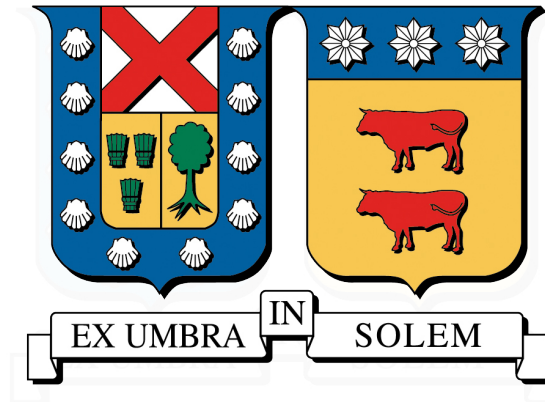


UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INDUSTRIAS
VALPARAÍSO - CHILE



**DEFINICIÓN DE LA ESTRATEGIA DE AUTOGENERACIÓN
MEDIANTE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA
PARA ESVAL S.A. Y AGUAS DEL VALLE S.A.**

PABLO ANDRÉS SILVA COLARTE

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL

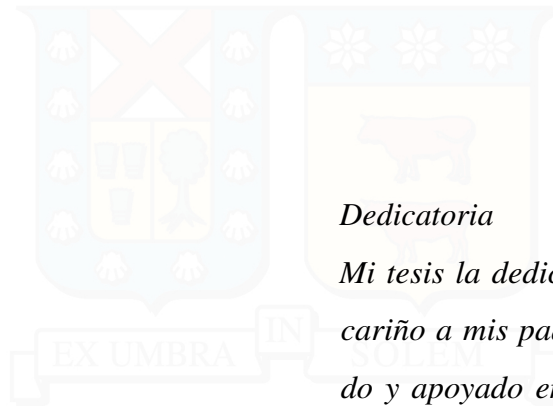
PROFESOR GUÍA : SR. WERNER KRISTJPOLLER RODRIGUEZ
PROFESOR CORREFERENTE : SR. ALONSO CONTRERAS IRARRAZAVAL

JULIO 2018

Agradecimientos

Agradezco a la empresa Esva S.A. por darme la oportunidad de trabajar con ellos en un equipo ya conformado y por recibirme tan cálidamente durante mi estadía en la empresa.





Dedicatoria

Mi tesis la dedico con todo mi amor y cariño a mis padres, que me han guiado y apoyado en todo momento y han sido el pilar fundamental bajo el cual me he formado como profesional y más importante, como persona. Gracias por los sacrificios que han hecho para llevarme a donde estoy, ya que todo lo que soy es gracias a ellos.

A mi familia y amigos por acompañarme en este trayecto y por formar parte de mi vida, cada uno ha sido muy importante en mi vida.

RESUMEN EJECUTIVO

El siguiente trabajo consiste en la definición de una estrategia de autogeneración con energías renovables no convencionales, en adelante ERNC, enfocada en energía solar fotovoltaica para la empresa ESVAL S.A. y Aguas del Valle S.A., en adelante Esval y AdV respectivamente. La estrategia a seguir se inicia con la identificación de los terrenos disponibles y la posterior selección de aquellos con mayor potencial solar, para continuar luego con la identificación de los modelos de negocio existentes, teniendo presente la regulación sanitaria y eléctrica vigente a la fecha. Finalmente se realiza un análisis de la viabilidad del proyecto bajo los modelos existentes, resultando el modelo basado en la Ley de Generación Residencial, en adelante, Netbilling, como el modelo con el mejor resultado en cuanto a flujo de caja y expectativas. Adicionalmente se presenta un análisis del impacto en el proceso tarifario de Esval en virtud de los mayores ingresos/menores costos que tendrá la compañía. Además, se realiza una sensibilización de las variables más relevantes del proyecto, tales como cargo por tarifa eléctrica, costos de inversión, costo de operación, entre otros; para obtener el comportamiento del flujo de caja ante cambios en dichos parámetros, para finalmente presentar las conclusiones en función de los resultados mencionados.

Palabras Clave. ERNC, Planta Fotovoltaica, Proyectos Solares, evaluación técnico-económica, Netbilling, Ley de Generación Residencial

ABSTRACT

This work is to define a strategy of self-generation using non-conventional renewable energy (NCRE), based on photovoltaic energy for the companies Esval S.A. and Aguas del Valle (S.A), hereinafter, Esval and ADV, respectively. The strategy begins with selecting the lands with the highest solar potential, identifying business models keeping in mind the water and regulation constraints currently in place. The model with the best performance in terms of cash flow and expectations is the Residential Generation Law, hereinafter, Net Billing. Finally, the impact of solar plants on the tariff process of Esval and a sensibility analysis based on the most relevant variables of the project, such as charge for electricity tariff, capital expenditures, operating costs, etc., are offered to obtain the behavior of the cash flows and present the conclusions.

Keywords. NCRE, Photovoltaic Plant, Solar Projects, Technical-economic evaluation, Netbilling, Residential Generation Law

Índice de Contenidos

1. Problema de investigación	1
1.1. Descripción Empresa	1
1.2. Datos Básicos de la Empresa	2
1.3. Definición del Proceso	4
1.4. Descripción de la problemática	6
1.5. Contexto	7
1.5.1. Objetivos planteados en política energética 2050 (Política de estado)	7
1.5.2. Evolución Histórica del Precio de la Energía Eléctrica	10
2. Objetivos	15
2.1. Objetivo General	15
2.2. Objetivo Especifico	15
3. Marco Teórico	16
3.1. Situación Actual Internacional	16
3.1.1. Crecimiento de las ERNC en el mundo	17
3.1.2. Matriz Energética	18
3.1.3. Matriz Eléctrica	19
3.1.4. Desacople de las economías PIB y consumo eléctrico OCDE	20
3.1.5. Radiación mundial en comparación con Chile	21
3.2. Situación Actual Chilena	23
3.2.1. Desacople de las economías PIB y consumo eléctrico Chile	23
3.2.2. Caracterización de la matriz eléctrica	25
3.2.3. El Sector Eléctrico en Chile	28
3.2.4. Historia de Adjudicaciones Eléctricas desde la Entrada de las ERNC	30
3.2.5. Generación Distribuida (Netbilling-PMGD)	30
3.2.6. Marco Regulatorio Eléctrico	31
3.2.6.1. Definición de Energías Renovables no Convencionales Solar	31
3.2.6.2. Ley de Generación Distribuida 20.571	31
3.2.6.3. Medios de Generación y Pequeños Medio de Generación no Convencionales	32
3.2.6.4. Modificación en Trámite	33
3.2.7. Evolución de los costos de inversión	34
3.3. Marco Técnico	35

3.3.1.	El Sol	35
3.3.2.	La Radiación y la Atmósfera	35
3.3.3.	Espectro de Radiación Solar	36
3.3.4.	Ciclo Solar	36
3.3.5.	Bases de la planta fotovoltaica	39
3.3.5.1.	Tecnologías Fovoltáicas	40
3.3.5.2.	Sistemas con Seguimiento Solar	44
3.3.5.3.	Inclinación y azimut	46
3.3.5.4.	Layout	47
3.3.5.5.	Modelo del Panel e Inversor	48
3.3.5.6.	Análisis de Baterías de Respaldo en Generación Solar	50
3.3.6.	Instrumento de evaluación económica	50
4.	Metodología	51
4.1.	Estructura	51
4.2.	Desarrollo Conceptual e Identificación del Sitio	52
4.2.1.	Radiación de los sitios	52
4.3.	Identificación del Sitio	53
4.3.1.	El Proyecto Fovoltáico	54
4.4.	Formulación de Modelos de Negocio	55
4.5.	Modelo Financiero	57
4.5.1.	Curva tipo	58
4.5.2.	Evaluación Económica de los Modelos de Negocio	58
4.6.	Sensibilización	61
5.	Resultados	62
5.1.	Análisis de Resultados por Modelo de Negocio Empresa	62
5.2.	Análisis Global de Metodología y Oportunidades	64
5.2.1.	Levantamiento de Terrenos	64
5.2.2.	Capacidad de Generación Fovoltáica	64
5.3.	Inversión y Costos de Operación Generales de la Empresa	65
5.3.1.	Análisis Seguimiento en Planta Solar Fovoltáica	65
5.4.	Análisis Modelo PMGD	66
5.5.	Consideraciones Tarifarias de las Empresas Sanitarias	69
5.5.1.	Proceso Tarifario	69
5.5.1.1.	Leyes Sanitarias	69
5.5.1.2.	Las Tarifas	70
5.5.1.3.	Etapas del Proceso Tarifario	70
5.5.1.4.	Costo Total de Largo Plazo Neto	70
5.5.1.5.	Empresa Modelo	71
5.5.2.	Consideraciones en el Proceso Tarifario	72
5.5.2.1.	Descuento por Modelo de costos eficientes	73
5.5.2.2.	Descuento por Negocio no Regulado	73
5.6.	Análisis de Resultados con Consideraciones Tarifarias Sanitarias	74

6. Sensibilización	77
7. Conclusiones	81
7.1. Conclusiones Modelos de Negocio	81
7.2. Conclusiones Empresa Modelo	83
7.3. Conclusiones Sensibilización	84
7.4. Conclusiones Generales	85
Bibliografía	86
A. Anexos Metodología	89
B. Proyectos Netbilling	93
C. Flujos de Caja	96
D. Simulaciones PVSYST	100

Índice de Tablas

1.1. Datos de Operación Fuente: Esvál, Memoria Corporativa 2016	2
1.2. Materias Primas y Consumibles Utilizados Fuente: Esvál, Memoria Corporativa 2016	2
3.1. Tabla Resumen de Proyectos Solares Fotovoltaicos Analizados	45
3.2. Área mínima disponible en techo para instalación FV Fuente: Elaboración propia	47
5.1. Resultados para Planta Sanitaria Tipo Fuente: Elaboración propia	63
5.2. Evaluación Paneles Fijos y Con Seguimiento en un Eje Fuente: Elaboración propia	66
5.3. Evaluación PMGD, Las Vegas y La Chimba Fuente: Elaboración propia	67
5.4. Grandes Diferencias entre Empresa real y Empresa Modelo	72
5.5. Resultados con Consideraciones del Proceso Tarifario	76
B.1. Proyectos Netbilling Esvál	94
B.2. Proyectos Netbilling Adv	95

Índice de Figuras

1.1. Consumo energético Esva y AdV.	3
1.2. Consumo energético por proceso Esva.	3
1.3. Estrategía de energía Esva.	6
1.4. Evolución del Costo Marginal Barra Quillota.	10
1.5. Costos marginales por tecnología.	12
1.6. Evolución Precio del Cobre y Dolar Index.	14
3.1. Nuevas Inversiones Mundiales en Energías Renovables por Sector, 2016; en Miles de Millones de Dolares	18
3.2. Índice de consumo eléctrico y PIB en OCDE (Base 2001=100)	20
3.3. Radiación Global Horizontal Mundial	21
3.4. Radiación Global Horizontal Latinoamericana	22
3.5. Índice de consumo eléctrico y PIB en Chile (Base 2001=100)	24
3.6. Generación Eléctrica en Chile y el Mundo	25
3.7. Matriz Chilena 2017	26
3.8. Evolución Matriz SIC 2015-2017	27
3.9. Evolución Matriz SING 2015-2017	27
3.10. Evolución Precios PTSP 2015-2017	34
3.11. Distribución Espectral de la Radiación Solar	36
3.12. Irradiación Solar Total. (Fuente: Escobar y Hentzschel (2011)	37
3.13. Radiación Global Horizontal Anual	38
3.14. Radiación Global Horizontal Multianual	39
3.15. Mapamundi con la zona intertropical en rojo.	46
3.16. Gráfico de potencia de salida módulo FV con relación a la potencia nominal	48
3.17. Inversor de 50 kW	49
4.1. Cuadro Resumen Metodología.	52
5.1. Plantas Sanitarias Esva para PMGD. (Fuente: Google Earth)	67
5.2. Diagrama Proceso Tarifario	71
5.3. Diagrama Empresa Real y Empresa Modelo	72
5.4. Terrenos Esva. (Fuente: Imágenes Tomadas en Terreno)	74
6.1. Cuadro Resumen Metodología.	78
6.2. Sensibilización Costos de Operación.	79
6.3. Sensibilización de la tarifa regulada.	80

A.1. Plano planta ejemplo	89
A.2. Resultado de delimitacion planta ejemplo	90
A.3. Visita a terreno con expertos	91
A.4. Consumo típico planta AP	91
A.5. Precios vs costo de inversión	92
C.1. Flujo de caja puro planta tipo	97
C.2. Flujo de caja puro planta tipo con consideración de terreno	98
C.3. Flujo de caja puro planta tipo sin consideración de terreno	99
D.1. Importar base de datos	101
D.2. Variables de la simulación	102
D.3. Resultados globales de la simulación	102
D.4. Obtención de datos en detalle	103
D.5. Datos a cargar en Excel	103

1 | Problema de investigación

1.1. Descripción Empresa

Esva S.A., anteriormente conocida como Empresa de Obras Sanitarias de Valparaíso, es una empresa chilena de servicios sanitarios que realiza distribución de agua potable y tratamiento de aguas servidas en la Región de Valparaíso.

Se constituye en el año 1977, con la creación del Servicio Nacional de Obras Sanitarias (SENDOS) y en el año 1989 se constituye como sociedad anónima. Se privatiza en el año 1998 siendo la primera empresa sanitaria chilena en pasar a manos privadas. A partir del año 2003 adquiere la concesión perteneciente a la Empresa de Servicios Sanitarios de Coquimbo (ESSCO), con lo cual la compañía amplió su presencia hacia la Región de Coquimbo mediante su subsidiaria Aguas del Valle (AdV).

Desde entonces, provee los servicios de agua potable y tratamiento de aguas servidas a más de 1.6 millones de personas en la Región de Valparaíso, donde cubre toda la región excepto Panquehue, Olmué, Juan Fernández, Santo Domingo, e Isla de Pascua.

En la Región de Coquimbo cubre todos los sectores excepto La Higuera y Río Hurtado, dando servicio a más de 600.000 personas.

Según datos obtenidos en [Esva \(2016\)](#) Esva S.A. cubre el 99,9 % de la población con agua potable y el 94,7 % con servicio de alcantarillado entre la Cuarta y la Quinta región como se observa en la siguiente tabla [Tabla 1.1](#)

Tabla 1.1: Datos de Operación

Fuente: Esva, Memoria Corporativa 2016

Detalle	Esva	AdV	Total
Población Urbana Abastecida	1.658.026	662.084	2.320.110
Cientes Agua Potable	662.656	240.441	863.097
Cientes Alcantarillado	571.049	232.104	803.153
Cobertura Agua Potable (%)	99,9 %	100,0 %	99,9 %
Cobertura Alcantarillado (%)	93,8 %	97,0 %	94,7 %

1.2. Datos Básicos de la Empresa

Esva en conjunto con AdV proporciona servicio de agua potable a más de 1.6 millones de clientes en su zona de concesión, dotando más de 227 millones de m^3 de agua potable al año y trata anualmente más de 172 millones de m^3 de aguas servidas.

Esto genera ingresos anuales de más de 160.000 millones de pesos con un resultado neto de más de 17.000 millones de pesos [Esva \(2016\)](#).

El concepto agregado más importante de coste es “otros gastos por naturaleza” con más de 55.000 millones de pesos chilenos, partida donde encontramos las subpartidas de “mantenimiento” y “servicios” con más de 16.000 millones cada una. Bajo el epígrafe de “Materias primas y consumibles utilizados” se encuentra el gasto en energía, que asciende a 15.760 millones de pesos chilenos; por orden de gasto le sigue, productos químicos, otros materiales y combustibles como muestra la siguiente tabla ([Tabla 1.2](#)).

Tabla 1.2: Materias Primas y Consumibles Utilizados

Fuente: Esva, Memoria Corporativa 2016

Detalle	01.01.2016	01.01.2015
	31.12.2016	31.12.2015
	M\$	M\$
Energía	15.760.072	14.029.703
Productos Químicos	2.885.797	3.179.974
Combustibles	306.181	512.886
Otros Materiales	994.294	1.457.439
Total	19.946.344	19.180.002

Por otra parte, el consumo energético de la compañía presenta una variación promedio de un 3,2 % entre el año 2012 y 2017. Lo anterior es consistente con el crecimiento

vegetativo de la empresa y de ajustes operacionales producto de la sequía que afecta a la zona desde el año 2014 a la fecha.

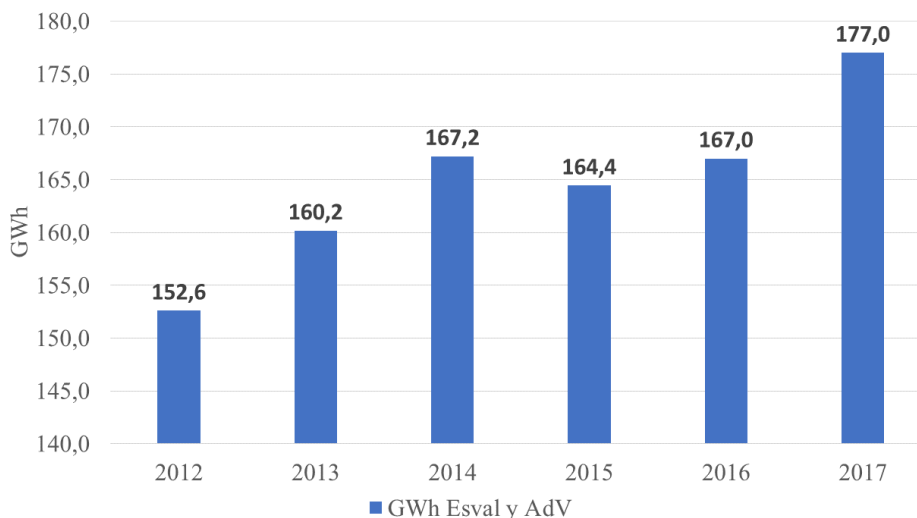


Figura 1.1: Consumo energético Esvál y AdV.

(Fuente: Elaboración propia con información entregada por la empresa)

En la [Figura 1.2](#) se presenta como se distribuye el consumo energético respecto al total para Esvál.

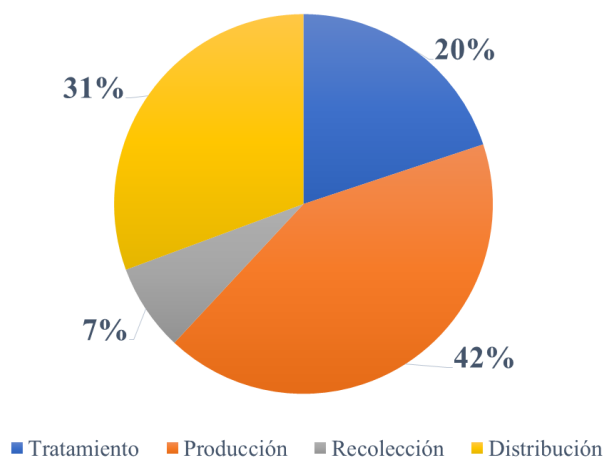


Figura 1.2: Consumo energético por proceso Esvál.

(Fuente: Elaboración propia con información entregada por la empresa)

El mayor gasto energético se observa en los procesos de Agua Potable, es decir producción y distribución, como consecuencia de la gran cantidad de sistemas de impulsión y

captación utilizados para el suministro de agua a sus clientes.

1.3. Definición del Proceso

Esva y AdV, dentro de su cadena de valor poseen dos macroprocesos principales, por un lado está el servicio de Agua potable, de ahora en adelante AP, y por otro lado el proceso de Aguas Servidas, de ahora en adelante AS. Estos servicios se describen a continuación:

1. **Agua Potable:** Esva posee dentro de sus sistemas productivos y como eje central de la arquitectura de un sistema de agua potable, las etapas de captación, producción, conducción y tratamiento, finalizando el proceso con distribución. Comienza con el proceso de captación donde el agua es recolectada para ser procesada y posteriormente distribuida mediante su red de agua potable, para satisfacer a más de dos millones de personas.

Los distintos tipos de captación son:

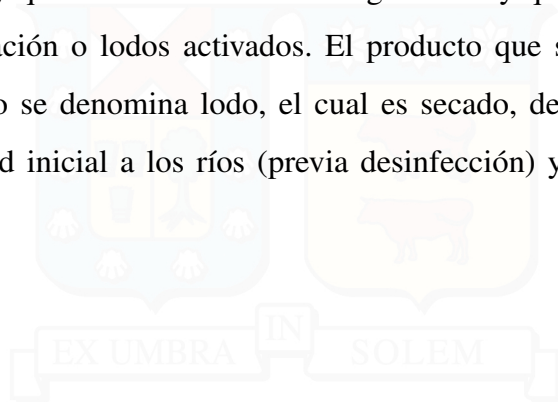
- Sondajes: proceso en el cual se obtiene agua de un pozo mediante una bomba.
- Superficiales: generalmente obtenidas directamente desde el río u otro afluente.
- Dren: sistema que cuenta con una serie de tuberías enterradas a aproximadamente cinco metros bajo tierra con agujeros, para aprovechar la infiltración del agua y dirigirla mediante estas tuberías hacia una sentina.

Los sistemas de producción y tratamiento son sistemas de cloración y de fluoración. Este conjunto de procesos es intensivo utilizando bombas de profundidad para estaciones elevadoras y reelevadoras de agua potable.

El Proceso de Distribución se realiza desde las plantas potabilizadoras hasta los clientes usando la red de distribución de agua potable. Este proceso los caudales son inferiores a los de Producción y menor altura de elevación.

2. **Aguas Servidas:** las aguas servidas son recolectada mediante las redes de alcantarillado y bombas de aspiración. Estas se procesan según su ubicación geográfica de la siguiente manera:

- a) Zona costa: Plantas de tratamiento físico mediante filtros, descargan en emisario submarino.
- b) Zona valle y cordillera: El agua servida es tratada en plantas de tratamiento biológico y químico mediante microorganismos y químicos, ya sea lagunas de decantación o lodos activados. El producto que se obtiene posterior al tratamiento se denomina lodo, el cual es secado, devolviendo un 25 % de la humedad inicial a los ríos (previa desinfección) y el resto es enviado a vertederos.



1.4. Descripción de la problemática

Durante el año 2017, Esva S.A. se ha planteado el diseño y posterior implementación de una estrategia de gestión de la energía la cual se detalla en la [Figura 1.3](#):

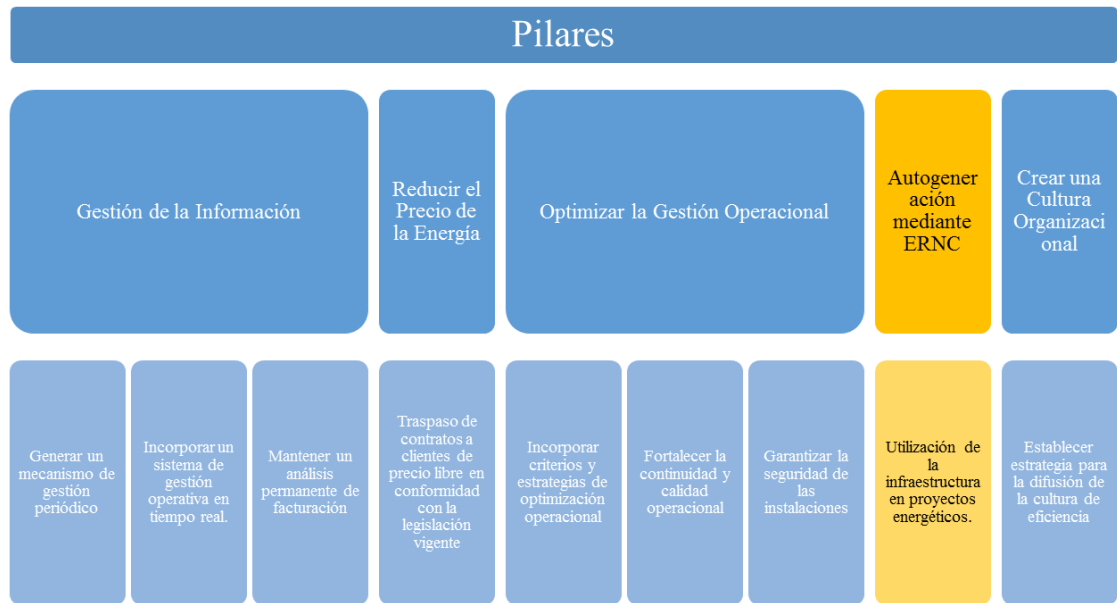


Figura 1.3: Estrategia de energía Esva.

(Fuente: Elaboración propia)

Basado en el pilar Autogeneración mediante ERNC es que Esva y AdV buscan rentabilizar sus espacios disponibles mediante el análisis de proyectos energéticos

Las localidades de Esva cuentan con características técnicas favorables para evaluar proyectos fotovoltaicos con elevados niveles de radiación como se especifica mas adelante.

Por otro lado Esva, cuenta con una gran cantidad de terrenos en donde tiene emplazadas sus plantas, estas propiedades tienen una gran cantidad superficie disponible de las que solo una fracción sería utilizada en proyectos de inversión por aumento de la infraestructura, considerando lo anterior, es que gran parte de esa superficie quedaría a disposición para ejecutar otro tipo de proyectos.

Aquí es donde surge la posibilidad de plantear una estrategia de autogeneración para la compañía, orientada principalmente en su estrategia energética y aprovechando el potencial técnico fotovoltaico presente en las zonas donde opera Esva y AdV. Es por esto que se

propone evaluar la instalación de plantas solares fotovoltaicos en mencionados terrenos, con la finalidad de reducir el gasto total de energía de la compañía.

1.5. Contexto

Como contexto a la problemática se plantean objetivos de la política energética 2050, bajo la cual se encuentra alineada la estrategia energética de Esval y AdV, además de explicar la evolución histórica del precio de la energía eléctrica, entregando así una visión global respecto a los elementos involucrados en este documento.

1.5.1. Objetivos planteados en política energética 2050 (Política de estado)

La Política Energética propone una visión del sector energético al año 2050 que corresponde a un sector confiable, sostenible, inclusivo y competitivo. Esta visión, obedece a un enfoque sistémico, según el cual el objetivo principal es lograr y mantener la confiabilidad de todo el sistema energético, al mismo tiempo que se cumple con criterios de sostenibilidad e inclusión y, se contribuye a la competitividad de la economía del país ([Ministerio de Energía, 2014](#)).

En definitiva, mediante estos atributos, se establece como objetivo avanzar hacia una energía sustentable en todas sus dimensiones. Para alcanzar esta visión al 2050, la Política Energética se sustenta en 4 pilares:

- **Seguridad y Calidad de Suministro:** Contar con un sistema energético confiable es clave para impulsar el desarrollo del país. Es fundamental que la energía esté disponible a un precio razonable y predecible, y que favorezca la competitividad. El principio de Confiabilidad, enmarcado en la visión de la Política, se entiende más allá del clásico concepto de seguridad en el sector energético. Ésta definición incorpora, además, criterios de acceso confiable a la energía, calidad de suministro y flexibilidad del sistema, entre otros. Para ello, es necesario avanzar en seguridad y flexibilidad a nivel de producción centralizada y contar con una producción descentralizada y

gestión activa de la demanda ([Ministerio de Energía, 2014](#)).

- **Energía como Motor de Desarrollo:** Uno de los pilares sobre los que se asienta nuestra Política Energética es la visión de la energía como motor de desarrollo del país. Sin energía no hay crecimiento. Para impulsar el crecimiento, Chile requiere un desarrollo energético inclusivo, caracterizado por un acceso equitativo, coordinación territorial y precios que favorezcan la competitividad ([Ministerio de Energía, 2014](#)).
- **Compatibilidad con el Medio Ambiente:** El desarrollo del sector energético no puede dissociarse del cuidado del medioambiente. Para ello, es fundamental implementar políticas que aborden paralelamente dos grandes desafíos: El impulso de una matriz energética renovable y el desarrollo de lineamientos para abordar los impactos medioambientales, locales y globales ([Ministerio de Energía, 2014](#)).
- **Eficiencia y Educación Energética:** Como en todo país que se encuentra en plena transición hacia el desarrollo, el crecimiento económico, el fortalecimiento de la clase media y la urbanización irán presionando la demanda energética de Chile. Incluso mediante la aplicación de medidas de eficiencia que logren desacoplar ambos índices, hará falta un esfuerzo para que la mayor demanda de energía sea viable y sustentable ([Ministerio de Energía, 2014](#)).

Sobre estas bases, deben desarrollarse las diversas medidas y planes de acción planteados hasta el año 2050. Dichos planes desecadenan en los siguientes objetivos planteados para ese año:

1. La indisponibilidad de suministro eléctrico promedio, sin considerar fuerza mayor, no supera a una hora/año en cualquier localidad del país.
2. Las emisiones de GEI del sector chileno son coherentes con los límites definidos por la ciencia a nivel global y con la correspondiente meta nacional de reducción, haciendo una contribución relevante hacia una economía baja en carbono.
3. Asegurar acceso universal y equitativo a servicios energéticos modernos, confiables y asequibles a toda la población.

4. Los instrumentos de planificación y ordenamiento territorial, regional y comunal incorporan los lineamientos de la Política Energética.
5. Chile se encuentre entre los 3 países OCDE con menores precios promedio de suministro eléctrico a nivel residencial e industrial.
6. Al menos el 70 % de la generación eléctrica nacional proviene de energías renovables.
7. El crecimiento del consumo energético está desacoplado del crecimiento del producto interno bruto.
8. El 100 % de las edificaciones nuevas cuentan con estándares OCDE de construcción eficiente y cuentan con sistemas de control y gestión inteligente de la energía.
9. El 100 % de las principales categorías de artefactos y equipos que se venden en el mercado corresponden a equipos energéticamente eficientes.
10. La cultura energética está instalada en todos los niveles de la sociedad, incluyendo los productores, comercializadores, consumidores y usuarios ([Ministerio de Energía, 2014](#)).

1.5.2. Evolución Histórica del Precio de la Energía Eléctrica

La modernización del mercado eléctrico chileno se comenzó a gestar en los años 1980, proceso que se caracterizó por el paso de muchas de las empresas que operan en el segmento de manos del Estado a la propiedad privada. Sin embargo, los mayores y más relevantes cambios se comenzaron a notar a partir de 1990, cuando el mercado energético chileno evidenció una modernización que iba a la par con el crecimiento del país ([Revista Electricidad, 2012](#)).

En la siguiente imagen ([Figura 1.4](#)) se ve el comportamiento del costo marginal en la barra Quillota 220.

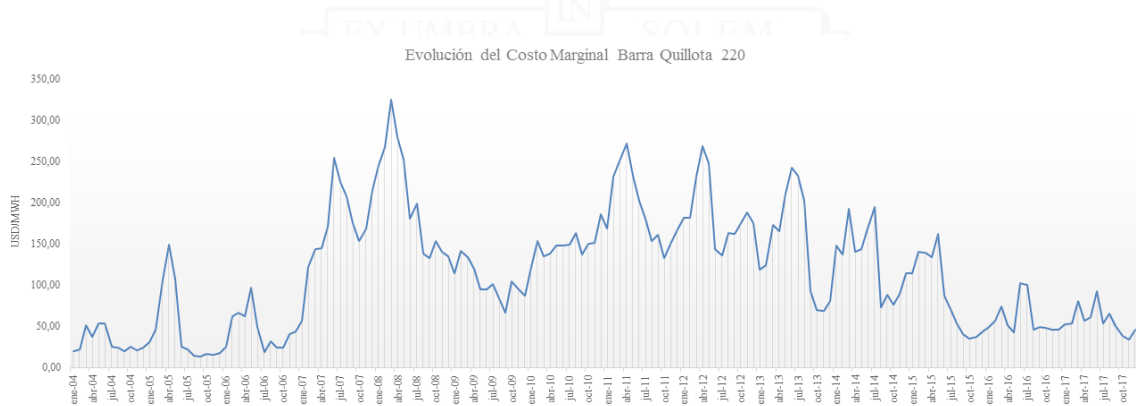


Figura 1.4: Evolución del Costo Marginal Barra Quillota.
(Fuente: CDEC)

De la figura anterior se puede destacar los siguientes acontecimientos:

El año 2004 comienzan con costos marginales en ordenes de magnitud históricos para el mercado de energía en Chile, sin embargo los primeros problemas comienzan en invierno, cuando se inician los recortes de gas desde Argentina, impactando dramáticamente en los precios ([Revista Electricidad, 2012](#)). Sin embargo, su impacto en la seguridad del abastecimiento fue moderado, pues casi toda la capacidad instalada diseñada para operar con gas se adaptó para funcionar con diesel, lo que implica pérdida de potencia cercanas al 14 %. La razón principal que explica los cortes son los precios artificialmente bajos del gas en el mercado argentino, lo que desincentiva por completo el desarrollo de nuevos proyectos y eleva la demanda ([Baraño, 2010](#)).

2005 Se presenta, despacha y promulga en tiempo record la llamada Ley Corta II, sobre

inversiones en el sector eléctrico, principalmente en Generación, con lo que se desata una carrera por invertir.

2006 Un gran número de consorcios empresariales manifiestan interés en invertir en el sector de transmisión eléctrica y en el puerto de GNL de Quintero. Por otro lado, se sella el pacto entre Endesa y Colbún para HidroAysén.

El Gobierno dice enfáticamente que la energía nuclear no está en la agenda, aunque ordena estudios en la materia; promueve sí los biocombustibles y en el extranjero el Primer Proceso de Licitación de Suministro Eléctrico. Refuerza también su convicción con el Plan de Seguridad Energética, que tiene como fin diversificar aún más la matriz energética del país e independizarlo absolutamente en materia de fuentes de suministro para generación eléctrica.

2007 El carbón se transforma en el combustible estrella para la generación de electricidad en Chile (de hecho, un alto número de proyectos de centrales eléctricas son en base a ese combustible), mientras que paralelamente y principalmente se habla del fin de la era del gas natural profundizando la crisis desde Argentina. Los recortes realizados desde el país transandino alcanzan hasta el 100 % e incluso en promedio los envíos no pasan más allá de los 600.000 metros cúbicos diarios y se proyecta serán más profundos en 2008 y 2009. En consideración con lo anteriormente mencionado y sumado al alza internacional de otros combustibles fósiles como el Petróleo Brent y el Carbón, se produce una importante alza en el costo marginal de la energía.

2008 La crisis del gas natural se profundiza empeorando en relación al año anterior, tal como se muestra en la [Figura 1.5](#) y es en este año donde el diesel adquiere un rol preponderante, alcanzando el 25 % de la generación eléctrica, en compensación a la falta de gas natural, alcanzando altos precios. A esto se suma la crítica situación de baja hidrológica que atraviesa el país, coyuntura que es denominada “tormenta perfecta”. Debido a esa situación, durante este año se alcanza un valor máximo de 325,17 USD/MWh en Marzo del 2008. Al mismo tiempo en ese período se anuncian proyectos en generación en base a carbón por USD 1.000 millones.

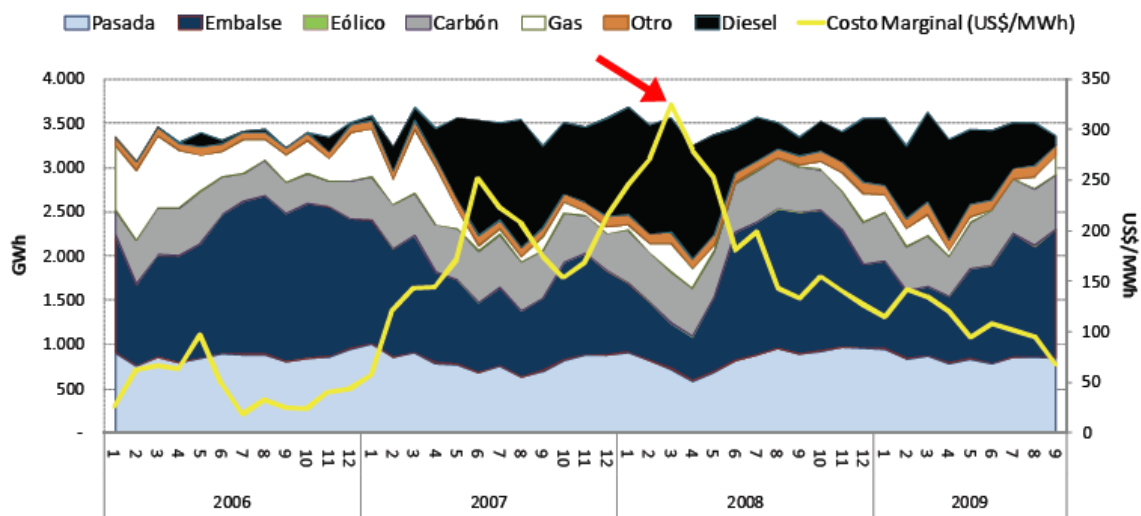


Figura 1.5: Costos marginales por tecnología.

(Fuente: <http://www.centralenergia.cl/2009/12/01/la-historia-detras-de-la-crisis-de-2008/>)

2011 El Presidente de la República, Sebastián Piñera, anuncia un decreto preventivo para evitar racionamiento energético, ante el bajo nivel de los embalses dedicados a la generación eléctrica (Revista Electricidad, 2012). Las escasas precipitaciones registradas durante el año 2010 y el reducido aporte del deshielo, explica el bajo nivel de reservas hídricas acumuladas en los principales embalses que abastecen a las centrales hidroeléctricas del SIC, incidiendo en su nivel de generación.

De acuerdo a lo señalado en el informe técnico, el último Boletín de Tendencias Climáticas de la Dirección Meteorológica de Chile, de fecha 14 de enero del 2011, publicado en su sitio Web, confirma la presencia del fenómeno de La Niña en la costa del Océano Pacífico Ecuatorial central y oriental, existiendo alta probabilidad de que este fenómeno permanezca durante los próximos meses, y, por ende, continúe el déficit de precipitaciones.

Que el agotamiento del Embalse Rapel, cuya central está conectada directamente al centro de carga del SIC, profundiza particularmente la situación de abastecimiento en las localidades de las regiones de Valparaíso, O'Higgins y Metropolitana. Sumado a lo anterior, y de acuerdo a los escenarios modelados por la Comisión en el Informe Técnico, el eventual déficit de generación se intensificaría de producirse fallas prolongadas de centrales eléctricas, lo que podría afectar severamente el abastecimiento de los usuarios del sistema. Por lo tanto, es necesario adoptar las medidas preventivas que se estiman conducentes para evitar y, en su caso, manejar, disminuir o superar un eventual déficit de generación, en

conformidad a las disposiciones legales y reglamentarias vigentes.

Teniendo por objetivo el evitar, manejar, disminuir o superar los déficit de generación que se puedan producir y preservar la seguridad en el SIC, las que se orientarán a reducir sus impactos para los usuarios, a incentivar y fomentar el aumento de capacidad de generación en dicho sistema, a estimular o premiar el ahorro voluntario y a aminorar los costos económicos que dichos déficit puedan ocasionar al país.

Las empresas generadoras y distribuidoras del SIC quedan autorizadas para adoptar, durante toda la vigencia del presente decreto, las siguientes medidas:

1. Promover disminuciones del consumo de electricidad.
2. Pactar con sus clientes reducciones de consumo.
3. Suspender el suministro mediante la aplicación de programas de corte, conforme a las disposiciones establecidas en el [Decreto N° 26 \(2011\)](#).

En resumen y según expertos, lo que hace este decreto de racionamiento es aplicar restricciones de consumo cuando la CNE lo indique, por otro lado al precio del agua embalsada para el despacho de las centrales se le aplica un valor mas alto, lo que implica que la generación base estuviera compuesta primeramente por Carbón, GNL, Diesel y finalmente la hidroeléctrica, lo que no es natural considerando que la energía hidroeléctrica siempre ha sido la mas económica dentro de los métodos de energía anteriormente mencionados como se ve en la [Figura 1.5](#).

2015 En Octubre se realiza la adjudicación de la “Licitación de Suministro 2015-2” para los clientes regulados de las zonas de concesión abastecidas desde el Sistema interconectado del Norte Grande (SING) y del Sistema Interconectado Central (SIC) de Chile por un total de 1.200 GWh-año.

Esta licitación destaco por la entrada de un nuevo actor al mercado eléctrico, en la que participaron 31 empresas todos ERNC. Debido a la incorporación de ERNC en las licitaciones de clientes de precio regulado, se llega a un baja a nivel no vistos desde el 2004. Adicionalmente entre el año 2014 y 2015 se produce una importante baja en el

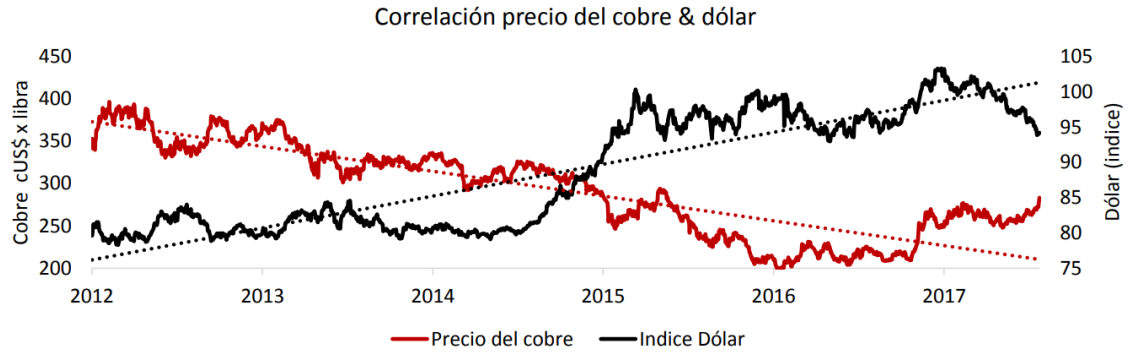


Figura 1.6: Evolución Precio del Cobre y Dólar Index.
(Fuente: Informe Cochilco)

precio internacional del cobre, como se aprecia en la [Figura 1.6](#) obtenida del documento ([Cantallopis, 2017](#)).

Lo cual trajo como consecuencia la detención de numerosos proyectos mineros en el mediano plazo. Esto último tiene un impacto a la baja en el crecimiento de la demanda eléctrica, y por consiguiente es posible suplir dicha demanda con la generación base existente, Carbón, GNL Hidro y ERNC siendo estas últimas los métodos de generación eléctrica más económicos

2 | Objetivos

2.1. Objetivo General

Establecer una estrategia para la utilización de infraestructura en la generación de ingresos relacionados a la energía, mediante la evaluación de proyectos de generación solar fotovoltaica. La evaluación considera diferentes modelos de negocios basados en la regulación eléctrica y sanitaria vigente, además de las ofertas disponibles en el mercado. Para reducir costos de energía y generar ingresos adicionales.

2.2. Objetivo Especifico

- Realizar un levantamiento de la infraestructura disponible, mediante el análisis del potencial técnico para obtener su factibilidad.
- Analizar la regulación eléctrica y sanitaria vigente, para encontrar los distintos modelos de negocio disponibles, basados en la oferta del mercado actual.
- Analizar la factibilidad técnico económica de los proyectos, considerando riesgos, impacto económico tanto en el gasto de energía eléctrica como en el procesos de tarificación de Esva, para respaldar la viabilidad del proyecto.
- Realizar una evaluación de los proyectos mediante indicadores económicos para obtener claridad del escenario.
- Realizar una sensibilización de variables, para medir el impacto de la variación de estas mismas en un proyecto de largo plazo.

3 | Marco Teórico

En este capítulo se entrará en detalle sobre la información más relevante en el ámbito nacional e internacional con respecto al crecimiento de las ERNC, el comportamiento entre el PIB y el consumo eléctrico. La importancia del potencial de Chile al ser el país con la mayor radiación a nivel mundial, además del sector en el cual se ve involucrados los proyectos solares en Chile y los aspectos técnicos que involucran una planta solar fotovoltaica, como son la radiación, la importancia del sol y los elementos más relevantes a la hora de levantar un proyecto de esta magnitud.

3.1. Situación Actual Internacional

Solamente es posible comprender el desafío que presenta el diseño de una política energética en Chile dando cuenta de las circunstancias históricas del sector, así como de las tendencias de largo plazo tanto a nivel nacional como internacional.

El contexto internacional energético de los últimos años se encuentra marcado por diferentes fenómenos. En primer lugar, venimos asistiendo a una revolución tecnológica en el ámbito de las energías renovables y también combustibles fósiles no tradicionales como el "shale gas".^{están} modificando la histórica composición de la matriz energética de los países. Al impacto de estos cambios tecnológicos se suma el crecimiento en el intercambio de energía en los mercados internacionales y a través de las integraciones energéticas regionales. Por otra parte, la incorporación de electricidad a nuevas actividades plantea desafíos en cuanto al incremento de la demanda eléctrica y del potencial de eficiencia energética.

Un tercer fenómeno es la preocupación de la comunidad internacional que busca

descarbonizar la matriz energética mundial con el objeto de reducir suficientemente las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

Los consumidores de energía, antes pasivos receptores de la energía producida en fuentes distantes de sus residencias, industrias o comercios, hoy comienzan a transformarse en activos productores, gestores y consumidores interesados del tipo de energía que utilizan, modificando el flujo de la energía desde “abajo hacia arriba”. Lo anterior, facilitado por redes inteligentes que generan más y mejor información para los diversos agentes del sistema, lo que hace más resilientes, gestionables y eficientes los sistemas eléctricos.

Finalmente, la participación ciudadana también plantea desafíos en cuanto a la instalación de infraestructura energética, el uso de determinadas fuentes de energía y las políticas que las determinan. El involucramiento ciudadano en el proceso de toma de decisiones es, hoy, una realidad.

Todo lo anterior, junto con las modificaciones que se están dando en los patrones de consumo y producción no energética, han cambiado no sólo la configuración de las matrices energéticas sino también los objetivos y prioridades de la política energética, dando cuenta de una gran transición energética que se está produciendo en el mundo y en nuestro país ([Ministerio de Energía, 2014](#)).

3.1.1. Crecimiento de las ERNC en el mundo

En la [Figura 3.1](#) se destaca la forma en como la inversión en energías renovables sigue estando dominada por sólo dos sectores: el solar y el eólico. La energía solar llegó a 113.700 millones de dólares, mientras que la eólica llegó a 112.500 millones de dólares. Los sectores más pequeños tuvieron fortunas mixtas el año 2016, la geotérmica con un aumento del 17 % a 2.700 millones de dólares, mientras que la biomasa llegó a 6.800 millones de dólares y la hidroeléctrica pequeña a 3.500 millones de dólares. Los biocombustibles cayeron un 37 % a 2.200 millones de dólares, su cifra más baja durante todo el período 2004-2016 y sólo el 8 % de su valor más alto el 2006 [McCrone et al. \(2017\)](#).

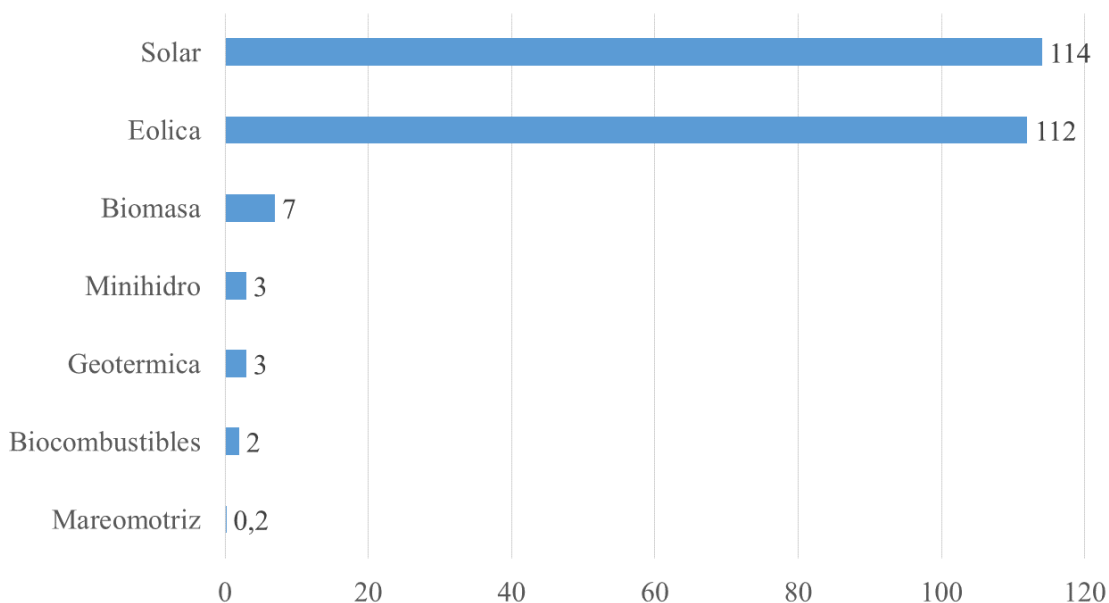


Figura 3.1: Nuevas Inversiones Mundiales en Energías Renovables por Sector, 2016; en Miles de Millones de Dólares.

(Fuente: (McCrone et al., 2017))

3.1.2. Matriz Energética

A nivel mundial, en los últimos 40 años el consumo y la producción energética se han duplicado. Los factores determinantes de este aumento son, entre otros el crecimiento económico mundial, el incremento de la capacidad productiva de los países, el mayor tamaño del sector transporte y un aumento de la población mundial.

En relación con el abastecimiento de energía primaria en el período señalado, 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 energías renovables y energía nuclear. En el caso de Chile, los principales energéticos primarios, después del petróleo (32,9 %), corresponden al carbón (24,4 %) y a leña y biomasa (23,7 %), siendo esta última preeminencia una característica particular del país, junto con una participación de la hidroelectricidad (6,4 %) en la matriz mayor que en otros países. Es destacable que un 95 % del petróleo es importado, mientras la biomasa es el principal energético local.

Asimismo, a nivel mundial, la demanda de energía final ha visto un aumento considerable en la participación de la electricidad, la cual ha pasado de una participación de 9,4 % en la matriz, a una participación del 18,1 % en las últimas cuatro décadas. Junto con este aumento en la participación de la electricidad en la matriz de energía secundaria o de consumo final, en el período señalado, se ha producido una disminución en la participación de los combustibles fósiles de 75,9 % de la matriz a 66 %.

En Chile, la participación de la electricidad en la matriz de consumo energético final también ha crecido, pero aún continúa por debajo de los derivados del petróleo ([Ministerio de Energía, 2014](#)).

3.1.3. Matriz Eléctrica

El aumento del porcentaje de la electricidad en el consumo energético total, ha propiciado un crecimiento considerable en la generación de energía eléctrica. En los últimos 40 años en el mundo, la generación eléctrica en base a carbón se ha mantenido como la más importante, alcanzando, en años recientes, una participación cercana al 40 %. Sin embargo, la generación en base a derivados del petróleo (i.e. diésel, fuel oil), ha tenido una gran baja correspondiendo a cerca del 5 % de la matriz en el año 2012.

3.1.4. Desacople de las economías PIB y consumo eléctrico OCDE

Es sabido que el desarrollo de los países depende de la energía. Existe evidencia a nivel mundial de que un aumento en la actividad económica de un país genera un aumento en su consumo energético (Ministerio de Energía, 2014).

La tendencia internacional apunta a buscar un desacople entre crecimiento y consumo energético mediante una mayor eficiencia energética como la que presenta el grupo de países pertenecientes a la OCDE (Ministerio de Energía (2014)). Según datos informados por la IEA¹ en la Figura 3.2 se presenta un gráfico con el comportamiento que ha presentado entre el periodo 2001 al 2015 en donde se aprecia claramente la tendencia al desacople.

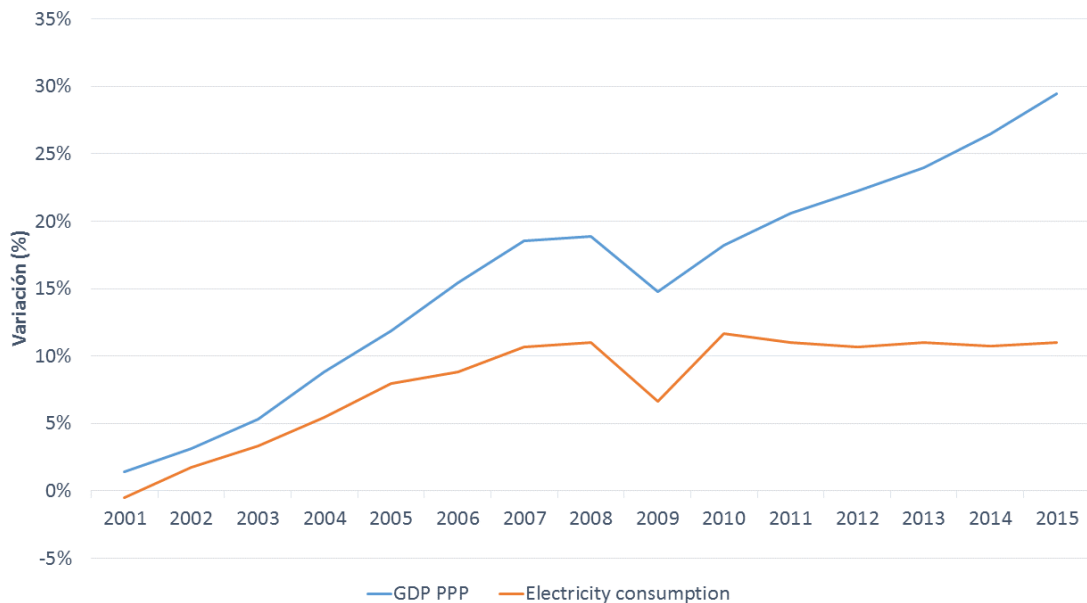


Figura 3.2: Índice de consumo eléctrico y PIB en OCDE (Base 2001=100)

(Fuente: Elaborado basado en datos de la IEA)

¹<https://www.iea.org/statistics/statisticsearch/report/?country=OECDTOT&product=indicators&year=2015>

3.1.5. Radiación mundial en comparación con Chile

Chile posee la mayor radiación solar del planeta y la industria solar vive actualmente un boom que puso a nuestro país en la mira del mundo. Calificada como la “Arabia Saudita” del sol, ahora se busca promocionar el enorme potencial para el desarrollo de una industria solar gracias a un convenio firmado entre el Comité Solar Corfo e Imagen Chile (Electricidad, 2018). En la Figura 3.3 se ve que el norte de Chile alcanza niveles de 2.700 kWh/m^2 de los altos en el mundo convirtiendolo en una de las credenciales para luchar contra el cambio climático.

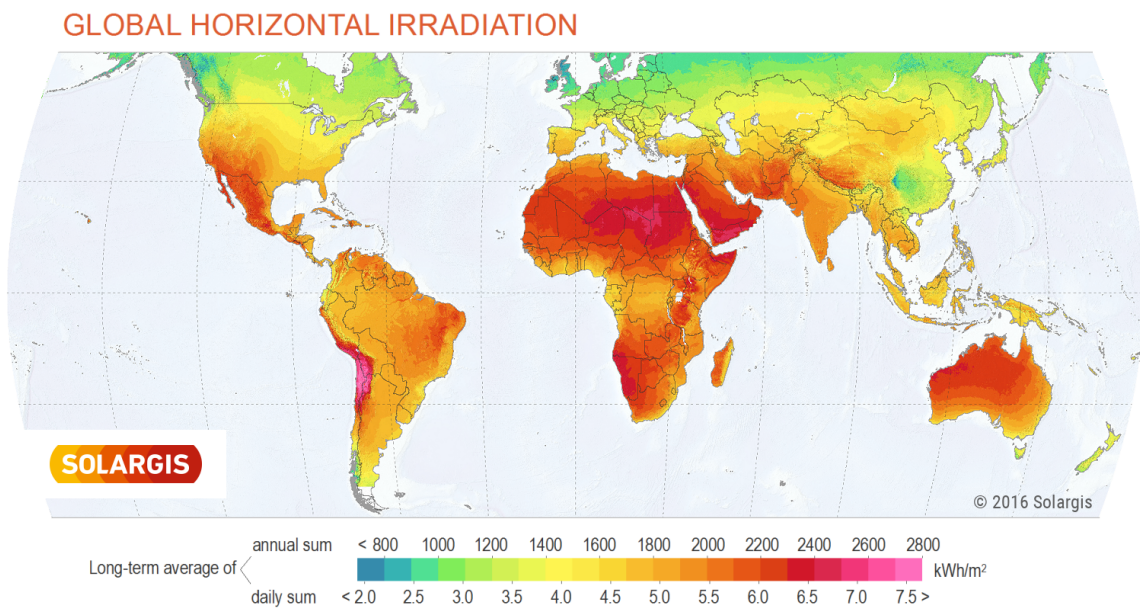


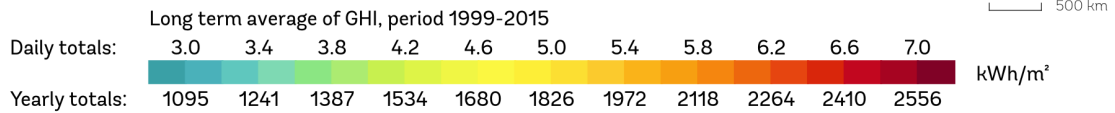
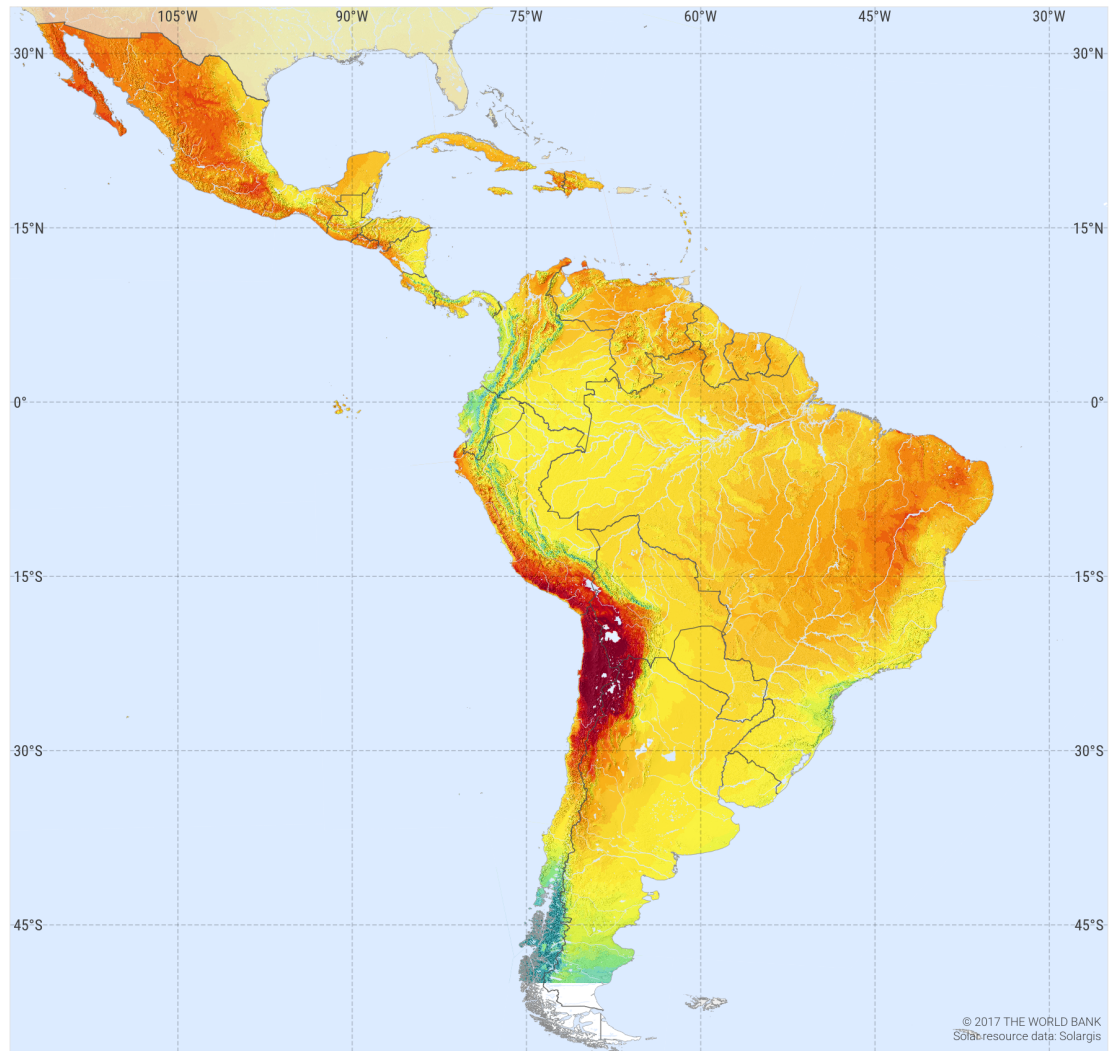
Figura 3.3: Radiación Global Horizontal Mundial

(Fuente: Solargis²)

En la Figura 3.4 se puede ver como Chile tiene un potencial muy superior al resto de países a nivel latinoamericano, esto lo convierte en una potencial para el desarrollo de la industria solar.

SOLAR RESOURCE MAP

GLOBAL HORIZONTAL IRRADIATION
LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN



This map is published by the World Bank Group, funded by ESMAP, and prepared by Solargis. For more information and terms of use, please visit <http://globalsolaratlas.info>.

Figura 3.4: Radiación Global Horizontal Latinoamericana)
(Fuente: Solargis)

3.2. Situación Actual Chilena

Una sociedad que renuncia al futuro energético se expone a múltiples trastornos. De partida, se queda sin conciencia del devenir de las próximas generaciones y asume tácitamente que algunas fuerzas con interés propio moverán el tablero para su conveniencia y que por inercia habrá energía en nuestras vidas. Con el fin de promover la eficiencia energética y ayudar al planeta ([Ministerio de Energía, 2014](#)).

3.2.1. Desacople de las economías PIB y consumo eléctrico Chile

A partir de la segunda revolución industrial, y con la posterior explosión tecnológica, el crecimiento económico se reflejó en un impresionante incremento de la demanda de electricidad([Mercados Energéticos Consultores, 2014](#)).

Segun estudios realizados por [Mercados Energéticos Consultores \(2014\)](#) dice que la relación entre el producto bruto per cápita y la demanda de electricidad no es constante a lo largo del tiempo, sino que puede variar. La llamada “desmaterialización de las economías” hace referencia al proceso por el cual se desacopla el consumo de electricidad del proceso de crecimiento económico: cabe esperar que la relación entre energía y capital se reduzca a través del progreso tecnológico y económico.

En primer lugar, este fenómeno se produce porque se podrían reemplazar los aparatos eléctricos por otros que usan otras energías, o bien por innovaciones tecnológicas que conducen a la aparición de generaciones de capital con menores requerimientos energéticos. De este modo, aumentos importantes en la eficiencia energética de los países, compensan parcialmente el crecimiento del PBI. En consecuencia, la elasticidad ingreso de largo plazo se va reduciendo con el paso del tiempo.

En segundo lugar, la mayor conciencia medioambiental y la educación generan una demanda de más calidad medioambiental. Esta realidad reduce la intensidad energética, favoreciendo el proceso de desmaterialización económica ([Mercados Energéticos Consultores, 2014](#)).

En Chile hasta el año 2015 aun no se observa un desacople entre el consumo eléctrico y

el PIB del país como se puede ver en la [Figura 3.5](#) según datos informados por la IEA³.

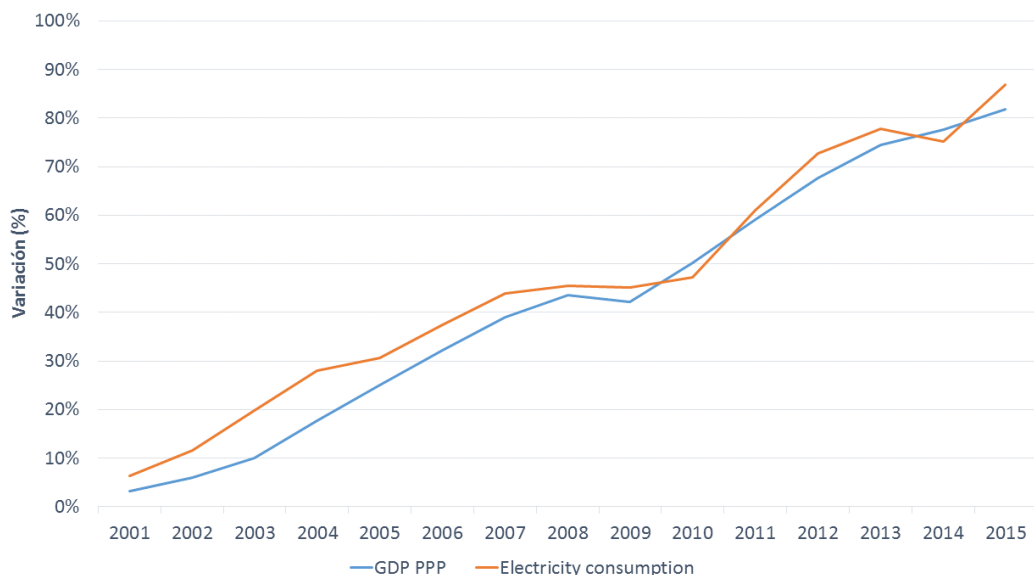


Figura 3.5: Índice de consumo eléctrico y PIB en Chile (Base 2001=100)

(Fuente: Elaborado en base a datos de la IEA)

Chile es un país que ostenta un consumo primario de energía per cápita menor que otros países o regiones que cuentan con un mayor nivel de desarrollo económico. Nuestro país alcanza algo menos de la mitad del consumo per cápita que muestran, en promedio, los países de la OCDE. Por lo tanto es esperable que Chile aumente su consumo de energía per cápita en la medida en que continúe su desarrollo económico. Sobre esto, surge el desafío que presentan los cambios en las tendencias energéticas, sobre cómo se desarrollará la infraestructura energética en cuanto a sus consideraciones ambientales y sociales ([Ministerio de Energía, 2014](#)).

³<https://www.iea.org/statistics/statisticsearch/report/?year=2015&country=CHILE&product=Indicators>

3.2.2. Caracterización de la matriz eléctrica

En la [Figura 3.6](#) se puede apreciar el aumento del porcentaje de la electricidad en el consumo energético total, ha propiciado un crecimiento considerable en la generación de energía eléctrica. En los últimos 40 años en el mundo, la generación eléctrica en base a carbón se ha mantenido como la más importante, alcanzando, en años recientes, una participación cercana al 40 %. Sin embargo, la generación en base a derivados del petróleo (i.e. diésel, fuel oil), ha tenido una gran baja correspondiendo a cerca del 5 % de la matriz en el año 2012. Al mismo tiempo, ha aumentado la participación de la generación en base a energía nuclear, gas natural y energías renovables (eólica, geotermia, solar, entre otras).

Al año 2014, la generación eléctrica en Chile fue predominantemente térmica (Carbón 41 % y Gas Natural 11 %), siendo la principal fuente renovable la hidroelectricidad con 34 % ([Ministerio de Energía, 2014](#)).

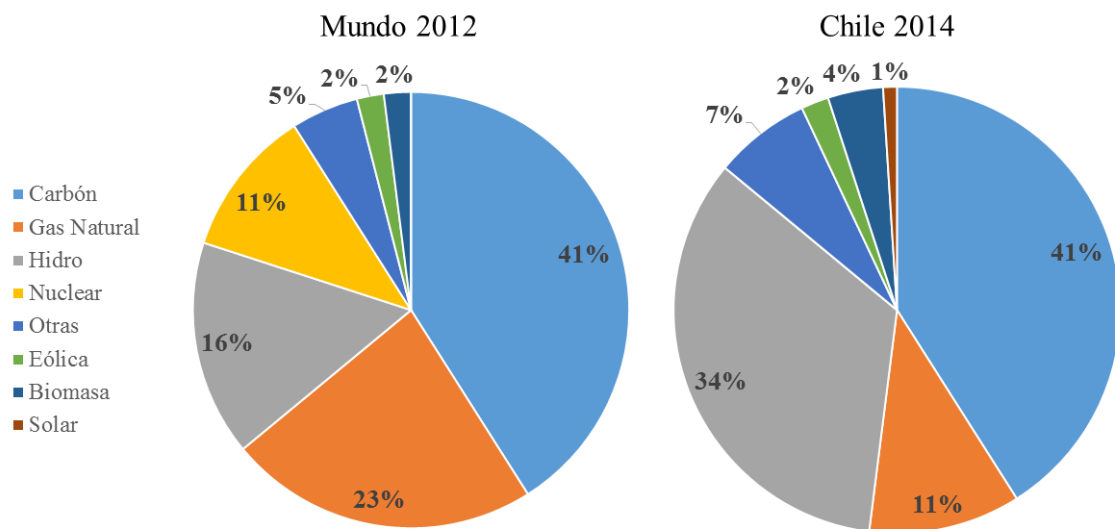


Figura 3.6: Generación Eléctrica en Chile y el Mundo
(Fuente: ([Ministerio de Energía, 2014](#)))

Actualmente la matriz energética en Chile Mediante información obtenida de la pagina de energía abierta del gobierno de Chile ⁴ se construyo la matriz presente en la [Figura 3.7](#)

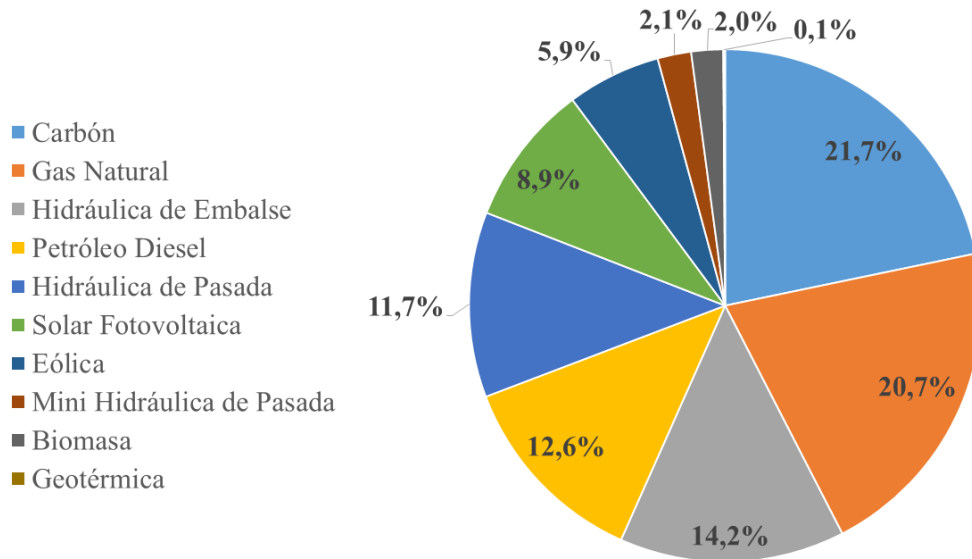


Figura 3.7: Matriz Chilena 2017

(Fuente: Elaboración Propia)

Históricamente, en Chile, la generación eléctrica en base a fuentes renovables (principalmente hidroeléctrica) ha tenido una participación importante, con un promedio cercano al 65 % en la década de los sesenta, alcanzando el 80 % en la década de los ochentas y pasando a un rango de 30 % a 40 % en la última década, dependiendo del año hidrológico ([Ministerio de Energía, 2014](#)). Al año 2017, como se aprecia en la [Figura 3.7](#), se ha reducido a casi la mitad la dependencia del carbón en la matriz eléctrica chilena, siendo reemplazado por las entrantes ERNC con un fuerte impacto la energía solar fotovoltaica.

En cuanto a la matriz de generación eléctrica, al año 2015, la capacidad instalada total en Chile es de 20.375 MW. Dicha capacidad se encuentra separada principalmente en el Sistema Interconectado Central (SIC), la cual corresponde a un 77,7 % de la capacidad instalada total, y en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), un 21,54 % de la capacidad instalada total. En la [Figura 3.8](#) y en la [Figura 3.9](#) se puede apreciar la evolución que ha tenido el SIC y el SING respectivamente.

⁴<http://energiaabierta.cl/electricidad/>

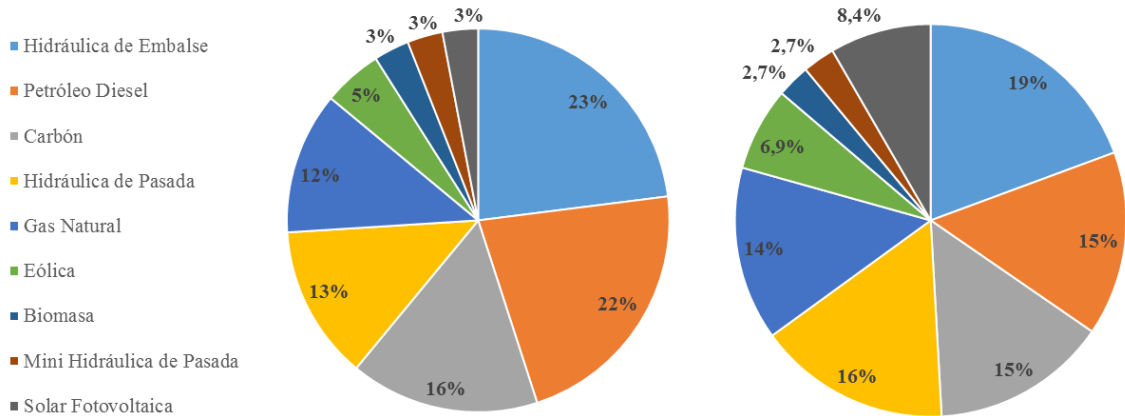


Figura 3.8: Evolución Matriz SIC 2015-2017
(Fuente: (Energía Abierta, 2017))

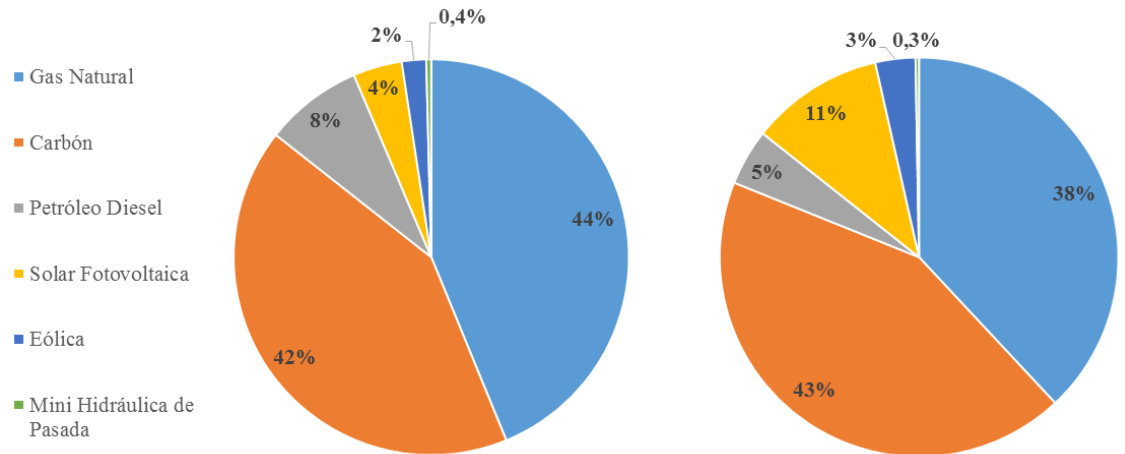


Figura 3.9: Evolución Matriz SING 2015-2017
(Fuente: (Energía Abierta, 2017))

En los últimos años se ha producido un gran crecimiento de las energías solar, eólica, biomasa y mini hidráulica. Al año 2005 existían en el país 286 MW de capacidad en dichas fuentes, mientras que al 2015 se ha alcanzado un total de 2.269 MW, siendo esta un 11,41 % de la capacidad eléctrica total en los sistemas eléctricos nacionales, pasando a producir a cerca de un 10 % de la generación eléctrica del país en el mes de septiembre del 2015. Al mismo tiempo, la participación de la capacidad de generación en petróleo diésel también ha aumentado significativamente durante el mismo periodo, producto de la sustitución del gas natural que era importado desde Argentina. Dicha sustitución sumada a la volatilidad de los precios internacionales de combustibles importados, la dificultad para materializar

ciertos proyectos de generación y los extensos períodos de sequía que han afectado la generación hidroeléctrica, han elevado los precios de suministro sostenidamente por varios años, constituyendo un desafío primario para la política energética [Ministerio de Energía \(2014\)](#). Estos fenómenos explican la pérdida de participación del sector Hidrico y la fuerte entrada de las ERNC especialmente la solar.

3.2.3. El Sector Eléctrico en Chile

El mercado eléctrico en Chile está compuesto por las siguientes actividades: Generación, Transmisión y Distribución de suministro eléctrico. Estas son controladas en su totalidad por privados, por lo que el Estado se limita a ejercer las funciones de regulación, fiscalización y planificación de inversiones en generación y transmisión, aunque esta última función consiste sólo en una recomendación no forzosa para las empresas.

El organismo del Estado que regula al sector eléctrico en Chile es la Comisión Nacional de Energía (CNE), la cual se encarga de elaborar y coordinar planes necesarios para su buen funcionamiento.

- **Generación:** Este sector está conformado por las empresas eléctricas propietarias de centrales generadoras de electricidad, la que es transmitida y distribuida a los consumidores finales. La generación funciona como un mercado competitivo, es decir, las empresas participantes carecen de poder para fijar el precio de mercado.

Para el parque de generación ya instalado, el costo de producción unitario instantáneo crece al aumentar la demanda de electricidad. Esto ocurre porque el despacho de las distintas centrales se va haciendo en orden creciente de costos, lo que permite minimizar el costo total de producción instantáneo.

- **Transmisión:** Es el conjunto de líneas, subestaciones y equipos destinados al transporte de electricidad desde los puntos de producción (generadoras) hasta los centros de consumo o distribución. De acuerdo a información publicada por la Comisión Nacional de Energía (CNE), en Chile se considera como transmisión a toda línea o subestación con un voltaje o tensión superior a 23.000 Volts (unidades de potencial eléctrico). Por ley, las tensiones menores se consideran como distribución. Para

los generadores, la transmisión es de libre acceso, es decir, estos pueden imponer servidumbre de paso sobre la capacidad disponible de transmisión mediante el pago de peajes. En términos sencillos esto significa que las transmisoras deben dejar pasar por sus instalaciones la electricidad producida por las generadoras.

Según la Ley General de Servicios Eléctricos, el transporte de electricidad por sistemas de transmisión troncal y sistemas de subtransmisión es servicio público eléctrico. Esto significa que el transmisor tiene obligación de servicio, por lo que es su responsabilidad invertir en nuevas líneas o en ampliaciones de las mismas. Este sistema se puede subdividir en:

- **Sistema de Transmisión Nacional troncal:** conjunto de líneas y subestaciones que configuran el mercado común.
- **Sistema de Transmisión Zonals de subtransmisión:** Los que permiten retirar la energía desde el sistema troncal hacia los distintos puntos de consumo locales.

La coordinación de la operación de las centrales generadoras y las líneas de transmisión es efectuada en cada sistema eléctrico por los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC). Estos organismos están constituidos por las principales empresas generadoras y transmisoras de cada sistema eléctrico.

- **Distribución:** Los sistemas de distribución están constituidos por las líneas, subestaciones y equipos que permiten prestar el servicio de distribuir la electricidad hasta los consumidores finales, localizados en cierta zona geográfica explícitamente limitada. Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público, con obligación de servicio y con tarifas reguladas para el suministro a clientes regulados.

En consideración a lo mencionado anteriormente y dado que todas las plantas de Esva y AdV se encuentran conectadas a redes de distribución Nos centraremos en la regulación referidas a este punto para el desarrollo de los modelos de negocio.

3.2.4. Historia de Adjudicaciones Eléctricas desde la Entrada de las ERNC

Como se menciona en el apartado de contexto en Octubre del año 2015 se realiza primera licitación para los clientes regulados en donde se haría participe un nuevo actor en el mercado, las ERNC. Estas se adjudicaron 1.200 GWh/año en donde se presentaron 31 ofertas, todas ERNC, logrando un precio promedio de 79,3 USD/MWh, monto 40 % menor al de la licitación del año 2013, que había alcanzado 129 USD/MWh

Para el año 2016 se realiza la segunda subasta por 12.430 GWh/año⁵, en donde se recibieron 84 ofertas y se fue adjudicado a un precio promedio de 47,6 USD/MWh, Esta se trata de la mayor licitación de suministro eléctrico para clientes regulados realizada en la historia de nuestro país, equivalentes a aproximadamente un tercio del consumo de los clientes regulados de los sistemas interconectados, distribuidos en cinco bloques, con inicios de suministro para los años 2021 y 2022 (CNE, 2017b).

Finalmente en el año 2017 el Gobierno de turno en ese periodo realizo una licitación pública nacional e internacional para el suministro de potencia y energía eléctrica por 2.200 GWh/año de energía que abastecerá las necesidades eléctricas de clientes regulados del Sistema Eléctrico Nacional por 20 años a partir del año 2024. El cual alcanzo un precio promedio de 31,7 USD/MWh. Esta última licitación de suministro es la tercera que realiza el Gobierno con la nueva ley de licitaciones N°20.805

3.2.5. Generación Distribuida (Netbilling-PMGD)

En este apartado se hablará sobre la generación distribuida, se incluye información con respecto al marco regulatorio que afecta a los proyectos fotovoltaicos, así como leyes aun no aprobadas hasta la fecha pero que afectan directamente para obtener resultados más favorables para la empresa y es recomendable considerarlos.

⁵Licitación Pública Nacional e Internacional para el Suministro de Potencia y Energía Eléctrica para Abastecer los Consumos de Clientes Sometidos a Regulación de Precios – Licitación de Suministro 2015/01.

3.2.6. Marco Regulatorio Eléctrico

En el siguiente apartado, se describen aquellos Decretos y leyes que son influyentes en la evaluación técnico-económica, así como la Ley General de Servicios Eléctricos desde ahora LGSE, la cual se actualiza constantemente con normas correspondientes al sector eléctrico.

3.2.6.1. Definición de Energías Renovables no Convencionales Solar

Como se menciona en el Artículo 225 inciso aa) Los medios de generación renovables no convencionales son los que representan cualquier de las siguientes características.

4) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía solar, obtenida de la radiación solar ([Decreto N° 4, 2007](#))

3.2.6.2. Ley de Generación Distribuida 20.571

La Ley de Generación Distribuida o ley Netbilling es una ley creada para incentivar el uso de las ERNC de forma residencial ([Ley N° 20571, 2012](#)). A continuación se describen las principales características que esta ley modifica a la ley general de servicios eléctricos.

Artículo 149 bis.- Los usuarios finales sujetos a fijación de precios, que dispongan para su propio consumo de equipamiento de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales o de instalaciones de cogeneración eficiente, tendrán derecho a inyectar la energía que de esta forma generen a la red de distribución a través de los respectivos empalmes ([Ley N° 20571, 2012](#)).

Las inyecciones de energía que se realicen en conformidad a lo dispuesto en el presente artículo serán valorizadas al precio que los concesionarios de servicio público de distribución traspasan a sus clientes regulados, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 158.

Las inyecciones de energía deberán ser descontadas de la facturación correspondiente al mes en que se realizaron las inyecciones. De existir un remanente a favor del cliente, el mismo se imputará y descontará en la o las facturas subsiguientes los remanente que no hayan podido ser descontados de las facturaciones correspondientes, deberán ser pagados al cliente por la concesionaria de servicio público de distribución respectiva ([Ley N° 20571,](#)

2012).

La capacidad instalada a que se refiere el inciso anterior se determinará tomando en cuenta la seguridad operacional y la configuración de la red de distribución o de ciertos sectores de ésta, entre otros criterios que determine el reglamento. La capacidad instalada por cliente o usuario final no podrá superar los 100 kilowatts ([Ley N° 20571, 2012](#)).

3.2.6.3. Medios de Generación y Pequeños Medio de Generación no Convencionales

Medios de generación cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9.000 kilowatts, conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público, en adelante pequeños medios de generación distribuidos o "PMGD".

Medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema sean menores o iguales a 9.000 kilowatts conectados a instalaciones pertenecientes a un sistema troncal, de subtransmisión o adicional, en adelante pequeños medios de generación o "PMG". ([Decreto N° 101, 2015](#))

Artículo 39°: El propietario u operador de un PMGD incluido en los balances de inyecciones y retiros podrá optar a vender su energía al sistema a costo marginal instantáneo o a un régimen de precio estabilizado

Artículo 40°: El costo marginal instantáneo con el cual se deberán valorar las inyecciones de energía de un PMGD que no opte por el régimen de precio estabilizado a que se refiere el artículo precedente, corresponderá el costo marginal horario calculado por el CDEC en la barra de la subestación de distribución primaria que corresponda de acuerdo a lo indicado en el inciso cuarto del artículo 38° del presente reglamento ([Decreto N° 101, 2015](#)).

3.2.6.4. Modificación en Trámite

La Ley contempla que la potencia máxima de generación que un cliente está habilitado para instalar, tomando en cuenta diversos aspectos, entre los que destaca la seguridad operacional y la configuración de la red, es de 100 kW [Ley N° 20571 \(2012\)](#). El Senado y la Cámara de Diputados están considerando modificar esta ley. Se definen tres grandes cambios: eliminar la posibilidad de que el cliente sea remunerado por sus excedentes cuando estos no han podido ser descontados; habilitar al cliente para que haga uso de sus excedentes de inyección en otros inmuebles de su propiedad, siempre y cuando estos inmuebles estén en zonas de concesión pertenecientes a la misma empresa concesionaria de distribución; y aumentar la capacidad máxima de generación hasta 300 kW. Diversas son las implicancias de estos cambios propuestos a la Ley, según sean clientes residenciales que instalaron paneles solares en sus hogares para consumo propio o agentes que instalaron paneles solares pensando en vender su energía a la distribuidora. El proyecto de cambio de ley busca fomentar sólo el autoconsumo y no la comercialización de energía en distribución (actualmente normada por el reglamento de PMGDs, el Decreto Supremo 244) ([Systep, 2017](#)).

3.2.7. Evolución de los costos de inversión

Los desafíos de Chile en materia energética son disponer de energía como una condición necesaria para el crecimiento económico y avanzar a una mayor inclusión social, con energía confiable, sustentable, inclusiva y a precios razonables (Ministerio de Energía, 2017). Con información obtenida desde PTSP respecto a la licitaciones adjudicadas se creó el gráfico que se presenta en la Figura 3.10 en donde se observa que para valores cercanos a los 100 kW el precio es de app 1140 USD/kWp.

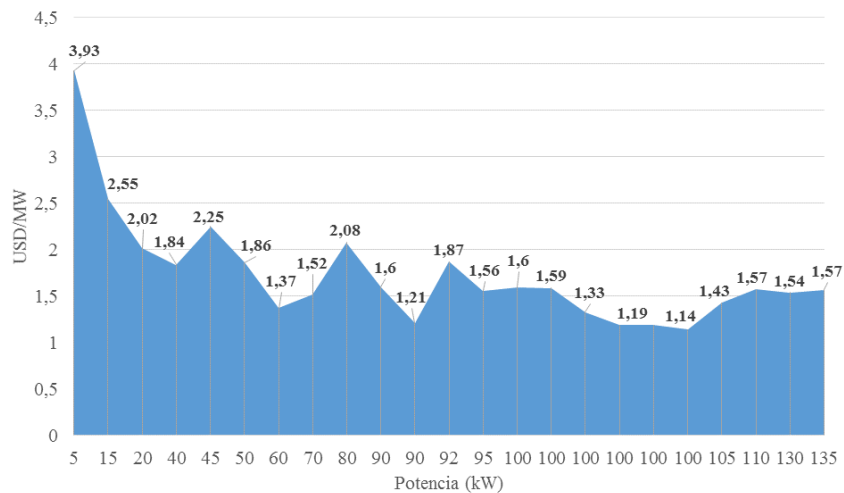


Figura 3.10: Evolución Precios PTSP 2015-2017.
(Fuente: Elaboración Propia en base a datos de PTSP)

Según lo observado en la gráfica se ve la economías de escalas presente en este tipo de energía renovable no convencional llegando a costos de inversión de 950 USD/kWp para planta con potencia de 200-250 kWp (Ministerio de Energía, 2017). Dado que la empresa Esval busca desarrollar proyectos de una potencia considerable por sobre los 250 kWp en su conjunto de plantas solares fotovoltaicas a realizar y por las ofertas obtenidas del mercado, se estima un costo de inversión para el análisis de 1.000 USD/kWp.

3.3. Marco Técnico

Este capítulo consta de la definición de las variables técnicas más relevantes en la evaluación de un proyecto fotovoltaico, tales como la radiación, los tipos de ciclos que tiene el sol, así como también las características técnicas que poseen los principales equipos, como son los paneles solares y el inversor. Además lo que respecta al recurso solar que es una de las variables principales dentro del proyecto, el comprenderlo es importante, ya que es el comienzo para entender el funcionamiento de una planta solar fotovoltaica.

3.3.1. El Sol

El sol es el centro de nuestro sistema solar y la principal fuente de energía para la tierra. Es una esfera de materia gaseosa, compuesta principalmente de hidrógeno y helio. Su diámetro alcanza los 1.4 millones de km, y se ubica a una distancia promedio de 150 millones de km de la tierra. La temperatura superficial del sol alcanza aproximadamente 5800 K, convirtiéndolo en la fuente de energía que activa los procesos climáticos del planeta (Escobar y Hentzschel, 2011).

3.3.2. La Radiación y la Atmósfera

La radiación solar fuera de la atmósfera terrestre medida sobre un plano perpendicular a la dirección de incidencia, recibe el nombre de radiación extraterrestre, y tiene un valor aproximado de 1350 W/m². Esta cantidad sufre atenuación por absorción y dispersión al cruzar la atmósfera, hasta que finalmente su valor en la superficie terrestre es mucho menor que la radiación extraterrestre. Esto depende de la latitud, momento del día en que se mida, y de las características atmosféricas tales como nubes y aerosoles disueltos.

La atmósfera tiene de 70 a 80 km de altura, y está compuesta principalmente de nitrógeno y oxígeno. A la porción de la atmósfera que la radiación solar debe cruzar para llegar a la superficie se le denomina masa de aire. Sus propiedades de atenuación de la radiación varían en función del clima de cada lugar (Escobar y Hentzschel, 2011).

3.3.3. Espectro de Radiación Solar

La radiación emitida por el Sol viaja en la forma de ondas electromagnéticas. El rango de variación de la longitud de onda de la radiación solar va desde los 200 a 4000 nm (1nm = 10^{-9} m). El rango de longitudes de onda que pueden ser vistas por el ojo humano va desde los 380 a 750 nm aproximadamente.

El espectro de radiación solar es función del lugar donde se mida; en la superficie del sol es similar al espectro emitido por un cuerpo negro, mientras que en la superficie terrestre al nivel del mar se aprecia la atenuación como producto de su absorción por el vapor de agua presente en la atmósfera como muestra la [Figura 3.11](#).

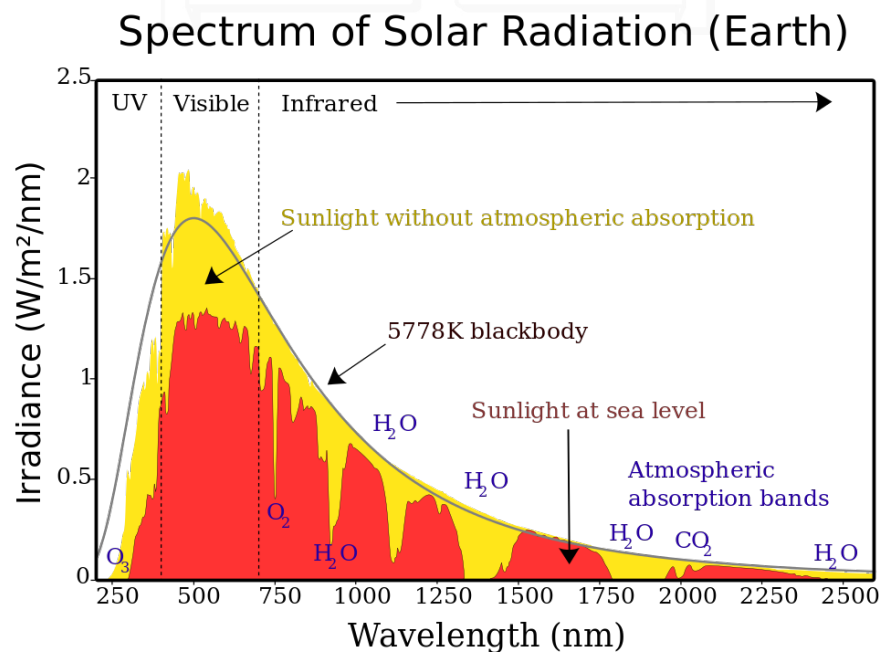


Figura 3.11: Distribución Espectral de la Radiación Solar.

(Fuente: ([Escobar y Hentzschel, 2011](#)))

3.3.4. Ciclo Solar

La radiación solar en la superficie terrestre para un punto en particular presenta marcados ciclos y variabilidad en diversas escalas temporales. Dentro de estos ciclo se tienen los siguientes:

- **Ciclo Diario:** Es el ciclo más evidente resultado de la rotación de la tierra, donde se recibe radiación solar solamente durante las horas del día. En la figura [Figura 3.12](#) se puede ver la variación diaria de la radiación solar para un día despejado y uno con presencia de nubes.

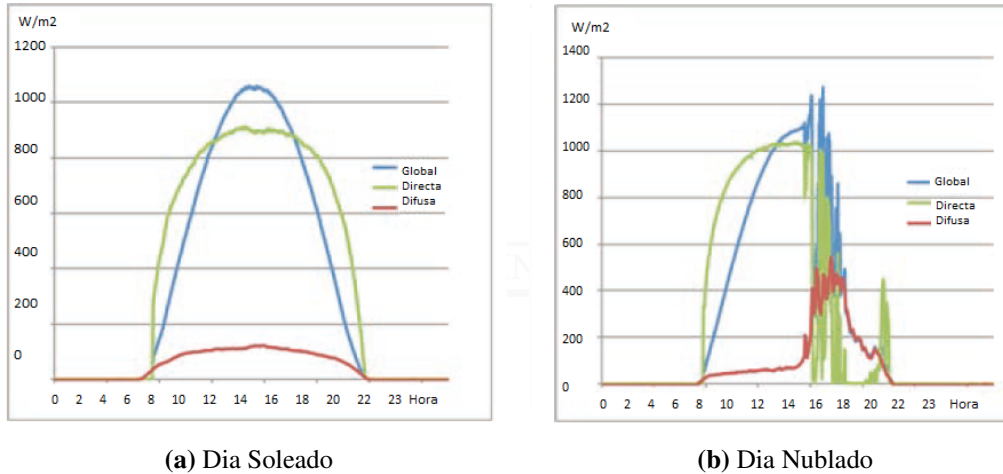


Figura 3.12: Irradiación Solar Total.

(Fuente: [Escobar y Hentzschel \(2011\)](#))

De la [Figura 3.12](#) se puede observar que existe una variabilidad diaria, horario y en escalas de tiempo menores a una hora. Es decir que por factores climatológicos puede haber una variabilidad de corto plazo que es difícil de determinar como puede ser el pasar de una nube. Las simulaciones realizadas con PVSYST consideran este tipo de factores al momento de determinar la generación de la planta fotovoltaica.

- **Ciclo Anual:** Es el ciclo producto de la trayectoria elíptica de la tierra alrededor del sol y de la inclinación de su eje, donde los valores de radiación alcanzan valores máximos generalmente durante los meses de Verano y mínimos durante los meses de Invierno (Escobar y Hentzschel, 2011). En la Figura 3.13 se muestra la radiación diaria para una localidad de Esva durante un periodo de una año, en donde se puede apreciar que en los meses de Invierno la radiación promedio es menor a la radiación promedio de los meses de Verano, esta curva característica es representada dentro de las simulaciones realizadas en PVSYST

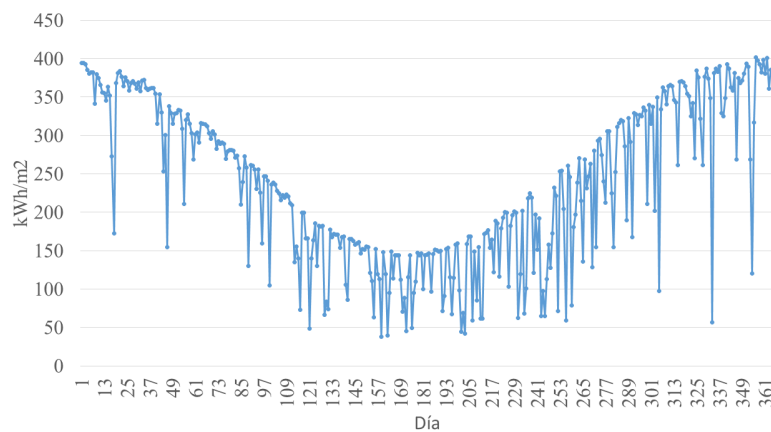


Figura 3.13: Radiación Global Horizontal Anual.

(Fuente: Elaboración Propia basados en datos obtenidos del explorador solar)

- **Ciclo Multianual:** Es el ciclo activado por fenómenos atmosféricos de largo plazo. Este fenómeno conocido como ciclo solar se repite a un ritmo regular cada 11 años. sin embargo la realidad es mas complicada y los astrónomos han visto que el ciclo solar no es perfectamente regular, el conteo de las oscilaciones entre el máximo y el mínimo puede tardar de 10 a 13 años en completarse, la amplitud del ciclo solar varia (Ciencia Nasa, 2013). A continuación se presenta la actividad de los ciclos solares de los últimos años.

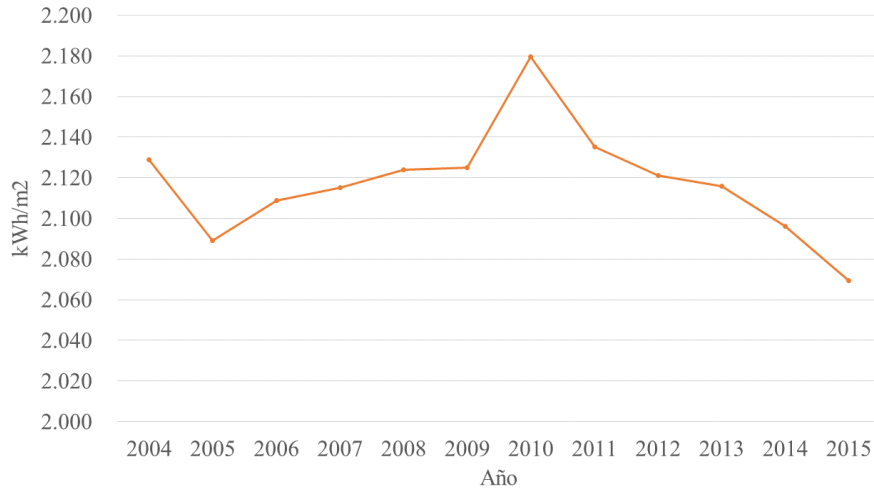


Figura 3.14: Radiación Global Horizontal Multianual.

(Fuente: Elaboración Propia basados en datos obtenidos del explorador sola)

De la [Figura 3.14](#) se puede ver que la radiación tiene una variación con un valor mínimo de 2.070 kWh/m², y un valor máximo de 2.180 kWh/m². La variabilidad solar en múltiples escalas de temporales implica que es necesario tener en consideración que los valores utilizados no siempre serán exactos, llegando a variación de aproximadamente 5 %, esta variabilidad interanual no es considerada dentro del software PVSYST, por lo que se realizara una sensibilización la cual sera representada por el factor de planta como se explica en detalle más adelante.

3.3.5. Bases de la planta fotovoltaica

En la siguiente sección se hace mención a las características principales a la hora de realizar una planta solar fotovoltaica. Elementos tales como las tecnologías de paneles solares existentes y más preponderantes en el mercado, con sus respectivas ventajas y desventajas. Inclinación y azimut, siendo estos elementos relevantes para referenciar correctamente los paneles y obtener el mayor desempeño de estos. El layout requerido por la planta, para estimar el espacio requerido por la planta, para que poder estimar la potencia a instalar, dado un espacio disponible. Relevancia del Inversor dentro del proyecto fotovoltaico y el modelo utilizado para la evaluación dado estándares de mercado.

3.3.5.1. Tecnologías Fotovoltaicas

La tecnología solar fotovoltaica se base en celdas compuestas por materiales semi-conductores, típicamente silicio dopado, que convierte la energía solar lumínica en energía eléctrica en forma de corriente continua mediante el efecto fotoeléctrico. La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía renovable de carácter variable en el tiempo. Las celdas fotovoltaicas no necesitan que la radiación solar incida perpendicularmente sobre ellas para operar (radiación directa), sino que pueden producir electricidad también bajo radiación difusa, por ejemplo, en días nublados (CNE, 2017a).

Una de las variables mas importantes en el mercado fotovoltaico es el panel solar, dado que según estudios sus costos equivalen a mas del 50 % de un de los costos totales de una planta solar fotovoltaica (Maehlum, 2017).

A continuación se hará énfasis en los diferentes tipos de paneles solares actualmente en el mercado enumerando sus beneficios y desventajas según .

1. Crystalline Silicon (c-Si)

Casi el 90 % de la energía fotovoltaica del mundo actual se basa en alguna variación del silicio. En 2011, cerca del 95 % de todos los envíos de los fabricantes estadounidenses al sector residencial eran paneles solares de silicio cristalino.

El silicio utilizado en la energía fotovoltaica adopta muchas formas. La principal diferencia es la pureza del silicio. Cuanto más perfectamente alineadas estén las moléculas de silicio, mejor será la célula solar al convertir la energía solar (luz solar) en electricidad (el efecto fotoeléctrico).

La eficiencia de los paneles solares va de la mano con la pureza, pero los procesos utilizados para aumentar la pureza del silicio son caros.

Se tienen dos tipos de modelos de silicio cristalino:

- Monocrystalline silicon (mono-Si)

Las células solares monocristalinas están hechas de lingotes de silicio, que tienen forma cilíndrica. Para optimizar el rendimiento y reducir los costes de una única célula solar monocristalina, se recortan cuatro caras de los lingotes

cilíndricos para fabricar obleas de silicio, lo que confiere a los paneles solares monocristalinos su aspecto característico.

Una buena manera de separar los paneles solares monocristalinos y policristalinos es que las células solares policristalinas se ven perfectamente rectangulares sin bordes redondeados.

- Ventajas:
 - Los paneles solares monocristalinos tienen los más altos índices de eficiencia ya que están hechos de silicio de la más alta calidad. Las tasas de eficiencia de los paneles solares monocristalinos son típicamente del 15-20 % (Abril 2013).
 - Los paneles solares de silicio monocristalino son eficientes en espacio. Dado que estos paneles solares producen la mayor potencia de salida, también requieren la menor cantidad de espacio en comparación con cualquier otro tipo. Los paneles solares monocristalinos producen hasta cuatro veces más electricidad que los paneles solares de capa fina.
 - Los paneles solares monocristalinos son los que viven más tiempo. La mayoría de los fabricantes de paneles solares otorgan una garantía de 25 años a sus paneles solares monocristalinos.
 - Suelen tener un mejor rendimiento que los paneles solares policristalinos con una clasificación similar en condiciones de poca luz.
- Desventajas:
 - Los paneles solares monocristalinos son los más caros. Desde el punto de vista financiero
 - El proceso Czochralski se utiliza para producir silicio monocristalino. Resulta en grandes lingotes cilíndricos. Se cortan cuatro lados de los lingotes para hacer obleas de silicio. Una cantidad significativa del silicio original termina como residuo.
 - Los paneles solares monocristalinos tienden a ser más eficientes en climas cálidos. El rendimiento se resiente a medida que aumenta la

temperatura

■ Polycrystalline Silicon Solar Cells

Los primeros paneles solares basados en silicio policristalino, que también se conoce como polisilicio (p-Si) y silicio policristalino (mc-Si), se introdujeron en el mercado en 1981. A diferencia de los paneles solares monocristalinos, los paneles solares policristalinos no requieren el proceso Czochralski. El silicio crudo se funde y se vierte en un molde cuadrado, que se enfría y se corta en obleas perfectamente cuadradas.

● Ventajas:

- El proceso utilizado para hacer silicio policristalino es más simple y cuesta menos. La cantidad de silicio residual es menor en comparación con el monocristalino.
- Los paneles solares policristalinos tienden a tener una tolerancia al calor ligeramente menor que los paneles solares monocristalinos. Esto técnicamente significa que su rendimiento es ligeramente inferior al de los paneles solares monocristalinos en altas temperaturas. El calor puede afectar al rendimiento de los paneles solares y acortar su vida útil.

● Desventajas:

- La eficiencia de los paneles solares policristalinos es típicamente del 13-16 %. Debido a la menor pureza del silicio, los paneles solares policristalinos no son tan eficientes como los paneles solares monocristalinos.
- Menor eficiencia espacial. Generalmente necesita cubrir una superficie más grande para producir la misma energía eléctrica que con un panel solar de silicio monocristalino.

2. Thin-Film Solar Cells (TFSC):

También se conocen como células fotovoltaicas de capa fina (TFPV). Los diferentes

tipos de células solares de capa fina se pueden clasificar según la cual el material fotovoltaico se deposita en el sustrato:

- Silicio amorfo (a-Si): Debido a que la producción de energía eléctrica es baja, las células solares basadas en silicio amorfo se han utilizado tradicionalmente sólo para aplicaciones a pequeña escala, como en calculadoras de bolsillo. Sin embargo, las innovaciones recientes también los han hecho más atractivos para algunas aplicaciones a gran escala.

Con una técnica de fabricación llamada "apilamiento", se pueden combinar varias capas de células solares de silicio amorfo, lo que resulta en mayores tasas de eficiencia (normalmente alrededor del 6-8 %).

En las células solares de silicio amorfo sólo se requiere el 1 % del silicio utilizado en las células solares de silicio cristalino.

- Telururo de cadmio (CdTe): La eficiencia de los paneles solares basados en telururo de cadmio suele ser del orden del 9-11 %.
- Seleniuro de cobre e indio galio (CIS/CIGS): En comparación con otras tecnologías de capa fina anteriores, las células solares CIGS han mostrado el mayor potencial en términos de eficiencia. Estas células solares contienen menos cantidades del material tóxico cadmio que se encuentra en las células solares CdTe. La producción comercial de paneles solares flexibles CIGS se inició en Alemania en 2011.

Los índices de eficiencia para los paneles solares CIGS funcionan típicamente en el rango de 10-12 %.

Muchos tipos de células solares de capa fina todavía se encuentran en las primeras etapas de investigación y pruebas. Algunos de ellos tienen un enorme potencial, y probablemente veremos más en el futuro.

Dependiendo de la tecnología, los prototipos de módulos de capa fina han alcanzado eficiencias entre el 7-13 % y los módulos de producción operan a un 9 %. Se espera que la eficiencia futura de los módulos aumente cerca del 10-16 %

El mercado de láminas delgadas fotovoltaicas creció un 60 % anual entre 2002 y 2007. En 2011, cerca del 5 % de los envíos de módulos fotovoltaicos estadounidenses al sector residencial se basaron en película fina.

■ **Ventajas:**

- La producción en masa es sencilla. Esto los hace y potencialmente más baratos de fabricar que las células solares cristalinas.
- Se puede hacer flexible, lo que abre muchas nuevas aplicaciones potenciales.
- Las altas temperaturas y el sombreado tienen menos impacto en el rendimiento de los paneles solares.

■ **Desventajas:**

- Los paneles solares de película delgada no son en general muy útiles en la mayoría de las situaciones residenciales. Son baratos, pero también requieren mucho espacio.
- La baja eficiencia espacial también significa que los costes de los equipos fotovoltaicos (por ejemplo, estructuras de soporte y cables) aumentarán.
- Los paneles solares de película delgada tienden a degradarse más rápido que los paneles solares monocristalinos y policristalinos, razón por la cual suelen venir con una garantía más corta.

3.3.5.2. Sistemas con Seguimiento Solar

La utilización de sistemas de seguimiento solar, permiten mejorar el rendimiento de plantas solares aumentando la radiación directa sobre el plano horizontal que se ve enfrentado el panel, existen seguimientos solares en uno y dos ejes. Para los casos estudiados en Chile y realizando trade off entre todas las alternativas, se han preferidos las soluciones fijas y seguimiento en un eje.

El año 2014 se realizó un análisis y diagnóstico de las plantas solares en que a la fecha existían en Chile. .Experiencias de plantas solares en Chile en operación y conectadas a la

red" [Roman et al. \(2014\)](#), el estudio fue patrocinado por el ministerio de energía, la GIZ y ministerio federal de medio ambiente protección de la naturaleza y seguridad nuclear. Parte de análisis de información entregada se resume a continuación.

Tabla 3.1: Tabla Resumen de Proyectos Solares Fotovoltaicos Analizados

Año de Construcción	Tecnología	Ejes	Potencia (MWp)	MW/Ha	MMUSD/MW	kWh/kW	Factor de Planta
2012	FV Amorfo	Fijo	1,2	0,66	1,59	1,9	21,7 %
2014	FV Amorfo	Fijo	2	0,6	2,5	1,79	20,4 %
2014	FV Amorfo	Fijo	36	0,3	1,39	2,36	26,9 %
2014	FV Poli	Uniaxial	23,5	0,14	4,72	2,55	29,1 %
2012	FV Poli	Uniaxial	1	0,18	3,18	2,45	28 %
2013	FV Mono	Uniaxial	100	0,29	2,42	2,26	25,8 %
2013	FV Mono	Uniaxial	100	0,29	2,5	2,7	30,8 %

De la [Tabla 3.1](#) Podemos destacar lo siguiente:

- El precio promedio para los sistemas fijos es de 1,84 [USD/KWp] para módulos Policristalinos, mientras que para sistemas con seguimientos en un eje, el promedio es de 3,04 [USD/kWp] (años 2012-2014)
- Sabemos que los precios han caídos considerablemente para la construcción de estas plantas de 500 KW y seguimiento en un eje, las referencias que hoy el mercado nos indica que para una planta de 1478 [USD/kWp] para una logística sencilla y de 1553[USD/KWp] para una logística difícil IV y V región.
- Los Factores de plantas difieren unos de otros principalmente por las radiaciones, la selección de los sistemas fijos o con seguimientos, la elección de la tecnología de los módulos entre otros.

En la [Subsección 5.3.1](#) presenta una evaluación comparativa respecto a los modelos con seguimiento en un eje y la alternativa fija.

3.3.5.3. Inclinación y azimut

La energía solar que recibe los módulos dependen de la latitud en la cual se encuentra instalada la planta fotovoltaica y la orientación e inclinación de los módulos (Soto y Almarza, 2016). A continuación se describen estos parámetros.

- **Azimut:** Para aprovechar al máximo la radiación solar con los módulos FV, se recomienda que éstos reciban a mayor cantidad de luz solar de manera directa durante el año. Como Chile está ubicado en el hemisferio sur, los módulos FV deben mirar preferentemente hacia el norte, es decir tener una orientación entorno a 0° . La razón de esto es que la tierra gira de tal manera, que el sol se encuentra siempre dentro de la franja llamada zona intertropical (ver: Figura 3.15) y estará, para gran parte del país siempre al norte (Soto y Almarza, 2016).

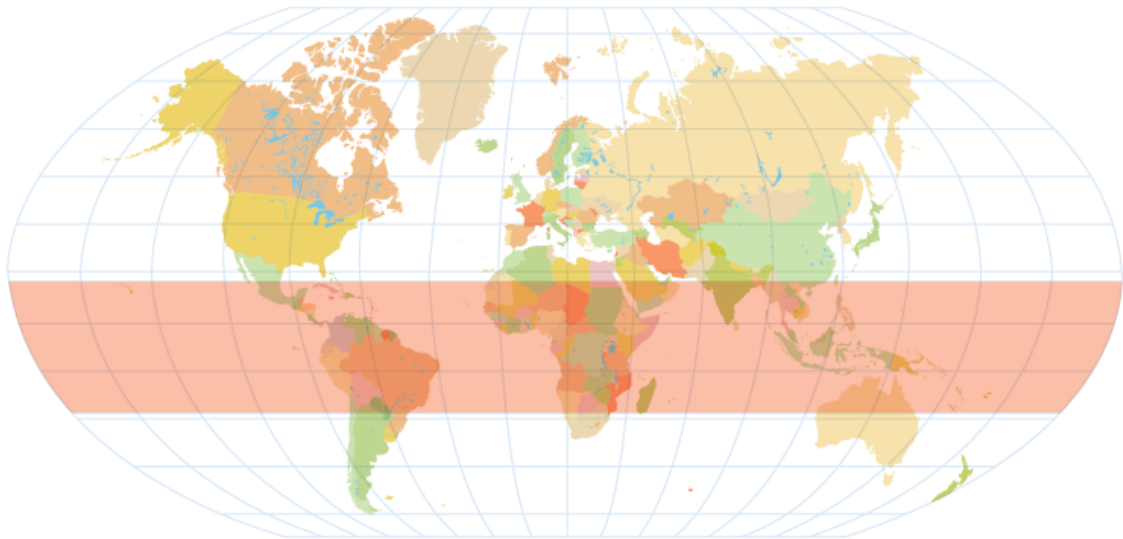


Figura 3.15: Mapamundi con la zona intertropical en rojo.
(Fuente: Soto y Almarza (2016))

- **Inclinación:** Como primera aproximación, el ángulo de inclinación sugerido para los módulos de un sistema FV es igual a la latitud en donde se ubicarán, ya que con ella se maximiza la generación anual de energía. Generalmente, por motivos de fabricación de la estructuras, las inclinaciones de estas son de 5° , 10° , 20° o 30° , como regla general se puede usar aquellas que forman un ángulo neto similar a la latitud del lugar (Soto y Almarza, 2016).

3.3.5.4. Layout

El espacio entre filas explica la variación de la superficie necesaria para un sistema FV en distintas zonas geográficas del país. la [Tabla 3.2](#) muestra el valor de las áreas para un techo rectangular, dejando de lado un metro libre a los bordes, para paneles de 250 W de 1,6 m ([Soto y Almarza, 2016](#))

Tabla 3.2: Área mínima disponible en techo para instalación FV

Fuente: Elaboración propia

Potencia	Arica	Antofagaste	La Serena	Santiago	Concepción	Puerto Montt
5 [kWp]	61	64	70	74	82	94
10 [kWp]	121	128	140	149	164	189
20 [kWp]	240	254	277	294	323	372
50 [kWp]	590	624	681	720	791	910
100 [kWp]	1173	1239	1351	1429	1568	1803

3.3.5.5. Modelo del Panel e Inversor

En este apartado se hablara sobre los elementos mas importante a la hora de realizar una planta solar fotovoltaico, los cuales son los modulos fotovoltaicos y el inversor.

- **Modulos Fotovoltaicos:** Son el principal componente del sistema FV y son los encargados de transformar la energía solar en energía eléctrica de corriente continua. Los módulos FV han tenido un rápido avance tecnológico en cuanto a eficiencia, seguridad y calidad. Por esta razón, los fabricantes son capaces de entregar garantías extendidas de fabricación y rendimiento. Aun así, los módulos FV sufren una pequeña degradación en el tiempo (0,7 % aprox. de degradación anual), lo que conlleva a una pequeña menor producción anual cada año. Sin embargo, todos los módulos que se instalan bajo PTSP⁶ tiene una garantía de potencia de salida de un 80 %, igual o superior a la potencia nominal del módulo, después de 25 años de la puesta en operación(Soto y Almarza, 2016). A continuación en la figura [Figura 3.16](#), se puede observar la relación entre la potencia de salida de módulos FV con respecto a al potencia nominal durante su vida útil.

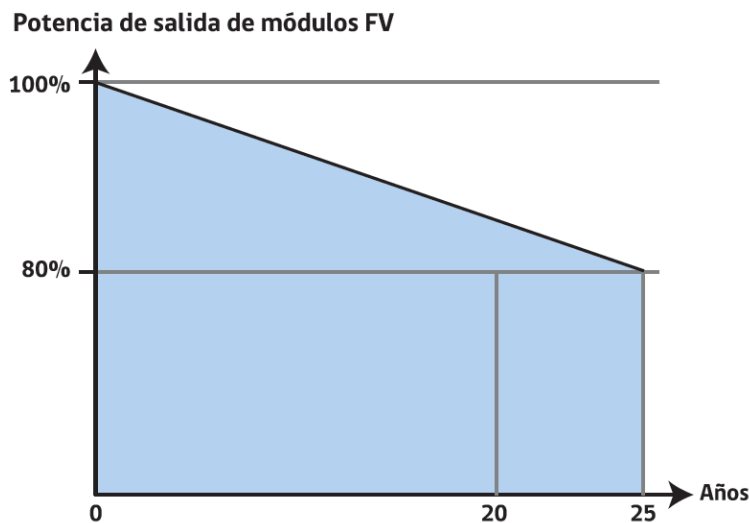


Figura 3.16: Gráfico de potencia de salida módulo FV con relación a la potencia nominal.
(Fuente: (Soto y Almarza, 2016))

⁶Programa Techos Solares Públicos:<http://www.minenergia.cl/techossolares/>

- **Inversor:** Este componente tiene una labor fundamental en el sistema FV, ya que transforma toda la electricidad generada de corriente continua a una alterna, siendo esta última la que circula por las redes de distribución. La tecnología de los inversores ha avanzado rápidamente en cuanto a seguridad y eficiencia; en la actualidad los inversores son capaces de transformar la energía hasta con un 98 % de eficiencia (Soto y Almarza, 2016). A continuación en la [Figura 3.17](#) se muestra el inversor considerado para los análisis posteriores.



Figura 3.17: Inversor de 50 kW

(Fuente: Propuesto empresa)

3.3.5.6. Análisis de Baterías de Respaldo en Generación Solar

En los últimos años, el sector del almacenamiento de energía ha evolucionado exponencialmente, lo que ha dado lugar a un aumento del número de tecnologías disponibles, al mismo tiempo han mejorado las características de los sistemas de almacenamiento existentes.

La tecnología disponible y su inversión actualmente representan costos de generación de energía equivalentes a más de 255 USD/MWh, muy por encima de los costos de energía para Esval y AdV (Precio Libre y Precio Regulado).

Actualmente los sistemas de generación solar con almacenamiento mediante baterías son ampliamente utilizados en instalaciones que no tienen acceso a la red eléctrica, ya que representan una mejor alternativa que la generación mediante generadores diesel.

Adicionalmente es importante considerar la superficie utilizada dado el tamaño del equipo y un análisis técnico con respecto a la compatibilidad para el trabajo con motores (Bombas de alta potencia como las utilizadas por Esval y AdV).

Es recomendable esperar un mejor desarrollo de esta tecnología para implementarla en los sistemas como los que utiliza la empresa Esval como complemento a la generación solar.

3.3.6. Instrumento de evaluación económica

Una vez seleccionado los modelos de negocio a evaluar se realizó un flujo de caja respectivo para cada uno basado en sus características, tales como precios de venta y compra de energía, potencia típica de operación y limitantes técnicas que posea. Para analizar el rendimiento de cada modelo se utilizaron los indicadores más conocidos dentro de la evaluación proyectos como son el VAN, TIR y Payback, haciendo énfasis y utilizando como principal criterio la TIR dado que el instrumento más utilizado al momento de tomar una decisión dentro de la empresa Esval.

4 | Metodología

En capítulos anteriores se han mencionado la información relevante y que fue considerada al momento de constituir la estrategia de autogeneración para la empresa Esval y AdV. En este capítulo se hará mención a los pasos y etapas que se fueron desarrollando en este proyecto.

4.1. Estructura

La estructura de la metodología será descompuesta en cinco etapas o partes. La primera parte corresponderá a la identificación de los potenciales sitios y revisión del potencial solar de estos mediante un análisis de radiación. La segunda será el análisis de superficie netamente disponible para las instalaciones fotovoltaicas, mediante el cruce de información con el Business Plan de la compañía y las inversiones que hará la empresa en los siguientes cinco años. La tercera parte corresponde al análisis de los modelos de negocio, en donde mediante información regulatoria vigente y las ofertas del mercado se obtuvieron las oportunidades de negocio actuales y posibles para la compañía. La cuarta parte integra los distintos modelos de negocio para analizar su rentabilidad mediante una evaluación de proyectos en donde se consideran las variables más importantes para escoger aquel modelo de negocio que entregue mejores indicadores para la empresa. Por último, se realizará una sensibilización de variables para analizar cómo reacciona en la evaluación financiera ante cambios porcentuales en las variables más importantes, considerando como extremos de las variables valores reales de mercado.

A continuación se presenta un resumen de lo mencionado anteriormente en la [Figura 4.1](#)

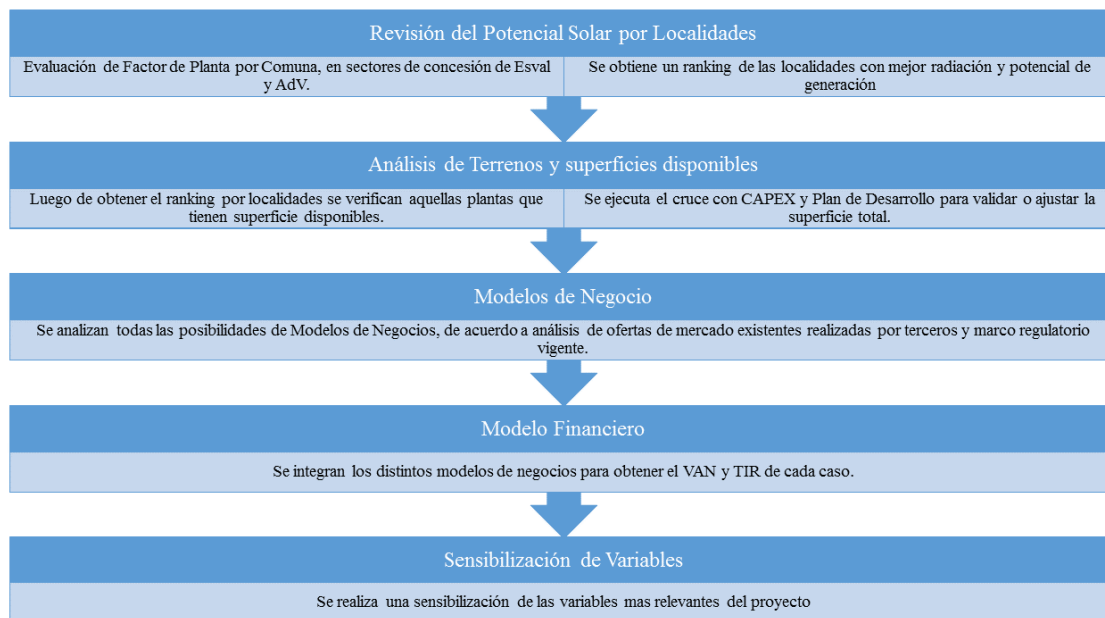


Figura 4.1: Cuadro Resumen Metodología.
(Fuente: Elaboración Propia)

4.2. Desarrollo Conceptual e Identificación del Sitio

Con la información provista por Esva y AdV sobre los terrenos dentro de sus zonas de concesión se cuenta con aproximadamente 300 espacios bajo los cuales realizar análisis con respecto a la factibilidad técnico-económica para el proyecto solar fotovoltaico, en consideración con lo ya mencionado, es que el comienzo de la estrategia de autogeneración está en obtener una lista ordenada en función del potencial de generación desde el terreno con mayor potencial al terreno con menor potencial. Este primer procedimiento se detalla en las subsecciones siguientes.

4.2.1. Radiación de los sitios

Chile ha demostrado un gran potencial en el desarrollo de Energías Renovables en Latinoamérica y en el mundo por sus características geográficas y climáticas. Principalmente se

destaca la generación de energía solar, ya que Chile posee la radiación más alta del planeta en el norte y una radiación con potencial en el resto del país. [CIFES \(2015\)](#)

Bajo la importancia de este parámetro es que se decide obtener las radiaciones por comuna y seleccionar las mejores diez comunas con la radiación mas alta para Esval como para AdV, como primer feedback para reducir la cantidad de terrenos, en caso de requerirse otros puede ser obtenidos de la base de datos

Posteriormente una vez ordenadas las comunas en donde la primera es aquella con la mayor radiación y la ultima, la con menor, se seleccionan todos los terrenos correspondientes a cada comuna.

4.3. Identificación del Sitio

Como se ha mencionado anteriormente, Chile es un país con una radiación privilegiada a nivel mundial. Para aprovechar a cabalidad el potencial solar de los terrenos disponibles y con la ayuda de información respecto a la ubicación georreferenciada de los terrenos, es que se delimitan los terrenos en función de los metros cuadrados descritos en la base de datos entregada por la empresa .

Posteriormente delimitados los terrenos, se sigue con la el mapeo de los metros cuadrados disponibles efectivos que posee dicho emplazamiento, para esto se aplico la siguiente metodología:

- Utilización del espacio que no considera edificaciones, maquinaria o equipos
- Ratificación del espacio utilizado pero ahora considerando el piping presente en la instalación. Lo que se busca con este paso es evitar construir sobre tuberías para no tener que mover equipos fotovoltaicos en caso de requerirse (Este proceso se puede ver en las [Figura A.1](#) y [Figura A.2](#)).
- Con la base de datos de los proyectos que se aplicaran en las respectivas plantas en el Quinquenio (periodo de cinco año), se ratifica si se aplicara alguna mejorar o aumento de capacidad a la planta con el objetivo de no interponerse con otros

proyectos previamente aprobados y que efectivamente utilicen el espacio disponible que se consideraba usar para la planta solar fotovoltaica.

- Basados en la información provista anteriormente es que se reafirma el terreno netamente disponible y que estará a disposición dentro de un periodo de cinco años.

Los resultados de mapeo de esta etapa son presentados en la [Figura A.2](#) a modo de ejemplo. Por otro lado para algunos emplazamientos que tenían mas interes de parte de la empresa se realizo una visita en terreno como se puede ver en la [Figura A.3](#) para corroborar la información de la base de datos.

4.3.1. El Proyecto Fotovoltaico

Un diseño preliminar (conceptual) debe ser de ayuda para estimar la capacidad instalada o los megavatios (MW), expectativas, inversión aproximada, necesidades de energía, rendimiento energético, tarifas previstas y costes asociados e ingresos ([International Finance Corporation, 2015](#)).

El diseño preliminar se realizo con la ayuda del software PVSYST para determinar las dimensiones técnicas. La base de datos climática fue cargada mediante data disponible en el explorador solar de la Universidad de Chile ⁷, procedimiento que se muestra en la [Apéndice D](#).

Los paneles e inversores utilizados en la simulación fueron obtenidos mediante una propuesta recibida en Esval para la instalación de módulos fotovoltaicos, bajo estos estándares de mercado se utilizaron los módulos fotovoltaico son los siguientes.

- **Modulo Fotovoltaico:** Se utilizo el modelo JKM 310PP-72 de 310W Policristalino de la marca Jinko Solar
- **Inversor:** Se utilizo el modelo TRIO-50_0-TL-OUTD-400 de 50kW de corriente alterna de la marca ABB

Estos se detallan en la [Figura D.2](#). Con esta información, se formula el modelo base para una planta solar fotovoltaica estándar. La inclinación de los paneles como se menciona

⁷<http://ernc.dgf.uchile.cl:48080/mediciones>

anteriormente es en relación a la latitud presente en la georreferenciación de la planta y su azimut es considerado apuntando al norte. Esto se realizó para así proyectar la generación que se obtendría modificando el tamaño de la planta solar fotovoltaica.

4.4. Formulación de Modelos de Negocio

Los criterios que rigen los proyectos fotovoltaicos varían en cada país pero están todos orientados conjuntamente [International Finance Corporation \(2015\)](#). Sanjar correctamente el marco regulatorio vigente que afecta nuestro proyecto, nos permite obtener los modelos de negocio que describen nuestro proyecto, para luego evaluarlos y analizar el más conveniente para la empresa.

Los modelos de negocio son formulados según la oferta del mercado actual vigente y la normativa regulatoria presente hasta la fecha. A continuación se presentan los modelos de negocio evaluados para la empresa Esval S.A.

1. Netbilling Inversión Tercero:

- Consiste en la instalación de plantas fotovoltaicas en los terrenos de las plantas de ESVAL y AdV, un máximo de 100 kWp de potencia instalada, conforme a la Ley 20.571.
- Es un contrato a 15 años y contempla un máximo de un 30 % de rebaja, respecto a la tarifa regulada vigente en el periodo.
- Considera una rebaja en la facturación eléctrica de un 11,4 % respecto a la tarifa regulada vigente en el periodo.
- La energía generada sería aprovechada por las plantas como un autoconsumo en los horarios de generación y la empresa prestadora del servicio, entregaría los excedentes (valorizados al precio de la energía, descontados los peajes) al sistema, no contando ningún beneficio extra para la sanitaria.
- La factura a Esval o AdV sería a través de Leasing y no un PPA.

2. PMGD Inversión Tercero:

- Consiste en la Instalación de Plantas Fotovoltaicas en los terrenos de las Plantas de ESVAL y AdV, pero con potencias superiores a 100 kWp.
- El contrato es a 15 años y considera una rebaja del 20 % respecto a la tarifa regulada.
- Se considera como rebaja máxima el precio vigente de la tarifa regulada con un descuento del 20 %.
- Parte de la energía sería consumida por la planta en forma de Autoconsumo y los excedentes se inyectarían al sistema.
- Los Excedentes del PMGD son valorizados por el momento a Precio Nudo de Corto Plazo y las empresas que entregan este servicio, consideran compartir el ingreso por los excedentes entregando un 2 % de estos a Esva.
- Cabe destacar que para un PMGD los excedentes pueden ser valorizados también al Costo Marginal de la barra mas cercana.

3. **Netbilling Inversión Propia:** Modelos de negocio ligado a la generación distribuida

- Consiste en la Instalación de Plantas Fotovoltaicas con un nivel de potencia máximo de 100 kWp, conforme a la ([Ley N° 20571, 2012](#)).
- La empresa tendría su retorno por concepto de ahorro en la facturación eléctrica y también por la venta de excedentes al sistema con la energía valorizada al Precio de Energía del sector.
- La SEC informó mediante el boletín 8.999 con fecha de ingreso el Miercoles 19 de Junio del 2013 ⁸ que todas las instalaciones con un mismo RUT de cliente pueden estar afectas a una misma instalación de NetBilling y podrían beneficiarse en sus cuentas de energía por la venta de excedentes. No importa que las instalaciones estén en distintos lugares, pero deben estar en la misma zona de concesión eléctrica.

4. **Autoconsumo Inversión Propia:**

⁸<http://www.senado.cl/appsenado/templates/tramitacion/index.php#>

- Consiste en la instalación de Plantas Fotovoltaicas optimizando el nivel de ahorro, pero evitando la inyección de excedentes al sistema.
- Para evitar la inyección de excedentes, se debe invertir en un Relé de Potencia Inversa.
- Se debe contabilizar el concepto de ahorro como un retorno de inversión de Paneles Fotovoltaicos.

5. PMGD Inversión Propia:

- Consiste en la instalación de Plantas Fotovoltaicas con un nivel de potencia superior a 100 kWp y menor a 9.000 kWp, según el Decreto Supremo 244 y la creación de una Empresa Vehículo con Giro de Generación Eléctrica.
 - Este modelo, a su vez considera dos modelos de negocio.
 - a) El primero con un empalme compartido en donde la empresa se beneficia con el ahorro recibido por concepto de autoconsumo y por la venta de excedentes al Precio Nudo de Corto Plazo o Precio Estabilizado.
 - b) El segundo considera un empalme independiente, donde no habría autoconsumo o ahorro, si no que sólo una venta de energía a PNCP.
 - Este modelo también considera que los excedentes o la venta de energía puede ser valorizada a Costo Marginal de la Barra mas cercana.
6. **Arriendo o Venta de terreno:** Según expertos de la empresa estas practicas no era comúnmente realizadas, dado que podría ser mal visto o mal considerado por parte del ente regulador.

4.5. Modelo Financiero

Para el análisis económico correspondiente al modelo financiero se utilizaron los siguientes parámetros

4.5.1. Curva tipo

El consumo de la planta sanitaria esta basado en la maquinaria utilizada por esta, dado que no se posee la información de pulsos cada 15 minutos del consumo de todas las plantas es que se trabajo con curvas características o curvas tipo, las que depende del tipo de planta seleccionada. Para efectos de análisis, se dividieron en tres tipos:

- PTAP: Planta de tratamiento de agua potable
- PTAS: Planta de tratamiento de aguas servidas
- AP: Agua Potable o Sondaje

Estos tipos de planta tiene una curva típica de consumo (las que son presentadas en la [Sección 5.3](#) a modo de ejemplo), dado que poseen equipos con similares características y potencias estandarizadas, pero entre plantas difieren en su capacidad bruta de potencia, en consideración a lo anterior y en función del consumo anual de cada planta, es que la curva característica de consumo mensual es función del tipo de planta y del consumo anual de dicha planta.

4.5.2. Evaluación Económica de los Modelos de Negocio

Los distintos modelos de negocio son evaluados bajos las variables respectivas de cada uno, como se menciona en la [Sección 4.4](#) se consideran las siguientes variables en los resultados.

- **Costo de Inversión:** El mercado actualmente tiene una variedad de ofertar pero se requiere en nuestro estudio que en base a las variables presentes saber hasta que punto el proyecto se vuelve económicamente rentable, esto con el objetivo que a la hora de licitar el proyecto saber si las ofertas se encuentran dentro de los limites de viabilidad financiera.
- **Costo de Operación:** Los costos de operación se estiman entre un 0,5 % y un 2 % del valor del costo de inversión, para este análisis se utilizo un 1 % del costo de inversión

y en el apartado de sensibilización se variables, se mostrara como se comporta esta variable.

- **Factor de Capacidad o Factor de Planta:** como se comento en el marco teórico la variabilidad climática es uno de los factores mas importantes a la hora de calcular un factor de planta promedio que pueda ser proyectado durante la vida útil de la planta fotovoltaica, sensibilizar esta variable nos entrega como se comporta el proyecto bajo un escenario tanto desfavorable como favorable, para analizar la viabilidad del proyecto bajo estos escenarios.

- **Precios Electricidad:**

Se hace mención acerca de los precios bajo los cuales son analizados los modelos de negocio, comenzando por la compra de energía y finalizando con los posibles precios de venta de energía a la red

- **Tarifa por Cargo de energía eléctrica en alta tensión:** Precio de compra de energía eléctrica de las plantas sanitarias analizadas bajo el formato de cliente regulado

A continuación se hará una descripción de las posibilidades de venta de energía a la red para cada modelo de negocio.

1. **Tarifas eléctricas de las generadoras residenciales (Netbilling):**

- a) **Tarifa por venta de excedentes de energía en alta tensión:** Precio de compra de la energía eléctrica correspondiente a la plantas analizadas en conjunto con el precio de venta de la energía todo esto bajo el formato de cliente regulado.

2. **PMGD:**

- a) **Precio Estabilizado:** Los PMGD que hayan optado por el régimen de precio estabilizado, deberán valorizar las inyecciones de energía de cada PMGD correspondiente al precio de nudo de corto plazo de energía de la o las barras troncales asociadas a la barra de la subestación de distribución

primaria correspondiente a la inyección del PMGD, los cuales se fijan semestralmente. Su determinación es efectuada por la Comisión Nacional de Energía (CNE), quien a través de un Informe Técnico comunica sus resultados al Ministerio de Energía, el cual procede a su fijación, mediante un Decreto publicado en el Diario Oficial ([Decreto N° 101, 2015](#)).

- b) **Costo Marginal:** El costo marginal es el precio a utilizar en la valorización de transferencias de energía entre empresas generadoras. Su unidad de cálculo es en dólares por MegaWatt por hora (USD/MWh).

Para la evaluación técnico-económica correspondiente para la empresa Esva y AdV no son considerados los siguientes supuestos, pero si son considerados en la [Capítulo 6](#).

- Decaimiento del desempeño de los paneles fotovoltaicos: Como se menciona en la sección [3.3.5.5](#), los paneles tienen un decaimiento de aproximadamente un 0.7 % anual, que corresponde a las garantías entregadas por el fabricante.

Este supuesto aplicado en el [Capítulo 6](#) se utiliza para entregar resultados más sólidos y cada vez más cercanos a la realidad.

Para evaluar el desempeño económico de los respectivos modelos de negocio es que se utilizó el VAN y TIR, como indicadores para medir el rendimiento del proyecto. La evaluación es realizada bajo de una planta estándar o tipo, para seleccionar modelo que entrega mejor rendimiento económico para la empresa y posteriormente aplicar dicho modelos para el resto de terrenos pertenecientes a las comunas con mayor radiación, tanto para Esva como para AdV.

Dichos modelos son evaluados con sus respectivas formas y pago de excedentes (Precio Estabilizado, Costos Marginal o Pago Excedentes por Generación Residencial), además se analizan los distintos riesgos tarifarios desde el punto de vista sanitario respectivo de cada modelo de negocio.

4.6. Sensibilización

Como parte del análisis de riesgo es que se realizo una sensibilización *ceteris paribus*⁹ de las variables mas relevante en el proyecto solar fotovoltaico, las cuales se mencionan a continuación:

- Costo de Inversión: Si bien al momento de obtener el costo de inversión del proyecto solar fotovoltaicos se hará bajo una licitación, se analizara la viabilidad del proyecto en función de distintos valores posibles de costos de inversión.
- Factor de Capacidad o Factor de Planta: Como se menciona anteriormente esta variable esta determinada por el potencia de energía que puede producir realmente la planta solar fotovoltaica, el sensibilizar esta variable entrega como resultado que tan riesgoso o que resultados puede entregar en el peor de los casos menores ahorros por concepto de una menor generación eléctrica o que en el mejor de los casos, ahorros por sobre el promedio elevando los flujos percibidos por el proyecto.
- Costos de Operación: Los costos de operación tienen una variabilidad entre el 0,5 % y el 2 % respecto al costo de inversión para el caso de proyectos sin seguimiento, según la GIZ ([Almarza et al., 2017](#)). Para la evaluación se considero un 1 %, basado en esto se sensibilizará esta variable para analizar como cambia el proyecto en sus casos más favorable y menos favorables.
- Cargo por energía eléctrica y venta de excedentes de energía eléctrica en alta tensión: Al Sensibilizar la proyección del precio, se busca analizar la viabilidad del proyecto bajo el peor escenario posible.

⁹Variar solo una variables a la vez

5 | Resultados

Hasta el momento se han presentado los respectivos modelos de negocios posibles para Esva y AdV, así como el procedimiento realizado en la creación de la estrategia de autogeneración para la empresa. Este capítulo constará de la presentación de los resultados expuestos al aplicar los parámetros mencionados a los modelos de negocio para la planta tipo. Primeramente se presentarán los resultados requeridos por la empresa en su evaluación económica, posteriormente, consideraciones con respecto a otros modelos menos rentables y finalmente, resultados respecto al proceso tarifario de las empresas sanitarias.

5.1. Análisis de Resultados por Modelo de Negocio Empresa

Como se mencionó anteriormente, primero se presentan los resultados considerando los modelos de negocio puros, es decir estos modelos no contienen el supuesto de decaimiento en el desempeño de los paneles y es como la empresa realiza su evaluación económica.

Para la presentación de los resultados y selección del modelo de negocio se utiliza la planta tipo, la que posee características promedio con respecto al resto de plantas para la empresa Esva y tiene por objetivo meramente evaluar el modelo de negocio óptimo para la empresa.

Bajo los parámetros *ceteris paribus* de: Costos de Inversión, proyección de precios de electricidad constantes (bajo la proyección entregada por Esva) y Factor de planta constante, se entregan los indicadores económicos respectivos para medir la rentabilidad de los proyectos, estos son ordenados en función de la potencia a la cual corresponde cada

modelo de negocio analizado. Cabe destacar que para el modelo de autoconsumo se instaló una planta solar fotovoltaica tal que no sobrepase el consumo de la planta tipo de Esval.

Tabla 5.1: Resultados para Planta Sanitaria Tipo

Fuente: Elaboración propia

Potencia (kWp)	Modelo	VAN	TIR	Payback
36	Autoconsumo	27.814	16,5 %	6
37	Net. Prop.	28.586	16,5 %	6
100	Net. Prop.	75.563	16,4 %	6
	Net. Terc.	10.539	-	-
3000	PMGD Comp.	539.845	9,40 %	9
	PMGD	499.598	9,23 %	9
	PMGD Terc.	83.904	-	-
9000	PMGD Comp.	1.539.540	9,28 %	9
	PMGD	1.498.794	9,23 %	9
	PMGD Terc.	210.668	-	-

De la tabla [Tabla 5.1](#) se puede ver que el modelo de negocio Autoconsumo es el que posee el menor VAN pero que aumentando la potencia de la planta solar fotovoltaica en 1 punto pasa a un modelo de negocio Netbilling, aumentando su VAN y manteniendo la TIR, al alcanzar los 100 kWp, aparece en modelo con inversión propia el cual es poco atractivo para la empresa desde el punto de vista del VAN, dado que una planta con la misma potencia bajo el modelo de negocio Netbilling con inversión propia, entrega un VAN 7 veces mayor y este último modelo es aquel que entrega la mayor TIR entre todos los modelos de negocio.

Los modelos de negocio que operan en potencias superiores a 100 kWp son menos rentables (Desde el punto de vista de la TIR) que el modelo Netbilling con inversión propia dado que la venta de excedentes para el modelo Netbilling se valoriza a un precio superior a los modelos PMGD, lo que se ve reflejado en la rentabilidad del proyecto, sin embargo, dentro de los modelos PMGD el más rentable es el modelo PMGD con empalme compartido, esto dado que la valorización del cargo por energía eléctrica de la planta sanitaria es superior a la valorización de la venta de excedentes (Costo marginal o precio estabilizado), siendo el modelo PMGD de inversión de terceros el menos conveniente desde el punto de vista del VAN, dado que el inversionista es quien se lleva toda la ganancia producto de la venta de excedentes.

En consideración a lo anterior, el modelo más atractivo para la empresa Esva es el modelo Netbilling con inversión propia, respecto a la planta tipo. Sin embargo, cabe destacar que sería atractivo para la empresa evaluar los modelos PMGD siendo que posee dos plantas con terrenos suficientes para estos modelos de negocio.

5.2. Análisis Global de Metodología y Oportunidades

Una vez obtenido el modelo de negocio más recomendable se aplica este modelo para la totalidad de terrenos descritos en las diez comunas con mayor radiación donde tiene concesión Esva y AdV.

5.2.1. Levantamiento de Terrenos

Como se menciona en el apartado de metodología se hizo un levantamiento de información correspondiente a los terrenos que posee Esva y AdV, de estos terrenos se obtuvieron 51 emplazamientos que cumplen con las condiciones técnicas para aplicar un proyecto solar fotovoltaico, con equivalente de 14,7 hectáreas para Esva y 11,9 hectáreas para AdV, logrando un total empresa de 26,7 hectáreas

5.2.2. Capacidad de Generación Fotovoltaica

Basado en las consideraciones como, planes de expansión de la empresa y la disponibilidad de los terrenos considerados es que se obtuvo una capacidad de generación a nivel Esva de 5,7 MWp, mientras que para AdV una capacidad de generación de 2,8 MWp, proporcionando un total empresa de 8,5 MWp.

En función de esta capacidad y dadas las condiciones climatológicas abarcadas en el modelo es que las plantas solares fotovoltaicas dimensionadas para Esva generan 10,6 GWh/año de energía renovable no convencional, mientras que para AdV, se alcanzan valores de 6,0 GWh/año, dotando a la empresa de 16,6 GWh/año de energía solar

5.3. Inversión y Costos de Operación Generales de la Empresa

Los costos de inversión estimados para la ejecución de este proyecto son por parte de Esval 3.518 millones de pesos, mientras que para AdV el total asciende a 1.622 millones de pesos, siendo la inversión total del grupo empresa de 5.140 millones de pesos.

En consideración a lo anterior el ahorro generado por concepto de OPEX de energía eléctrica una vez ejecutados la totalidad de las plantas solares asciende a 1.100 millones de pesos, considerando los precios vigentes a esta fecha de energía para clientes de precio regulado.

5.3.1. Análisis Seguimiento en Planta Solar Fotovoltaica

Según lo mencionado en sección 3.3.5.2, se realizó una evaluación comparativa respecto a una planta solar fotovoltaica la cual posee paneles solares fijos y otra la cual posee paneles solares con seguimiento en un eje.

Se simulan planta de 100 kWp, bajo condiciones estándar, es decir posee las mismas condiciones de la planta tipo utilizada en análisis previos, sin embargo, al realizar la evaluación para la planta con seguimiento en un eje se utilizaron los siguientes parámetros.

- Costo de inversión: 1.555 USD/kWp obtenido mediante empresas especialistas que estiman esos valores de inversión.
- Costo de operación: Los contratos de operación y mantenimiento de plantas fotovoltaicas con seguimiento en un eje de esos tamaños se incrementan aproximadamente un 68 % llegando a 16,8 [USD/kWp/año]
- Factor de planta: Hay un incremento del 27,7 % en el factor de planta con respecto al modelo fijo.

Tabla 5.2: Evaluación Paneles Fijos y Con Seguimiento en un Eje

Fuente: Elaboración propia

Item	Fijo	Seguimiento 1 eje
VAN (USD)	75.573	67.239
TIR	16,4 %	12,6 %
Factor de Planta	22,8 %	28,6 %

De los resultados obtenidos de la [Tabla 5.2](#) se destaca lo siguiente:

- Se aprecia el aumento en el factor de planta, debido a un aumento de la radiación directa sobre los módulos
- La inversión de 1.555 USD/kWp para una planta con seguimiento en un eje afecta el rendimiento económico respecto al entregado por una planta fija con un costo de inversión de 1.000 USD/kWp.
- Si bien no hay plantas fotovoltaicas en Chile que hayan alcanzado su vida útil, se conoce de la experiencia internacional que entre el año 7 y 9 es necesario el reemplazo o mejoras de los motores del seguimiento.
- De la experiencia recogida por el estudio de la GIZ identifica dificultades en la reparación equipos eléctricos, electrónicos y mecánicos, este ultimo aspecto es preocupante a la hora de elegir una planta con sistemas de seguimiento.

Bajo estos costos de inversión y de operación, la alternativa de paneles con seguimiento bajo el modelo Netbilling es menos rentable que la alternativa de paneles solares Fijos, sin embargo no se recomienda descartar del todo esta alternativa, dado que la opción de paneles solares con seguimiento pueden ser una alternativa rentable en un futuro con mejores tecnologías, más económicas y competitivas.

5.4. Análisis Modelo PMGD

En la sección 5.1, se hace mención sobre la rentabilidad del modelo PMGD, siendo este un caso particular para la empresa Esval, dado que este requiere espacios considerables

para su factibilidad técnica, lo que afortunadamente EsvaI y AdV poseen dentro de su zona de concesión. A continuación se presentan los casos para EsvaI y AdV, para tomar a consideración del potencial de estos sitios.

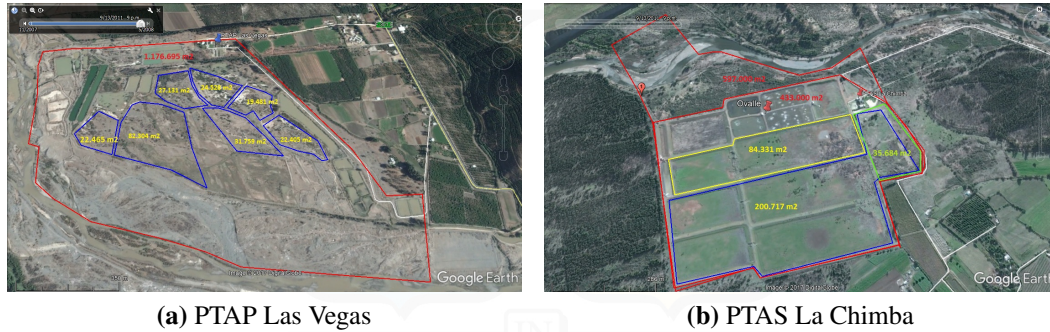


Figura 5.1: Plantas Sanitarias EsvaI para PMGD.

(Fuente: Google Earth)

En la [Figura 5.1](#) se pueden apreciar los terrenos de las plantas anteriormente mencionadas, en donde el espacio azul es aquel que esta disponible y el espacio rojo es aquel que delimita el terreno según la metodología aplicada a las plantas sanitarias descritas en este documento. Con respecto a dichos terrenos se entregan los resultados correspondiente a la aplicación del modelo de negocio PMGD.

Tabla 5.3: Evaluación PMGD, Las Vegas y La Chimba

Fuente: Elaboración propia

Potencia (kWp)	Modelo	PTAP Las Vegas			Lagunas AS La Chimba		
		VAN (USD)	TIR	Payback	VAN (USD)	TIR	Payback
3000	PMGD Comp.	527.809	9,35 %	9	868.445	10,79 %	8
	PMGD	501.134	9,23 %	9	437.481	8,96 %	9
	PMGD Terc.	80.024	-	-	275.835	-	-
9000	PMGD Comp.	1.530.303	9,27 %	9	1.763.848	9,61 %	9
	PMGD	1.503.402	9,23 %	9	1.312.442	8,96 %	9
	PMGD Terc.	206.736	-	-	410.000	-	-

Según resultados obtenidos de la [Tabla 5.3](#) podemos concluir que ambas plantas son rentables bajo los supuestos de los respectivos modelos pero cabe destacar lo siguiente:

- La Subestación de las Vegas dispone de un transformador de 25 MVA para su distribución. La capacidad de la subestación de las vegas se superará en su límite técnico al incorporar un PMGD adicional.

- Los proveedores de la subestación de Las Vegas también están en su límite técnico para incorporar un nuevo PMGD.
- La posibilidad de construir una oferta exclusiva, radica en la negociación con el distribuidor. Adicionalmente, esto requiere un aumento en la capacidad del transformador de la subestación de Las Vegas, el cual debe ser sometido a licitación por la CNE (Comisión Nacional de Energía). Dicha licitación podría tomar una cantidad de tiempo no estimada.
- El tiempo no estimado en la resolución de la autoridad, para la licitación del transformador de la subestación de Las Vegas, aumenta considerablemente el riesgo de no optar por el precio estabilizado.

Para el Caso de Esva y AdV hay que realizar un análisis mas detallados sobre las consideraciones del modelo de negocio PMGD, dado que la factibilidad técnicas y los tiempos requeridos en el proceso evaluación hasta la implementación de la planta solar son bastante volátiles.

5.5. Consideraciones Tarifarias de las Empresas Sanitarias

En este capítulo se entrara en detalle sobre las consideraciones que se deben tener al realizar un proyecto fuera del rubro sanitario, además de las consideraciones que se deben tener con el proceso tarifario y como afecta a los flujos del proyecto para Esva y Adv.

5.5.1. Proceso Tarifario

Según el artículo 1 del Decreto con fuerza de Ley 70. Estarán sujetos a fijación de tarifas los servicios de agua potable y de alcantarillado de aguas servidas, prestados por servicios públicos y empresas de servicio público, en adelante, prestadores tanto a usuarios finales, como a otros que actúen como intermediarios respecto de aquellos ([Decreto N° 70, 1988](#)).

Dado que Esva y Adv prestan servicio de agua potable y alcantarillado de aguas servidas son consideradas empresas sujetas a la fijación tarifaria. Para obtener las tarifas para la empresa, se requiere de un proceso llamado proceso tarifario, este proceso tarifario es realizado en conjunto entre la empresa que le fijaran las tarifas y el ente regulador, es decir la SISA ([SISA, 2015](#)).

Las empresas sanitarias son reguladas dado que en casos como este, la mejor solución para la sociedad es un monopolio, al ser monopolicas, el Estado de Chile las regula para evitar que el propietario fije las tarifas a su antojo provocando ingresos indiscriminados, que se regulado quiere decir que el Estado de Chile promulga leyes en donde establece la forma en que se determinan las tarifas.

5.5.1.1. Leyes Sanitarias

Actualmente las leyes implicadas en el proceso tarifario son las siguientes:

- Ley General de Servicios Sanitarios D.F.L MOP N° 382/1988
- Reglamento de LGSS D.S N° 1199/2004

- Ley de la SISS Ley N° 18.902/1990
- Ley de Tarifas D.F.L. N° 70/1988
- Reglamento de Tarifas D.S. MINECOM N° 453/1989
- Subsidio al pago de consumo de AP y servicio AS Ley N° 18.778/1989

5.5.1.2. Las Tarifas

Las Tarifas fijadas en el proceso tarifario son fijadas cada 5 años y varían dependiendo de la localidad en donde se encuentre emplazadas las plantas sanitarias de la empresa, esto es por que cada ciudad tiene características diferencias y en cada una se busca dar la solución mas adecuada y eficiente a la entrega del servicio en donde se destacan factores tales como:

- Topográficos
- Demográficos
- Cercanía a fuentes de AP
- Sistemas de tratamiento de AS
- Estacionalidad de consumo

5.5.1.3. Etapas del Proceso Tarifario

El proceso tarifario consta de varias etapas para lograr entrar en vigencia el 1 de Marzo del año en el cual se acabe la vigencia del proceso tarifario predecesor. A continuación se presenta un diagrama que describe el proceso anteriormente mencionado en la [Figura 5.2.](#)

El cálculo tarifario se realiza para una empresa modelo que se menciona a continuación.

5.5.1.4. Costo Total de Largo Plazo Neto

El costo total de largo plazo, desde ahora, CTLP es la recaudación anual que requiere la empresa modelo para cubrir los costos de explotación eficientes y los de inversión para un proyecto de reposición optimizado.

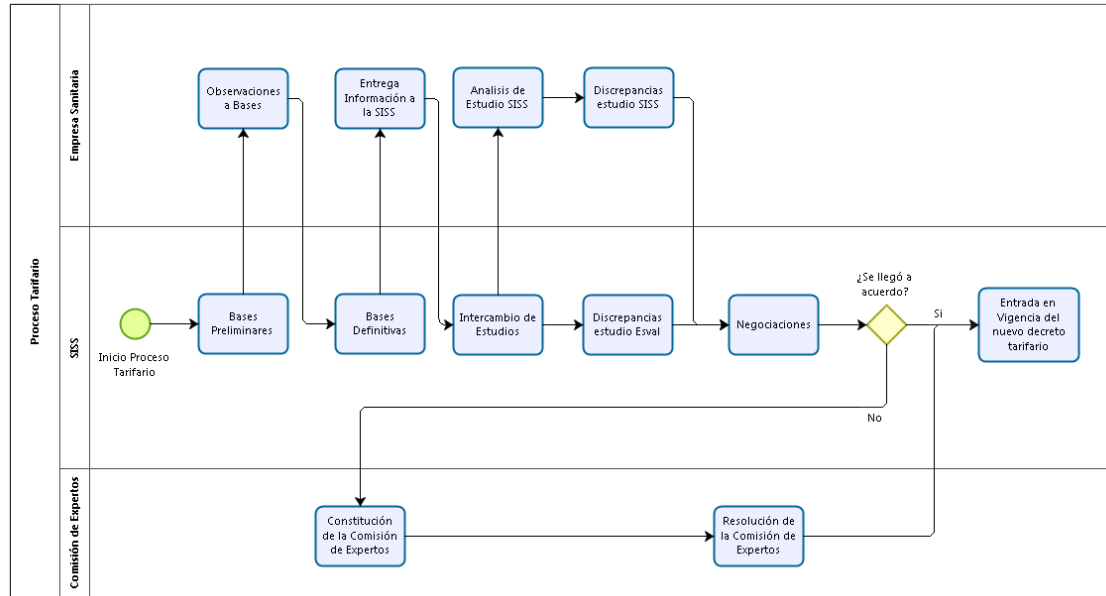


Figura 5.2: Diagrama Proceso Tarifario
(Fuente: Elaboración Propia en base a información de la SSS)

Su dimensionamiento es constante determinado para satisfacer la demanda proyectada de autofinanciamiento (Q^*).

Este CTLP, es una recaudación media anual de los próximos 5 años del periodo tarifario y compatible con un VAN = 0 del proyecto con un horizonte de evaluación de 35 años

Para obtener la tarifa sanitaria se realiza mediante una razón entre el CTLP y la demanda proyectada de agua obteniéndose la tarifa sanitaria para el proceso tarifario en (CLP/m³)

Dentro de los gastos que se requieren para la explotación eficiente se encuentra el gasto en energía eléctrica, costo el cual se estima de manera eficiente, es decir al menor costo.

5.5.1.5. Empresa Modelo

La empresa modelo es una empresa ficticia y utilizada para efecto del cálculo tarifario, la cual es eficiente en la prestación del servicio y sus inversiones según el Art 27 del Reglamento de LGSS D.S N° 1199/2004.

Los estándares que establece la Autoridad para la empresa modelo son ideales contra los que se enfrenta la empresa real (Cobertura, Perdidas, Eficiencia bombas, Consumos de productos químicos, Consumos de energía eléctrica, etc.). Las ineficiencias en que incurre

la empresa real son directamente absorbidas por éstas y no son reconocidas en la fijación de tarifas, es decir, las ineficiencias por parte de la empresa no son pagadas por los clientes.

Para efectos de la empresa modelos se considera solo la infraestructura y los costos que sean indispensables para la empresa para proveer el servicio respectivo.

En la [Tabla 5.4](#) se presentan las mayores diferencias entre la Empresa Real y la Empresa Modelo.

Tabla 5.4: Grandes Diferencias entre Empresa real y Empresa Modelo

Empresa Real	Empresa Modelo
Más fuentes de producción	Menos infraestructura
Más estanques de almacenamiento	Costos de operación y mantenimiento optimizados
Más conducciones	Estructura de personal eficiente
Redes de mayor tamaño y de mayor longitud	Contratos de servicios, adquisiciones, a valores de mercado
Plantas de tratamiento de aguas servidas de mayores capacidades	Sueldos de personal a valores de mercado

Se adjunta la [Figura 5.3](#) para enfatizar los anteriormente mencionado.

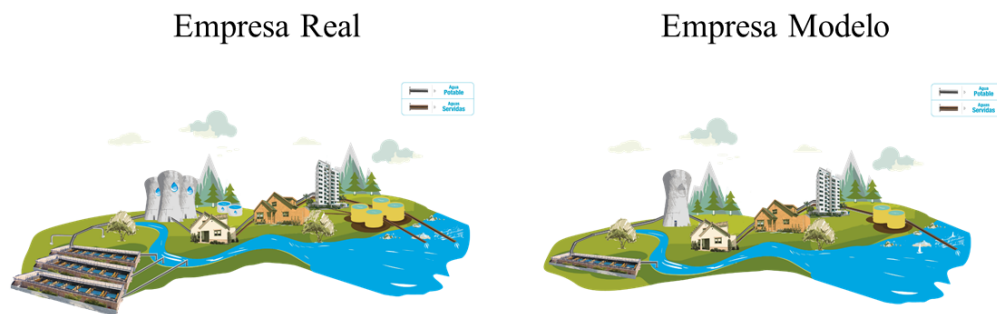


Figura 5.3: Diagrama Empresa Real y Empresa Modelo
(Fuente: Elaboración Propia)

5.5.2. Consideraciones en el Proceso Tarifario

El proceso tarifario es un proceso complejo e importante para cualquier empresa sanitaria, en donde una vez finalizado el proceso tarifario se obtiene como resultados las

tarifas que la empresa cobrara a sus clientes finales durante los próximos cinco años. En la [Sección 5.1](#) entregamos los resultados para los modelos de negocio en donde el más rentable para Esva y AdV, es el modelo Netbilling con inversión propia. En función de estos resultados es que se le aplico a este modelo las consideraciones que presentan expertos en materia de procesos tarifarios de la empresa Esva. A continuación se presentan las consideraciones por parte de la empresa al proceso tarifario de la empresa Esva.

5.5.2.1. Descuento por Modelo de costos eficientes

Los flujos que rentabilizan el proyecto solar fotovoltaico, son aquellos provenientes del ahorro que genera el autoconsumo valorizado a tarifa regulada y la venta de excedentes. El descuento por modelo de costo eficiente es un concepto que proviene de valorizar la energía autoconsumida al menor precio, dado que la empresa modelo busca la eficiencia como se menciona en la sección [5.5.1.5](#) que en este caso sería el precio de generación solar, como se aprecia en la [Figura A.5](#). Por lo tanto, se percibe un menor ahorro en comparación al modelo Netbilling puro.

5.5.2.2. Descuento por Negocio no Regulado

Como se menciona en la sección [5.5.1](#), la empresa Esva S.A. es una empresa monopólica de carácter regulado. Según el DS 382 del código sanitario, indica el rol único de la empresa, no pudiendo pertenecer al rubro de generación de energía eléctrica, es por esto que una de las consideraciones que presenta el panel de expertos de Esva es un castigo que se presta a los negocios no regulados por parte de la empresa, dado que el modelo Netbilling con inversión propia considera flujos provenientes de la venta de excedentes de la generación fotovoltaica, lo cual es un negocio no regulado.

Bajo este conflicto la SISS aplica un descuento anual, que es la mitad de valor actual neto de la suma de la venta de excedentes distribuidos en pagos constantes anuales por lo que queda de proyecto.

5.6. Análisis de Resultados con Consideraciones Tarifarias Sanitarias

En la sección anterior, se hizo mención acerca de las consideraciones que involucraba un proceso tarifario el cual Esva y Adv están implicadas. Es por esto que en esta sección, se presentaran los resultados de cuatro plantas piloto, las cuales tienen más probabilidades de realizarse un proyecto solar fotovoltaico a una escala de ejecución, por motivos que son presentados más adelante.

A continuación se presenta el listado de plantas piloto:

- El Tambo
- P.A.P. Catemu
- Chepical II
- Sondajes Mendocita

A continuación en la [Figura 5.4](#) se presentan unas imágenes tomadas en terreno, correspondiente a dos de los cuatro terrenos para el proyecto piloto fotovoltaico.

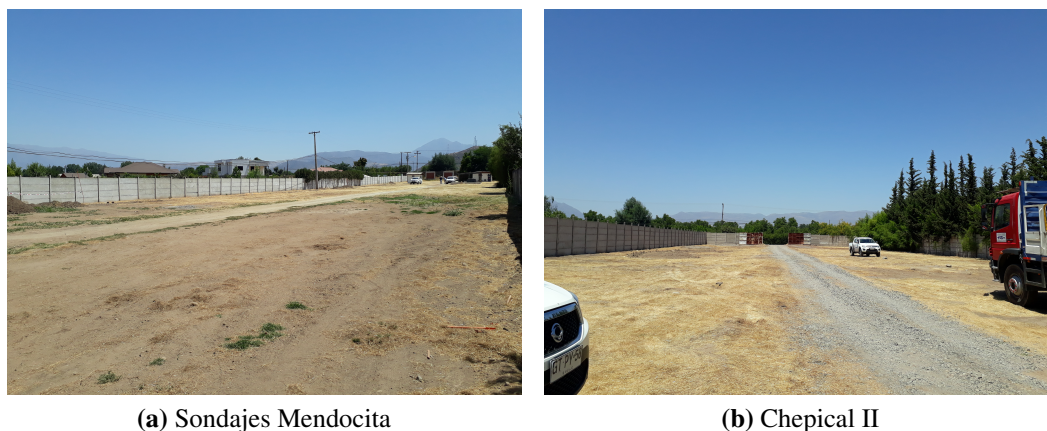


Figura 5.4: Terrenos Esva.
(Fuente: Imágenes Tomadas en Terreno)

Estas plantas fueron seleccionadas por contener las siguientes características:

- **Amplios terrenos:** Estas plantas tienen superficies suficientes para una planta solar fotovoltaica de 100 kWp.
- **Zonas de interferencia Hídrica:** Los terrenos disponibles no serán utilizados con nuevas instalaciones, como puede ser sondajes o pozos, debido a que no es posible agregar nuevos sondajes en las zonas de influencia de los existentes. En el caso de otras instalaciones no existen planes de inversión proyectados.
- **Topografía privilegiada:** Estos terrenos poseen una topografía relativamente plana y sin arboles, lo que es una condición muy favorable para los proyectos solares fotovoltaicos.
- **Alta radiación:** Estos emplazamientos poseen una radiación por sobre el promedio de los terrenos pertenecientes a la empresa Esva.

Basados en las características de estas plantas y las consideraciones tarifarias es que se presentan una tabla resumen con los siguientes resultados. Cabe destacar que dentro de los resultados hay un modelo con consideración de terreno y otro sin consideración de terreno. Estos varían en la valorización de la energía, dado que el con terreno, valoriza la energía considerando la compra del terreno entregando valores de 0,0685 USD/kWh muy por sobre los 0,0467 USD/kWh del modelo sin consideración del terreno, lo que entrega un costo de inversión de 1.500 USD/kWp muy por sobre los 1.000 USD/kWp utilizados en el modelo puro.

Tabla 5.5: Resultados con Consideraciones del Proceso Tarifario

Comuna	Planta Esva	Modelo	TIR	VAN	Payback
San Felipe	El Tambo	Puro	16,8 %	79.716,4	6
		Con Terreno	13,0 %	40.191,3	7
		Sin Terreno	10,0 %	17.047,1	7
San Felipe	Chepical II	Puro	16,5 %	76.380,7	6
		Con Terreno	10,8 %	23.208,8	7
		Sin Terreno	10,3 %	19.302,2	7
Catemu	P.A.P. Catemu	Puro	16,4 %	75.563,0	6
		Con Terreno	11,6 %	29.663,9	7
		Sin Terreno	9,9 %	16.653,9	8
Santa María	Sondajes Mendocita	Puro	16,6 %	77.274,3	6
		Con Terreno	12,7 %	38.259,9	7
		Sin Terreno	9,7 %	15.532,1	8

Como se puede apreciar de la [Tabla 5.5](#) hay un decaimiento poco despreciable en comparación al modelo puro, habiendo otra baja al ser reconocido el terreno como al no ser reconocido.

Es importante mencionar que todas las consideraciones tarifarias están hechas bajo supuestos, considerando las actuales bases tarifarias de la SISS.

Es decir no existe ningún antecedente previo que permite definir claramente cual será la consideración que tendrá este organismo al momento de fijar las tarifas de energía para la empresa modelo considerando autogeneración solar fotovoltaica u otro modelo.

Sin perjuicio de lo anterior como parte de este estudio es necesario analizar todos los escenarios posibles desde el más optimista al más conservador.

6 | Sensibilización

A modo de robustecer las conclusiones del proceso y proveer escenarios energéticos resilientes, se realizaron diversos análisis de sensibilidad para evaluar el impacto que tienen los parámetros más importantes en los resultados presentados anteriormente.

- **Costo de Inversión:** el mercado actualmente tiene una variedad de ofertas pero se requiere en este estudio saber hasta que punto el proyecto es económicamente rentable, esto con el objetivo que a la hora de licitar el proyecto, saber si las ofertas se encuentran dentro de los límites de viabilidad financiera.
- **Factor de Capacidad o Factor de Planta:** como se comentó en [Sección 3.3](#) la variabilidad climática es uno de los factores más importantes a la hora de calcular un factor de planta promedio, ya que este será proyectado durante la vida útil del proyecto solar fotovoltaico. Sensibilizar esta variable nos entrega como se comporta el proyecto bajo un escenario favorable, como desfavorable y así analizar como responde el modelo ante estos cambios climáticos.

En la [Figura 6.1](#) se muestra el comportamiento del costo de inversión y además como responde el proyecto ante una variación del factor de planta. Esta variación en el factor de planta es de un 2,5 % sobre el promedio y un 2,5 % bajo el promedio, siendo estos límites los presentados en el [Capítulo 3](#).

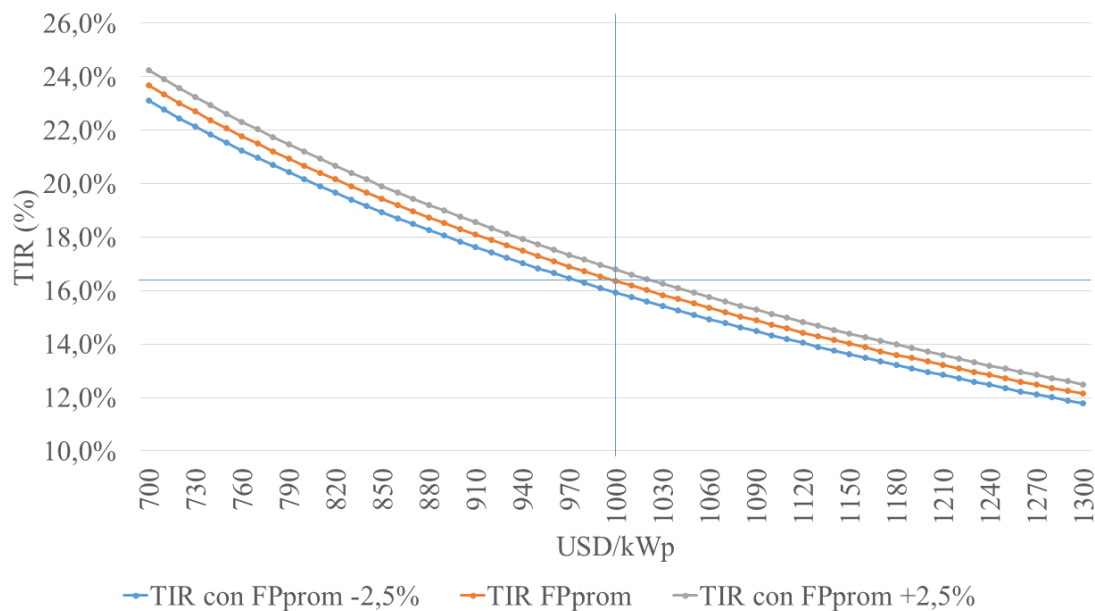


Figura 6.1: Cuadro Resumen Metodología.
(Fuente: Elaboración Propia)

Como se observa en la [Figura 6.1](#), el aumentar o disminuir el factor de planta promedio provoca un desplazamiento de la curva, la cual asciende ante el aumento del factor de planta promedio en un 2,5 % y desciende ante una disminución del factor de planta promedio en 2,5 %, impactando en promedio 0,43 % a la TIR. Es decir que por cada punto porcentual que aumente el Factor de planta aumenta la rentabilidad en un 1,03 % para el modelo Netbilling. Lo anterior es consistente producto que a mayor factor de planta aumenta la cantidad de energía excedentaria.

- Costo de Operación: Como se menciona en la sección 4.5.2 los costos de operación oscilan entre un 2 % y un 0,5 % del costo de inversión del proyecto solar fotovoltaico, pero para efectos de este estudio se considera un 1 % como valor promedio para el modelo de negocio. A continuación se presenta el gráfico correspondiente al comportamiento de la TIR respecto a variaciones del costo de operación.

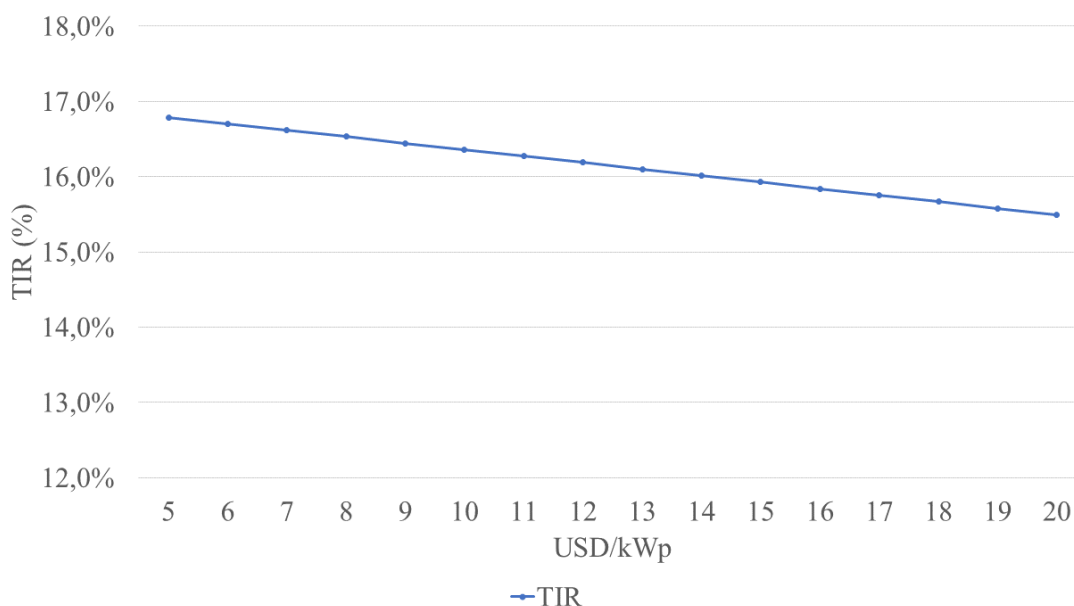


Figura 6.2: Sensibilización Costos de Operación.
(Fuente: Elaboración Propia)

De la Figura 6.2 se puede ver que al analizar los valores extremos es decir 0,5 % del costo de inversión equivale a 5 USD/kWp, por otro lado el mayor valor de mercado, es decir 2 % corresponde a 20 USD/kWp. Al duplicar los costos de operación promedio se puede ver reducida la TIR hasta en un punto porcentual, por otro lado, en caso de alcanzar costos de operación de 5 USD/kWp el proyecto se podría ver beneficiado en 0,4 % con respecto al valor promedio, además se puede apreciar una linealidad de la curva debido a que es constante al momento de realizar la evaluación.

- Tarifa por cargo de energía eléctrica y Tarifa por venta de excedentes de energía en alta tensión: Precio de compra de la energía eléctrica correspondiente a la plantas analizadas en conjunto con el precio de venta de la energía todo esto bajo el formato de cliente regulado. A continuación se presentan los resultados correspondiente a un cambio en la proyección de la tarifa electrica.

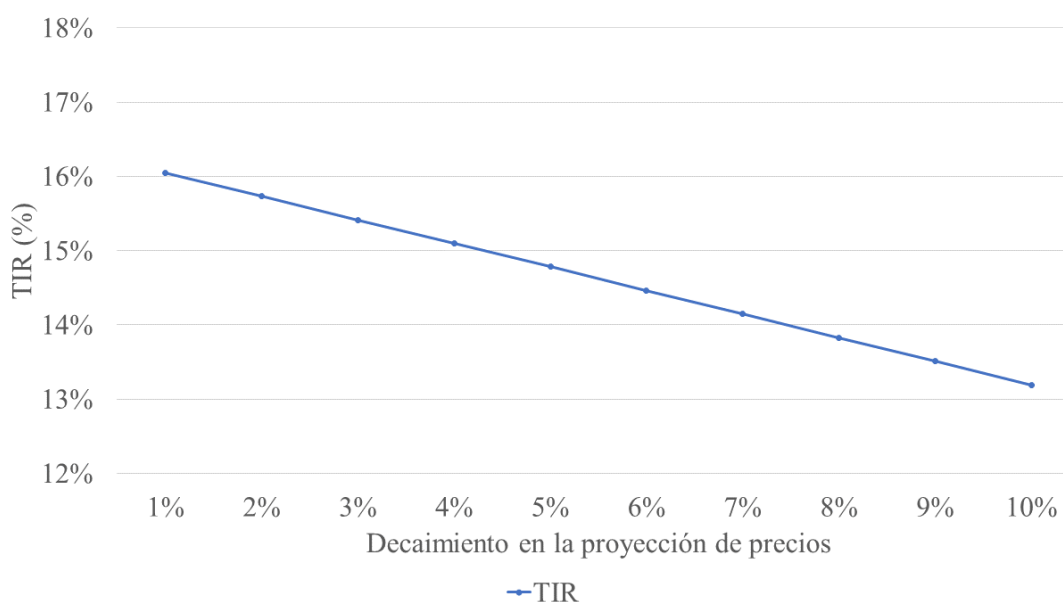


Figura 6.3: Sensibilización de la tarifa regulada.
(Fuente: Elaboración Propia)

De la [Figura 6.3](#) se puede destacar que en caso de que la proyección decayera un 10 %, implicaría una caída de aproximadamente tres puntos porcentuales la TIR con respecto al caso Netbilling Puro, siendo esta variable la que causa un mayor impacto en el proyecto, cabe destacar que no se realizó un aumento en el nivel de precios dado que la tendencia de los proyectos de ERNC es a bajar los costos de inversión, debido a la política de estado respecto al aumento de ERNC en la matriz energética, incorporación de nuevos competidores en el mercado con menores costos de fabricación y precios de venta más competitivos en ERNC, además de tecnológicas más eficientes y a un menor costo.

7 | Conclusiones

Primeramente se presentó un marco teórico con toda la información necesaria para evaluar preliminarmente un proyecto solar fotovoltaico. En segundo lugar, una metodología con los pasos a seguir en la estrategia de generación de Esvál y AdV, bajo la cual se definen los modelos de negocio posible a realizar por una empresa sanitaria bajo los estándares legales correspondientes y la respectiva factibilidad técnica y económica requerida. Posteriormente se presentan los resultados correspondiente a los modelos de negocio, seleccionando el óptimo para la empresa, además se analizaron las consideraciones en el proceso tarifario de Esvál. Por último se realizó una sensibilización de las variables que afectan al proyecto, en función del modelo de negocio seleccionado anteriormente como el óptimo para la empresa.

A continuación se entregan las conclusiones respectivas del presente documento.

7.1. Conclusiones Modelos de Negocio

Durante el desarrollo de este documento, se han abordado una serie de especificaciones, además de limitantes técnicas y económicas que poseen las plantas solares fotovoltaicas en Chile, para empezar se hablara acerca de los resultados entregados por los modelos de negocio evaluados en la planta tipo, estos están divididos según dos tipo de inversión. La primera es la inversión propia y la segunda, la inversión la realiza un tercero.

Dentro de los modelos de inversión propia está el modelo autoconsumo, que según los resultados es aquel con mayor ahorro marginal, dado que es mayor la diferencia entre el precio equivalente de generación ERNC y el cargo de la energía cliente regulados. Sin embargo, no existe un total aprovechamiento de las superficies disponibles, ya que

la generación ERNC se ajusta a la potencia de consumo de las instalaciones de Esva. Por otro lado el modelo netbilling considera el aprovechamiento total de las superficies disponibles, es decir una mayor potencia instalada de generación en relación a la potencia de consumo de las plantas de Esva. Por consiguiente en el flujo de caja también se considera la valorización de la energía autoconsumida comprada al distribuidor y la valorización de la energía por concepto de venta de excedentes. Esta última tiene una diferencia marginal respecto del cargo de energía regulada y es solo 2,58 % menor. El considerar estos flujos provenientes de la venta de excedentes aumentan el VAN y la TIR de los proyectos bajo el modelo Netbilling con respecto al modelo Autoconsumo, en consideración a lo anterior, es recomendable sacar el mayor provecho a los espacios disponibles y rentabilizar de la mejor manera el proyecto.

- La inversión de tercero es considerada una opción válida para la empresa, dado que los resultados, responden a los requerimientos económicos mínimos de la empresa (7 % TIR), sin embargo, al invertir un tercero, la mayoría de los beneficios como los flujos por venta de excedentes son absorbidos por el tercero, haciendo este modelo de negocio menos rentable en relación a opciones como el modelo Autoconsumo o Netbilling,
- Los modelos PMGD requieren una evaluación especial, dado que estos son evaluados con otros factores y limitantes distintas a las del modelo Netbilling, Esva y AdV poseen instalaciones con una gran cantidad de hectáreas, para rentabilizar de mejor manera estos espacios, es recomendable analizar el modelo de negocio PMGD para aprovechar a cabalidad y rentabilizar de mejor manera estos amplios espacios. Sin embargo, este es un modelo puntual, por lo que para la gran mayoría de los emplazamientos de Esva y AdV se utilizará el modelo Netbilling. Por otro lado, el modelo de venta de energía de un PMGD es un precio mucho más bajo al de venta de excedentes del modelo Netbilling, lo que entrega una rentabilidad mucho más baja, además el modelo PMGD requiere de estudios adicionales, como por ejemplo Evaluación de Impacto Ambiental o Declaración de uso de suelos (según corresponda) e Informe de Factibilidad de Construcción, entre otros. Todos estos

estudios toman tiempo y recursos siendo demasiado complejo para una empresa que no es su giro de negocio la generación de energía eléctrica.

- Las TIR entregadas por el modelo Netbilling hacen que estos proyectos sean económicamente viables y altamente recomendable para la empresa implementar estos proyectos, ya que estos proyectos son considerados con un bajo riesgo y una baja escala de inversión dentro de los proyectos solares fotovoltaicos, además, la tramitación y costos de inversión iniciales por concepto ingeniería de detalle y licitaciones no se verán interrumpidas por concepto de estudios de impacto ambiental o uso de suelos (por considerar un ejemplo), por que es un modelo de negocio enfocado en la generación residencial. Por otro lado en modelo de negocio Netbilling fue evaluado con una potencia máxima de 100 kWp lo que no considera la modificación del reglamento en trámite, al tomar la cota inferior en el análisis entrega el peor escenario posible para esta modificación. En el caso de aprobarse el nuevo reglamento que limita la potencia instalada en 300kVA la TIR total del proyecto que considera las 51 plantas cae de 16,23 % a 16,07 %, equivalente a 0,16 puntos porcentuales lo cual es poco relevante, sin embargo el VAN aumenta de 3,3 MM USD hasta 6,6 MM USD, un valor no menor en comparación a la caída de la TIR. Por estos motivos se recomienda que Esva S.A. y Aguas del Valle S.A. realicen el modelo de negocio Netbilling.

7.2. Conclusiones Empresa Modelo

La empresa modelo es la competencia directa que poseen las empresas de servicios regulado en este caso una empresa sanitaria y que entrega parámetros bajo los cuales debe mejorar la empresa real. El resultado de esto entrega las tarifas para un periodo de cinco años.

- El descuento aplicado por valorización al mínimo costos es una consideración de respaldo la cual no necesariamente sea aplicado al momento del proceso tarifario, esto por la controversia que causa el aplicar un descuento a un proyecto que promueve

las ERNC, lo que se contrapone con la política de estado 2050. Por otro lado, dentro de la evaluación se consideraron dos casos ya mencionados. El primero en donde no se considera la compra del terreno y el segundo el cual si considera la compra del terreno, ya que la empresa modelo solo reconoce el espacio requerido para la instalación de los equipos dentro del giro sanitario y no considera el espacio que utilizara la planta solar fotovoltaica. Debido a la diferencia en la valorización de la energía entre estos modelos, en promedio hay un decaimiento de tres puntos en la TIR del modelo puro respecto al modelo con consideración del terreno y una caída de seis puntos en la TIR del modelo puro respecto al modelo sin consideración de terreno.

Hay casos aislados de plantas con bajo consumo eléctrico, por lo que los flujos provenientes de la valorización de la energía varían bastante poco y los cambios en la TIR puede llegar al orden de un punto, como es el caso de la planta Chepical II

- El descuento que aplicaría la SISS por negocio no regulado afecta fuertemente a plantas fotovoltaicas con alta venta de excedentes. Por el contrario, aquellas plantas que autoconsuman la mayoría de la energía eléctrica generada por la planta solar fotovoltaica, tendrán bajos niveles de venta de excedente y por lo tanto un menor descuento por negocio no regulado. Cabe destacar que esto es solamente una suposición, pues no existe evidencia u otra empresa que se encuentre aplicando estos modelos de negocios en el mercado sanitario.

7.3. Conclusiones Sensibilización

Respecto a la conclusiones obtenidas de la sensibilización de variables se menciona lo siguiente:

- La variable costo de inversión es la mas sensible dentro de la evaluación económica, ya que pequeños cambios afectan fuertemente la rentabilidad del proyecto.
- La sensibilización de la proyección de la tarifa cargo por energía regulada es otra variable que afecta drasticamente el proyecto, perjudicando a medida que la pro-

yección decae en el tiempo o ante precios menores a los proyectados, es decir, en el momento en que entren en vigencia las nuevas licitaciones de cliente regulado y estas generen un impacto en el precio tal que este decaiga más de la proyección, los ingresos estarían sobrevalorados.

- Los costos de operación actuales para sistemas fijos son bastante despreciable y poco sensibles ante cambios entre los límites descritos por la aplicación de proyectos solares fotovoltaicos de sistema fijo.

7.4. Conclusiones Generales

Como conclusión respecto a la generalidades y consideraciones adicionales realizadas se menciona lo siguiente:

- Los sistemas con seguimiento poseen elevados costos de mantenimiento, ya que poseen piezas móviles, llevando los costos muy por sobre un sistema fijo, debido a estos elevados costos de mantenimiento es que no son utilizados en proyectos de baja escala. En proyectos de mayor potencia estos costos de mantenimiento se amortizan por economías de escala. Por otra parte el modelo Netbilling busca incentivar la generación residencial, por lo que este modelo está enfocado en personas con bajo conocimientos o especialización en proyectos solares fotovoltaicos o bien empresa las cuales su giro no es la generación.
- Los sistemas de almacenamiento actualmente no son recomendados, dado que poseen costos de generación equivalente (USD/kWh) superiores a los costos actuales de nivel de cliente libre y cliente regulado. El escenario cambia en caso de que las instalaciones de ESVAL no estén conectadas a la red, pero este no es el caso, ya que todas las instalaciones evaluadas poseen clientes de un distribuidor de energía eléctrica.

Bibliografía

- Almarza, Daniel; Remler, Stephan; y Silva, Marcel (2017). *Sistemas Fotovoltaicos para el Autoconsumo: Una guía para empresas e industrias*. Gobierno de Chile and GIZ. [4.6](#)
- Baraña, Joaquin (2010). La historia detrás de la crisis de 2008. [1.5.2](#)
- Cantallopts, Jorge (2017). *Informe de Tendencias del Mercado Del Cobre Segundo Trimestre de 2017*. Comisión Chilena del Cobre. [1.5.2](#)
- Ciencia Nasa (2013). Actualización sobre el ciclo solar. [3.3.4](#)
- CIFES (2015). *Energía Solar Fotovoltaica; Criterios Básicos Para La Evaluación Técnica de Proyectos*. CIFES, Ministerio de Energía. [4.2.1](#)
- CNE (2017a). *Informe de Costos de Tecnologías de Generación*. CNE. [3.3.5.1](#)
- CNE (2017b). *Licitaciones de Suministro Eléctrico para Clientes Regulados*. Gobierno de Chile. [3.2.4](#)
- Decreto N° 101 (2015). Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, Santiago de Chile, 2 de Julio de 2015. [3.2.6.3, 2a](#)
- Decreto N° 26 (2011). Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, Santiago de Chile, 17 de Febrero de 2011. [3](#)
- Decreto N° 382 (1986). Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, Santiago de Chile, 21 de Junio de 1986.
- Decreto N° 4 (2007). Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, Santiago de Chile, 5 de Febrero de 2007. [3.2.6.1](#)
- Decreto N° 70 (1988). Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, Santiago de Chile, 30 de Diciembre de 1988. [5.5.1](#)
- Electricidad, Revista (2018). Potencial solar de Chile se promocionará en el mundo. [3.1.5](#)
- Energía Abierta (2017). Capacidad instalada de generación. [3.8, 3.9](#)
- Energía en Chile (2002). El sector eléctrico en Chile.

- Escobar, Rodrigo y Hentzschel, Fernando (2011). *Buenas Prácticas en Evaluación de Recurso Solar y Eólico*. Centro de Energías Renovables. (document), [3.3.1](#), [3.3.2](#), [3.11](#), [3.12](#), [3.3.4](#)
- Esva (2016). *Memoria Anual Esva S.A. 2016*. [1.1](#), [1.2](#)
- International Finance Corporation (2015). *Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plant*. World Bank Group. [4.3.1](#), [4.4](#)
- Ley N° 20571 (2012). Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, Santiago de Chile, 22 de Marzo de 2012. [3.2.6.2](#), [3.2.6.4](#), [3](#)
- Maehlum, Mathias Aarre (2017). Which solar panel type is best? mono- vs. polycrystalline vs. thin film. [3.3.5.1](#)
- McCrone, A.; Moslener, U.; D'Estais, F.; y Grünig, C (2017). *Global Trends In Renewable Energy Investment 2017*. Frankfurt School UNEP Collaborating Centre for Climate and Sustainable Energy Finance. [3.1.1](#), [3.1](#)
- Mercados Energéticos Consultores (2014). *Análisis de consumo de eléctrico en el corto, mediano y largo plazo*. Comisión Nacional de Energía. [3.2.1](#)
- Ministerio de Energía (2014). *Energía 2050 - Política Energética de Chile*. Gobierno de Chile. [1.5.1](#), [10](#), [3.1](#), [3.1.2](#), [3.1.4](#), [3.2](#), [3.2.1](#), [3.2.2](#), [3.6](#), [3.2.2](#), [3.2.2](#)
- Ministerio de Energía (2015a). *Explorador Solar para Autoconsumo Manual del Usuario*. Facultad de Ciencias Física y Matemática Universidad de Chile.
- Ministerio de Energía (2015b). *Programa Techos Solares Públicos*. Gobierno de Chile.
- Ministerio de Energía (2017). *Reporte de Costos de Adjudicación Programa Techos Solares Públicos*. Gobierno de Chile. [3.2.7](#), [3.2.7](#)
- Revista Electricidad (2012). 20 años de historia energética. *Revista Electricidad*. [1.5.2](#), [1.5.2](#), [1.5.2](#)
- Roman, Roberto; Haas, Jannik; Diaz, Gustavo; y de Energía, Centro (2014). *Experiencias de plantas solares en Chile en operación y conectadas a la red*. Gobierno de Chile. [3.3.5.2](#)
- Santana, Christian; Falvey, Mark; Ibarra, Marcelo; y García, Monserrat (2014). *Energía Renovables en Chile. El Potencial Eólico, Solar e Hidroeléctrico de Arica a Chiloé*. Ministerio de Energía, GIZ.
- SISS (2015). *Estudio Tarifario Empresa de Servicios Sanitarios Esva S.A.* Superintendencia de Servicios Sanitarios. [5.5.1](#)
- Soto, Guillermo y Almarza, Daniel (2016). *Guía de evaluación inicial de edificios para la instalación de sistemas fotovoltaicos*. Gobierno de Chile. [3.3.5.3](#), [3.15](#), [3.3.5.3](#), [3.3.5.4](#), [3.3.5.5](#), [3.16](#), [3.3.5.5](#)

Systep (2017). Don Carlos 2939 Of. 1007, Las Condes, Santiago, Chile. [3.2.6.4](#)

Wilcox, S. y Marion, W. (2008). *User Manual for TMY3 Data Sets*. National Renewable Energy Laboratory.



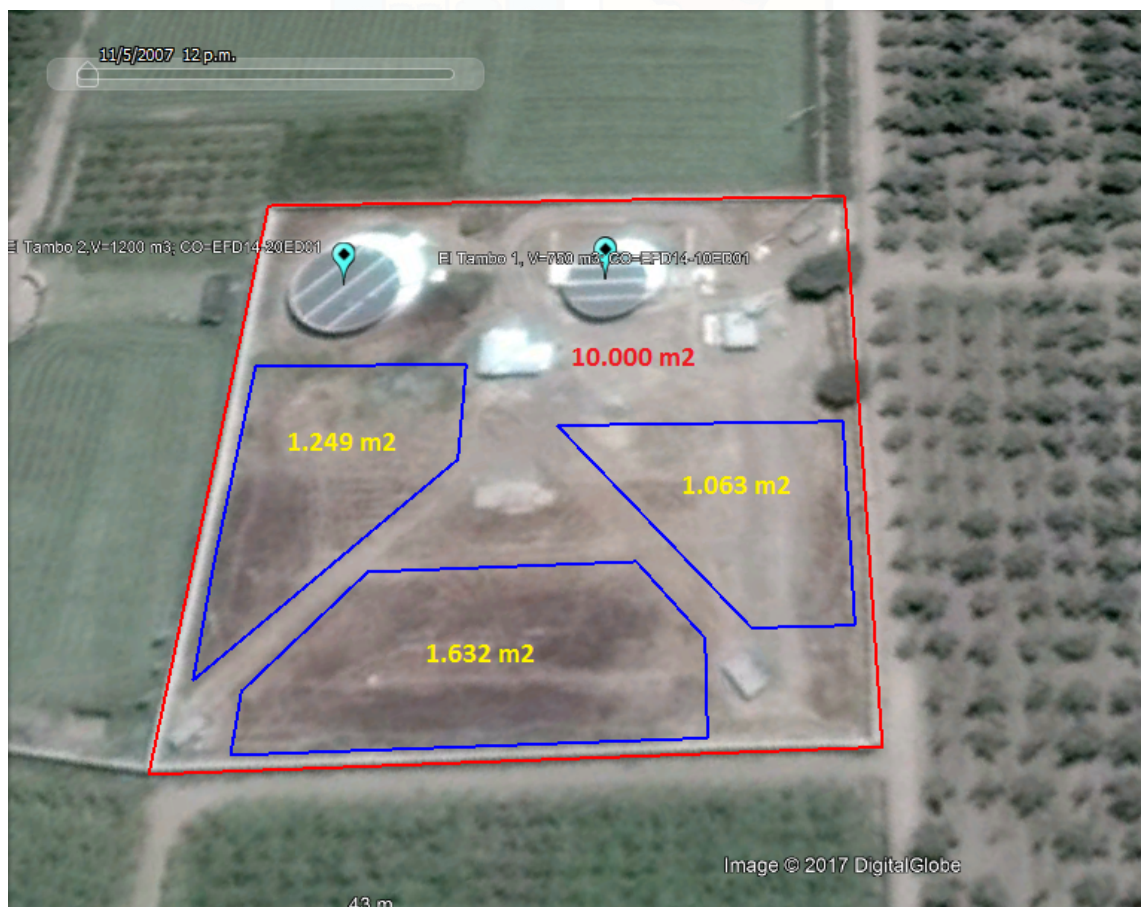


Figura A.2: Resultado de delimitación planta ejemplo
Fuente: Elaboración Propia en Google Earth



Figura A.3: Visita a terreno con expertos
 Fuente: Fotografía propia tomada en terreno

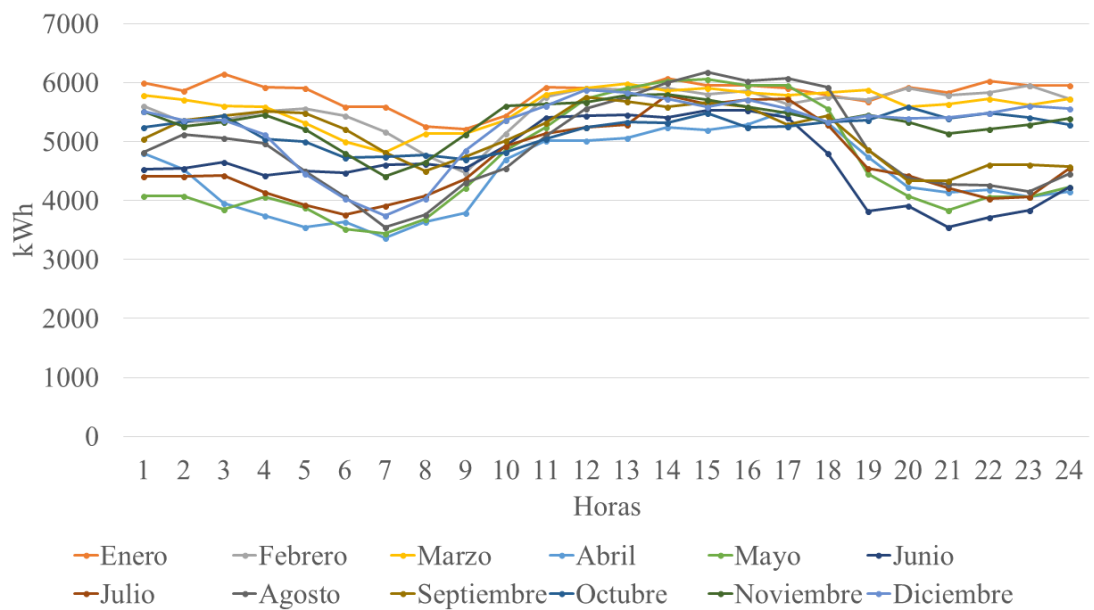


Figura A.4: Consumo típico planta AP
 Fuente: Elaboración propia en base a información entregada por la empresa

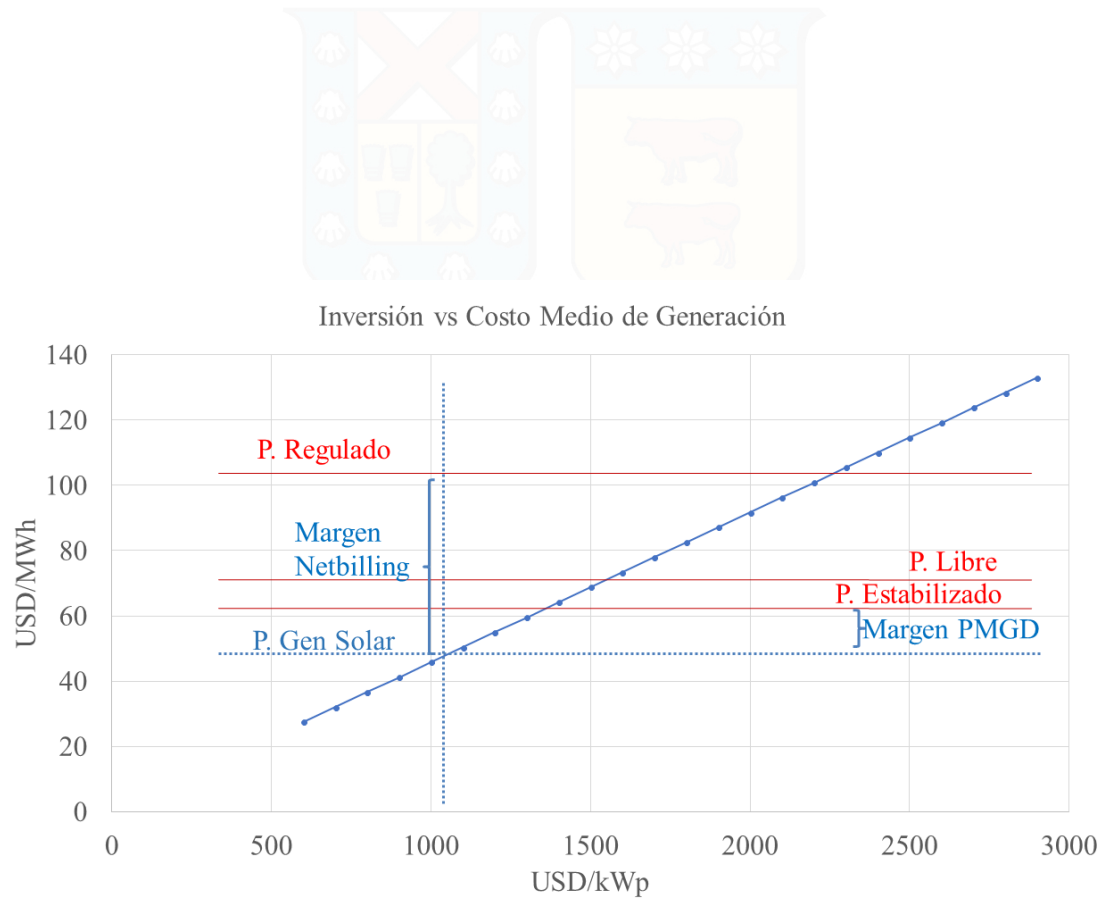


Figura A.5: Precios vs costo de inversión

Fuente: Elaboración propia en base a información entregada por la empresa

B | Proyectos Netbilling



Tabla B.1: Proyectos Netbilling Esval

Comuna	Nombre Planta	TIR (%)	VAN (USD)	Payback (Años)	FP (%)	Potencia (kWp)	Consumo (kWh)	Gasto (MMCLP)	Egen Anual (kWh)	Ahorro (MMCLP)	CAPEX (MMCLP)	OPEX (MMCLP)
PUTAENDO	Laguna de Estabilización	17,1 %	81.327	6	23,5 %	100	300.705	5,2	206.050	14,6	61	0,6
CABILDO	PTA AGUAS SERVIDAS CABILDO	17,0 %	82.451	6	21,8 %	100	408.875	71,7	191.138	14,6	61	0,6
PUTAENDO	PTA FILTROS EL LLANO	16,9 %	80.251	6	23,5 %	100	127.828	6,0	206.050	10,6	44	0,4
SAN FELIPE	EL TAMBO	16,8 %	79.716	6	23,1 %	100	996.456	18,8	202.149	14,3	61	0,6
SAN ESTEBAN	SAN ESTEBAN	16,6 %	78.104	6	22,9 %	100	1.137.610	26,5	200.251	3,4	14	0,1
SAN ESTEBAN	Laguna San Esteban	16,6 %	59.410	6	22,9 %	76,45	393.349	48,0	153.092	14,3	61	0,6
SANTA MARIA	Sondaje Mendocita	16,6 %	77.274	6	22,7 %	100	667.243	39,4	199.285	14,3	61	0,6
CATEMU	P.A.S. CATEMU	16,6 %	18.272	6	22,7 %	23,65	367.758	21,6	47.126	14,8	61	0,6
SANTA MARIA	P.A.S. SANTA MARIA	16,5 %	76.998	6	22,7 %	100	546.778	9,2	199.285	14,8	61	0,6
SAN FELIPE	PTAS. CURIMON	16,5 %	55.793	6	23,1 %	72,7	83.574	11,8	146.962	13,7	61	0,6
SAN FELIPE	CHEPICAL 2	16,5 %	76.381	6	23,1 %	100	71.688	0,6	202.149	12,0	53	0,5
CATEMU	P.A.P. CATEMU	16,4 %	75.563	6	22,7 %	100	261.194	26,0	199.263	9,4	42	0,4
PETORCA	LAGUNAS PETORCA	16,1 %	73.007	6	21,0 %	100	143.010	28,3	183.831	11,0	46	0,5
PETORCA	Pta. Elevadora El Sobrante, El Chincolcaente	16,0 %	70.548	6	21,0 %	97,695	67.544	81,9	179.593	14,4	61	0,6
LA LIGUA	GOÑECHEA	15,7 %	70.140	6	20,1 %	100	970.306	15,3	176.127	12,9	61	0,6
LOS ANDES	SPAP Calle Larga	15,7 %	48.008	6	23,1 %	68,55	382.500	62,7	138.479	3,5	17	0,2
CASABLANCA	PTAS CASABLANCA	15,5 %	68.411	6	21,5 %	100	1.028.376	11,1	188.550	14,3	61	0,6
LOS ANDES	PLANTA COQUIMBITO	15,5 %	67.774	6	23,1 %	100	173.231	5,3	202.011	14,0	59	0,6
LA CALERA	PLANTA ORIENTE	15,5 %	36.628	6	21,4 %	54,18	807.042	31,8	101.651	14,9	61	0,6
LA CRUZ	POZO CHARRAVATA	15,4 %	66.728	6	21,3 %	100	636.679	0,2	186.611	13,6	61	0,6
LA CALERA	POZO 4 Y 6 PACHACAMA	15,3 %	66.615	6	21,4 %	100	340.546	24,5	187.617	13,5	61	0,6
LOS ANDES	ESTANQUE MINERA ANDINA	15,3 %	57.721	6	23,1 %	87,05	8.827	58,1	175.851	7,3	33	0,3
LA LIGUA	ESTANQUE MACRO Y TELEMETRIA ESTANQUE QUINQUIMO	15,1 %	64.844	6	20,1 %	100	3.218	74,0	176.127	13,6	61	0,6
NOGALES	P.A.P. NOGALES	15,1 %	64.827	6	21,5 %	100	2.890	45,8	188.751	13,4	61	0,6
LIMACHE	P.A.S. LIMACHE (san martin)	15,0 %	63.564	7	20,9 %	100	750.088	6,6	182.743	10,0	61	0,6
LIMACHE	PTA. ANDRES BELLO	15,0 %	63.215	7	20,9 %	100	350.605	18,1	182.743	6,9	42	0,4
LLAY LLAY	Laguna Llay Llay	14,7 %	16.683	7	22,8 %	27,3	965.434	69,6	54.415	10,0	61	0,6
VILLA ALEMANA	AP WILLIAMSON	14,5 %	40.277	7	20,8 %	67,5	300	23,7	123.078	10,0	61	0,6
LLAY LLAY	PLANTA LAS VEGAS	14,5 %	59.200	7	22,8 %	100	235.321	25,2	199.323	13,2	61	0,6
QUILPUE	Planta POZA AZUL	14,3 %	57.522	7	20,4 %	100	105.838	54,0	178.491	13,2	61	0,6
QUILLOTA	PTA. LOS PARRONES	10,5 %	26.606	8	21,2 %	100	1.295.431	0,0	185.448	8,9	41	0,4
QUILLOTA	SONDAJE LAS VIÑAS	10,5 %	18.377	8	21,2 %	69,4	336.000	75,6	128.701	13,7	61	0,6
QUILLOTA	SONDAJE EL CRISTO	10,5 %	26.392	8	21,2 %	100	441.023	0,3	185.448	13,7	61	0,6
QUILLOTA	PTA. SAN PEDRO	10,4 %	25.404	8	21,2 %	100	123.108	7,6	185.448	12,8	61	0,6

Tabla B.2: Proyectos Netbilling AdV

Comuna	Nombre Planta	TIR (%)	VAN (USD)	Payback (Años)	FP (%)	Potencia (kWp)	Consumo (kWh)	Gasto (MMCLP)	Egen Anual (kWh)	Ahorro (CLP)	CAPEX (CLP)	OPEX (CLP)
ANDACOLLO	PTAS ANDACOLLO	20,0 %	108.818	5	25,2 %	100	472.704	36,8	220.320	17,2	60,6	0,6
ANDACOLLO	PARCELA 2-A PTAS EL PEÑON	19,8 %	28.470	5	25,2 %	26,6	76.983	6,0	58.605	4,6	16,1	0,2
COMBARBALA	PTAS COMBARBALA	19,6 %	104.581	5	24,9 %	100	261.609	0,3	217.927	14,3	50,7	0,5
ANDACOLLO	ESTANQUE ANDACOLLO	19,4 %	86.440	5	25,2 %	83,6	4.494	2,3	184.188	17,0	60,6	0,6
VICUÑA	L/A COIPA PTAS VICUÑA	19,4 %	103.166	5	24,6 %	100	335.244	20,4	215.411	17,0	60,6	0,6
COMBARBALA	Sondajes Combarbala	19,3 %	101.629	5	24,9 %	100	30.000	26,1	217.927	16,8	60,6	0,6
VICUÑA	PRESURIZADORA AP HIERRO VIEJO	19,1 %	43.603	5	24,6 %	43,4	45.209	3,5	93.488	7,3	26,3	0,3
MONTE PATRIA	LAGUNAS EL PALQUI	18,8 %	89.638	5	23,9 %	92,15	224.574	15,5	193.293	16,3	60,6	0,6
PAIHUANO	PTAS PAIHUANO	18,8 %	97.163	5	24,2 %	100	67.926	17,5	212.313	15,1	55,8	0,6
MONTE PATRIA	PTAS MONTE PATRIA	18,7 %	96.733	6	23,9 %	100	198.502	9,4	209.759	14,1	60,6	0,6
ILLAPEL	PTAS CUZ CUZ	18,7 %	61.854	6	23,5 %	64	1.013.185	215,7	131.612	14,3	60,6	0,6
SALAMANCA	PTAS SALAMANCA	18,6 %	95.711	6	23,4 %	100	704.691	8,8	204.644	14,3	60,6	0,6
OVALLE	LAGUNA AS	16,6 %	77.400	6	22,3 %	100	2.934.235	5,3	195.154	16,5	60,6	0,6
OVALLE	PTAS SOTAQUI PLANTA	16,1 %	73.121	6	22,3 %	100	119.979	78,9	195.154	10,2	38,8	0,4
CANELA ALTA	TRATAMIENTO A.S. CANELA ALTA	16,0 %	72.516	6	23,5 %	100	24.999	54,4	205.457	12,6	60,6	0,6
PUNITAQUI	PTAS PUNITAQUI	15,8 %	70.463	6	21,9 %	100	128.094	1,8	191.813	14,4	60,6	0,6
LAGUNAS	LAGUNAS											
LA SERENA	PLANTA AP LAS ROJAS (PTA TRAT Y SONDAJES)	14,3 %	57.241	7	18,5 %	100	698.516	54,9	161.812	15,9	60,6	0,6

C | Flujos de Caja



CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	AÑO																								
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038			
ENTRADA	POTENCIA	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100		
	ENERGÍA	198,262	198,262	198,262	198,262	198,262	198,262	198,262	198,262	198,262	198,262	198,262	198,262	198,262	198,262	198,262	198,262	198,262	198,262	198,262	198,262	198,262	198,262	198,262	198,262	
	CONSUMO DE LA PLANTA	261,184	261,184	261,184	261,184	261,184	261,184	261,184	261,184	261,184	261,184	261,184	261,184	261,184	261,184	261,184	261,184	261,184	261,184	261,184	261,184	261,184	261,184	261,184	261,184	
	VENTA EXCEDENTES	147,757	147,757	147,757	147,757	147,757	147,757	147,757	147,757	147,757	147,757	147,757	147,757	147,757	147,757	147,757	147,757	147,757	147,757	147,757	147,757	147,757	147,757	147,757	147,757	
	AUTOCONSUMO	85,422	85,422	85,422	85,422	85,422	85,422	85,422	85,422	85,422	85,422	85,422	85,422	85,422	85,422	85,422	85,422	85,422	85,422	85,422	85,422	85,422	85,422	85,422	85,422	
	PRECIO CONTADO	103,437	103,437	103,437	103,437	103,437	103,437	103,437	103,437	103,437	103,437	103,437	103,437	103,437	103,437	103,437	103,437	103,437	103,437	103,437	103,437	103,437	103,437	103,437	103,437	103,437
	PRECIO CONTADO	0,119	0,119	0,119	0,119	0,119	0,119	0,119	0,119	0,119	0,119	0,119	0,119	0,119	0,119	0,119	0,119	0,119	0,119	0,119	0,119	0,119	0,119	0,119	0,119	
	PRECIO VENTA NET BILLING	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	
	PRECIO VENTA ESTABILIZADO	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	
	PRECIO VENTA ORIGINAL	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	
PRECIO VENTA	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068		
PRECIO DE DESC.	0,0503	0,0503	0,0503	0,0503	0,0503	0,0503	0,0503	0,0503	0,0503	0,0503	0,0503	0,0503	0,0503	0,0503	0,0503	0,0503	0,0503	0,0503	0,0503	0,0503	0,0503	0,0503	0,0503	0,0503		
FLUJO DE CAJA (US\$)		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20				
Consumo Sin P.mktz		\$ 310,29	\$ 310,29	\$ 310,29	\$ 310,29	\$ 310,29	\$ 310,29	\$ 310,29	\$ 310,29	\$ 310,29	\$ 310,29	\$ 310,29	\$ 310,29	\$ 310,29	\$ 310,29	\$ 310,29	\$ 310,29	\$ 310,29	\$ 310,29	\$ 310,29	\$ 310,29	\$ 310,29	\$ 310,29	\$ 310,29		
Autosustentamiento		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
Compra a la red		\$ 17,553	\$ 17,553	\$ 17,553	\$ 17,553	\$ 17,553	\$ 17,553	\$ 17,553	\$ 17,553	\$ 17,553	\$ 17,553	\$ 17,553	\$ 17,553	\$ 17,553	\$ 17,553	\$ 17,553	\$ 17,553	\$ 17,553	\$ 17,553	\$ 17,553	\$ 17,553	\$ 17,553	\$ 17,553	\$ 17,553		
Venta Excedentes		\$ 9,906	\$ 9,906	\$ 9,906	\$ 9,906	\$ 9,906	\$ 9,906	\$ 9,906	\$ 9,906	\$ 9,906	\$ 9,906	\$ 9,906	\$ 9,906	\$ 9,906	\$ 9,906	\$ 9,906	\$ 9,906	\$ 9,906	\$ 9,906	\$ 9,906	\$ 9,906	\$ 9,906	\$ 9,906	\$ 9,906	\$ 9,906	
Ahorro		\$ 23,362	\$ 23,362	\$ 23,362	\$ 23,362	\$ 23,362	\$ 23,362	\$ 23,362	\$ 23,362	\$ 23,362	\$ 23,362	\$ 23,362	\$ 23,362	\$ 23,362	\$ 23,362	\$ 23,362	\$ 23,362	\$ 23,362	\$ 23,362	\$ 23,362	\$ 23,362	\$ 23,362	\$ 23,362	\$ 23,362	\$ 23,362	
D.J.M		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
Descuento 1		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
Impuesto		\$ 22,362	\$ 22,362	\$ 22,362	\$ 22,362	\$ 22,362	\$ 22,362	\$ 22,362	\$ 22,362	\$ 22,362	\$ 22,362	\$ 22,362	\$ 22,362	\$ 22,362	\$ 22,362	\$ 22,362	\$ 22,362	\$ 22,362	\$ 22,362	\$ 22,362	\$ 22,362	\$ 22,362	\$ 22,362	\$ 22,362		
Operación		\$ 10,000	\$ 10,000	\$ 10,000	\$ 10,000	\$ 10,000	\$ 10,000	\$ 10,000	\$ 10,000	\$ 10,000	\$ 10,000	\$ 10,000	\$ 10,000	\$ 10,000	\$ 10,000	\$ 10,000	\$ 10,000	\$ 10,000	\$ 10,000	\$ 10,000	\$ 10,000	\$ 10,000	\$ 10,000	\$ 10,000		
UAI		\$ 12,362	\$ 12,362	\$ 12,362	\$ 12,362	\$ 12,362	\$ 12,362	\$ 12,362	\$ 12,362	\$ 12,362	\$ 12,362	\$ 12,362	\$ 12,362	\$ 12,362	\$ 12,362	\$ 12,362	\$ 12,362	\$ 12,362	\$ 12,362	\$ 12,362	\$ 12,362	\$ 12,362	\$ 12,362	\$ 12,362	\$ 12,362	
Impuesto		\$ 3,343	\$ 3,343	\$ 3,343	\$ 3,343	\$ 3,343	\$ 3,343	\$ 3,343	\$ 3,343	\$ 3,343	\$ 3,343	\$ 3,343	\$ 3,343	\$ 3,343	\$ 3,343	\$ 3,343	\$ 3,343	\$ 3,343	\$ 3,343	\$ 3,343	\$ 3,343	\$ 3,343	\$ 3,343	\$ 3,343	\$ 3,343	
Impuesto		\$ 9,019	\$ 9,019	\$ 9,019	\$ 9,019	\$ 9,019	\$ 9,019	\$ 9,019	\$ 9,019	\$ 9,019	\$ 9,019	\$ 9,019	\$ 9,019	\$ 9,019	\$ 9,019	\$ 9,019	\$ 9,019	\$ 9,019	\$ 9,019	\$ 9,019	\$ 9,019	\$ 9,019	\$ 9,019	\$ 9,019	\$ 9,019	
Impuesto		\$ 0,000	\$ 0,000	\$ 0,000	\$ 0,000	\$ 0,000	\$ 0,000	\$ 0,000	\$ 0,000	\$ 0,000	\$ 0,000	\$ 0,000	\$ 0,000	\$ 0,000	\$ 0,000	\$ 0,000	\$ 0,000	\$ 0,000	\$ 0,000	\$ 0,000	\$ 0,000	\$ 0,000	\$ 0,000	\$ 0,000	\$ 0,000	
Impuesto		\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	
Impuesto		\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	
FLUJO DE CAJA PERIODO ACC		\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	\$ 100,000	
FLUJO ACUMULADO		\$ -	\$ 100,000	\$ 200,000	\$ 300,000	\$ 400,000	\$ 500,000	\$ 600,000	\$ 700,000	\$ 800,000	\$ 900,000	\$ 1,000,000	\$ 1,100,000	\$ 1,200,000	\$ 1,300,000	\$ 1,400,000	\$ 1,500,000	\$ 1,600,000	\$ 1,700,000	\$ 1,800,000	\$ 1,900,000	\$ 2,000,000	\$ 2,100,000	\$ 2,200,000	\$ 2,300,000	
INDICADORES																										
TASA DE DESCUENTO		7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	
YIELD		10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	
P.mktz		\$ 75,000	\$ 75,000	\$ 75,000	\$ 75,000	\$ 75,000	\$ 75,000	\$ 75,000	\$ 75,000	\$ 75,000	\$ 75,000	\$ 75,000	\$ 75,000	\$ 75,000	\$ 75,000	\$ 75,000	\$ 75,000	\$ 75,000	\$ 75,000	\$ 75,000	\$ 75,000	\$ 75,000	\$ 75,000	\$ 75,000	\$ 75,000	
CALCULO DE IMPUESTOS																										
Tasa de impuesto a la Renta Reforma Tributaria		0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	
RESUMEN																										
Grupo de plantas		BD PLANTAS	YALLIST	TERC NET	TERC PMGD	AUTO	NET	PMIGD COMP	PMIGD	ARRIENDO	VENTA	BALANCE ENERGÍA	CURVAS DE CONSUMO	BD FP												
FLUJO ACUMULADO																										

Figura C.1: Flujo de caja puro planta tipo

Fuente: Elaboración Propia

D | Simulaciones PVSYST

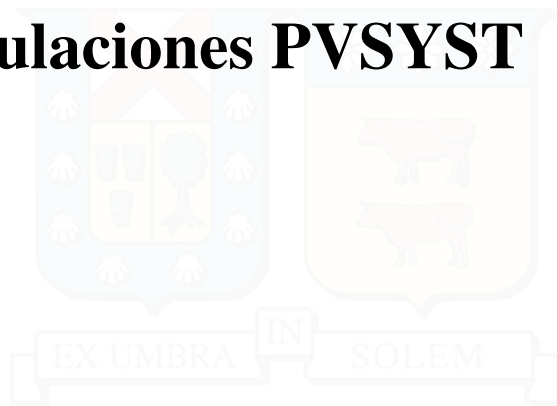




Figura D.1: Importar base de datos
Fuente: Software PVSYS

Configuración global sistema

N° de tipos de sub-campos: 1

Esquema Simplificado

Resumen sistema global

N° de módulos	323	Potencia nominal FV	100 kWp
Superficie módulos	627 m ²	Potencia máxima FV	99.4 kWdc
N° de inversores	2	Potencia nominal CA	100 kWac

Generador FV

Sub-array name and Orientation

Name: Generador FV

Orient.: Plano Inclinado Fijo

Inclinación: 32°

Acimut: 0°

Ayuda al Dimensionado

No sizing

Entrar Pnom deseada: 100.0 kWp

Resize: superficie disponible(módulos): 627 m²

Selección del módulo FV

Disponble actualmente: [dropdown]

Módulos aprox. necesarios: 323

Jinkosolar | 310 Wp 31V | Si-poly | JKM 310PP-72 | Since 2013 | Manufacturer 2013

Tensiones de dimensionado: V_{mpp} 31.4 V, Voc (-10°C) 51.0 V

Use Optimizer

Selección del inversor

Disponble actualmente: [dropdown]

ABB | 50 kW | 300 - 950 V TL | 50/60 Hz | TRIO-50 0-TL-OUTD-400 | Since 2016

N° de inversores: 2

Tensión Funciona.: 300-950 V

Tensión máx. de entrada: 1000 V

Pglobal inversor: 100 kWac

Inversor "string" con 16 entradas

Diseño del generador FV

N° de módulos y cadenas

Mód. en serie: 19 (entre 10 y 19)

N° de cadenas: 17 (única posibilidad 17)

Cond. de funcionamiento

V _{mpp} (60°C)	597 V
V _{mpp} (20°C)	712 V
Voc (-10°C)	969 V

Irradiación plano: 1000 W/m²

Imp (STC): 144 A

Isc (STC): 152 A

Isc (en STC): 152 A

Perdida sobrecarga: 0.0 %

Relación Pnom: 1.00

Pérd. sobrecarga: [dropdown]

N° módulos: 323

Superficie: 627 m²

Potencia nom gener. (STC): 100 kWp

System overview | Anular | OK

Figura D.2: Variables de la simulación

Fuente: Software PVSYS

Proyecto: Catemu_Project.PRJ

Proyecto Lugar Variante

Designación del proyecto

N. archivo: Catemu_Project.PRJ | Nombre proyecto: Catemu

Site File: Catemu | Explorador Solar, 2016 | Chile

Archivo Clima: Catemu_ExpSolar_2015.MET | Explorador Solar | 2015 | 0 km

Simulation done (not saved)

Meteo database

Parámetro del Proyecto

Variante del sistema (calculation version)

N° Variante: VCD : Nueva variante de simulación

Input parameters

Mandatory:

- Orientación
- Sistema
- Pérdidas detalladas

Optional:

- Perfil obstáculos
- Sombras cercanas
- Disposición módulo
- Economic eval.
- Miscellaneous tools

Simulación

Run Simulation

Advanced Simul.

Informe

Resultados detallados

Results overview

System kind: No 3D scene defined

Producción del Sistema	188 MWh/a
Specific production	1877 kWh/kWp/a
Factor de rendimiento	0.837
Producciones normalizadas	5.14 kWh/kWp/día
Pérdidas generador	0.90 kWh/kWp/día
Pérdidas sistema	0.10 kWh/kWp/día

System overview | Salir

Figura D.3: Resultados globales de la simulación

Fuente: Software PVSYS

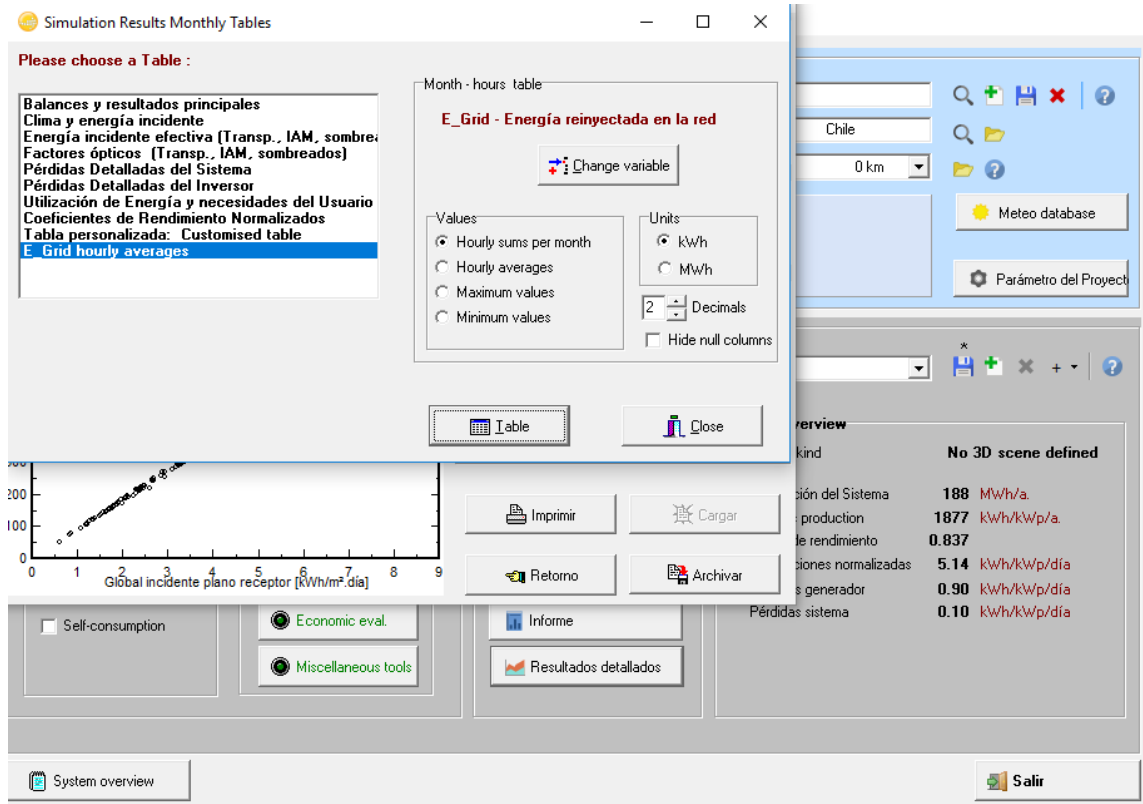


Figura D.4: Obtención de datos en detalle
Fuente: Software PVSYS

Nueva variante de simulación
Monthly Hourly sums for E_Grid [MWh]

	0H	1H	2H	3H	4H	5H	6H	7H	8H	9H	10H	11H	12H	13H	14H	15H	16H	17H	18H	19H	20H	21H	22H	23H
Ene. 15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.10	0.78	1.45	2.00	2.34	2.57	2.60	2.49	2.27	1.87	1.26	0.57	0.07	0.00	0.00	0.00	0.00
Feb. 15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.05	0.60	1.21	1.71	2.04	2.28	2.34	2.19	2.03	1.65	1.12	0.51	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00
Mar. 15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.70	1.31	1.86	2.14	2.38	2.42	2.35	2.12	1.72	1.10	0.43	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Abr. 15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.66	1.33	1.86	2.20	2.32	2.37	2.26	1.96	1.52	0.93	0.11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
May. 15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.36	1.03	1.40	1.74	2.05	2.08	1.91	1.57	1.33	0.72	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Jun. 15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	1.40	1.70	1.92	1.96	1.86	1.43	1.16	0.65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Jul. 15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.90	1.08	1.13	1.49	1.52	1.39	1.17	0.92	0.78	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Ago. 15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.46	0.65	1.10	1.27	1.52	1.59	1.45	1.14	0.90	0.62	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sep. 15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.06	0.65	0.99	1.30	1.59	1.80	1.71	1.68	1.45	1.03	0.65	0.22	0.00	0.00	0.00	0.00
Oct. 15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.23	0.60	1.08	1.43	1.70	1.94	1.98	1.94	1.72	1.16	0.66	0.21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Nov. 15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	0.27	0.85	1.51	2.02	2.25	2.43	2.43	2.26	1.96	1.40	0.81	0.25	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00
Dic. 15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	0.21	0.82	1.55	1.94	2.31	2.44	2.32	2.33	1.98	1.64	1.04	0.40	0.06	0.00	0.00	0.00	0.00
Año	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.07	0.94	6.48	14.01	19.09	22.41	25.14	25.30	24.12	20.79	16.30	10.35	2.71	0.19	0.00	0.00	0.00	0.00

Figura D.5: Datos a cargar en Excel
Fuente: Software PVSYS