión de largo plazo para distintos escenarios de desarrollo de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). ([document](#)), [5.2.4.5](#), [5.9](#), [5.10](#)

Ministerio de Energía (2011b). Manual del Biogás. ([document](#)), [3.16](#), [3.17](#), [3.18](#), [3.19](#), [3.20](#), [3.21](#)

- Ministerio de Energía (2012). Guía de planificación para proyectos de Biogás en Chile. [5.1.3.1](#), [5.1.3.2](#), [5.3](#)
- Ministerio de Energía (2014). Energías renovables en Chile. ([document](#)), [3.15](#)
- Ministerio de Energía (2015). Guía EEL. ([document](#)), [3.3](#), [3.11](#), [3.12](#), [5.3](#)
- Ramos, Nathaly Patricia Romero (2011). CONSUMO DE ENERGÍA A NIVEL RESIDENCIAL EN CHILE Y “ CONSUMO DE ENERGÍA A NIVEL RESIDENCIAL EN CHILE Y ANÁLISIS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN CALEFACCIÓN ”. [4.3.2](#)
- Subsecretaría de Evaluación Social, Ministerio de Desarrollo Social (2016). Precios Sociales Vigentes 2016. [5.1.4](#), [5.2.4](#)
- Susaeta, Francisco Manuel Lagos (2013). Análisis de factibilidad técnica y económica de la generación de biogás a partir de purines mediante biodigestores anaerobios.
- Unidad Planeación minero agrícola (2003). Guía para la implementación de sistemas de producción de biogás. [5.1.2.3](#)
- Vargas, Ricardo (2011). Guía de PMBok. [3.5](#)