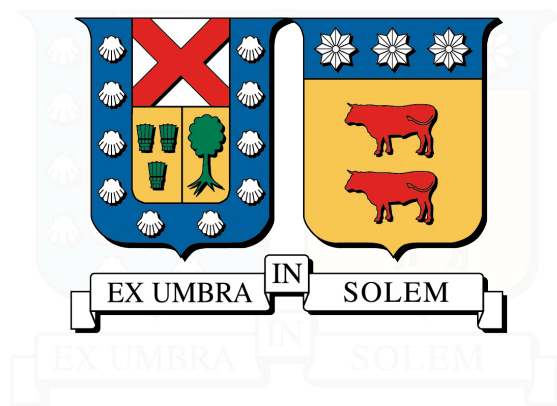


UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INDUSTRIAS
SANTIAGO - CHILE



**PROYECTO DE ENERGÍA SOLAR PARA CAMPUS SAN JOAQUÍN DE LA
UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA**

JENIFER ANDREA VALDEBENITO OLIVARES

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL

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

NOVIEMBRE 2017

RESUMEN EJECUTIVO

Con los evidentes efectos del cambio climático comienza la preocupación del hombre sobre el deterioro del planeta, por lo que resulta imprescindible incentivar el uso eficiente de los recursos disponibles y la reducción de energías contaminantes mediante el uso de fuentes limpias. Bajo este contexto, este estudio tiene como propósito generar una propuesta de implementación de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en uno de los campus de la Universidad Técnica Federico Santa María (UTFSM), para así lograr una producción limpia y que esta se vea estimulada por la obtención de beneficios tanto económicos como energéticos.

De acuerdo a lo obtenido en el diagnóstico energético de este campus, se evalúa la implementación de una instalación solar que apoye al consumo de energía eléctrica, fuente dominante en el Campus. Además este tipo de proyecto está en primer lugar en el ranking de prioridades de la estrategia energética de la universidad, el cual se analizó en un estudio previo.

Mediante el estudio de factibilidad técnica y potencial de radiación solar se determinó tanto la ubicación específica de las posibles instalaciones, como los tipos de tecnologías que se pueden utilizar.

Se formula un modelo para el dimensionado de una instalación mixta térmica-fotovoltaica, permitiendo definir la cobertura de demanda eléctrica que se quiere satisfacer. Se ofrecen tres propuestas de distinta escala para tener en consideración el tamaño y parámetros que involucra cada una, de estas se selecciona una que sea acorde bajo el contexto de la universidad y se evalúan económicamente distintos escenarios de financiamiento, un escenario puro con financiamiento propio, otro mediante crédito bancario y finalmente con un modelo ESCO. Desde el punto de vista económico se recomienda la utilización de este último modo de financiamiento, sin embargo la importancia radica en la diversificación de la matriz energética que consigue la universidad y la disminución de huella de carbono, por lo que la decisión no debiese basarse exclusivamente en indicadores financieros, sino que además considerarse el beneficio social y ambiental que esto conlleva con la vista a futuro de convertirse en el primer Campus Sustentable de la UTFSM.

Este proyecto busca ser el inicio de futuras implementaciones en el resto de instalaciones que conforman la institución, de manera que se acerquen a la Sustentabilidad y se evidencie el real compromiso que tiene la universidad frente al cambio climático, la cultura energética y a la formación de profesionales que transmiten y lideran este cambio cultural en la sociedad.

ABSTRACT

With the evident effects of climate change begins the concern of man about the deterioration of the planet, and for that reason is essential to encourage the efficient use of available resources and the reduction of polluting energies through the use of clean sources. In this context, this study aims to generate a proposal for the implementation of renewable energies in one of the UTFSM campuses to achieve a clean production, stimulated by both economic and energy benefits obtained.

According to the previous results obtained in the energy diagnosis of this campus, the implementation of solar photovoltaic technology that supports the electric power usage is evaluated, considering that electric energy is the main source of consumption in the campus. In addition, this type of project is in first place in the ranking of priorities of the university's energetic strategy, which was analysed in a previous study.

Through the study of technical feasibility and the potential solar radiation resources, the specific location of the possible facilities was determined, as well as the types of technologies that can be used.

A model is formulated for the dimensioning of a thermal-photovoltaic mix installation, allowing to define the electric demand coverage that needs to be satisfied. Three scenarios of different scale are offered to take into account the size and parameters that each one involves, of these, one is selected according to the context of the university, assessing various financing scenarios, a scenario using only own financing, another through bank credit and finally one with an ESCO Model. From the economic point of view, the use of this last financing method is recommended, however the importance lies in the diversification of the energy matrix achieved by the university and the reduction of the carbon footprint, so the decision should not be based exclusively in financial indicators, but also considering the social and environmental benefits that this entails with the future vision of becoming the first Sustainable Campus of the UTFSM.

This project seeks to be the beginning of future implementations in the rest of the facilities that make up the institution, so that they approach sustainability and show the real commitment that the university has to climate change, energy culture and the training of professionals that transmit and lead this cultural change in society.

Índice de Contenidos

1. Problema de Investigación	1
1.1. Descripción de la problemática	1
1.2. Propósito de Investigación	3
1.3. Objetivos	4
1.3.1. Objetivo General	4
1.3.2. Objetivos Específicos	4
2. Antecedentes	5
2.1. Descripción General Universidad Técnica Federico Santa María	5
2.1.1. Historia	5
2.1.2. Divisiones	6
2.1.3. Docencia de Pregrado y Postgrado	7
2.1.4. APL: Acuerdo de Producción Limpia	8
2.2. Campus San Joaquín	9
2.2.1. Oferta Académica	9
2.2.2. Diagnóstico Energético	9
2.2.3. Priorización Proyectos de Estrategia Energética	11
2.3. Política Energética de Chile	12
2.3.1. Pilar 1: Seguridad y Calidad del Suministro	13
2.3.2. Pilar 2: Energía como Motor de Desarrollo	13
2.3.3. Pilar 3: Energía Compatible con el Medio Ambiente	14
2.3.4. Pilar 4: Eficiencia y Educación Energética	15
3. Marco Teórico	17
3.1. Energía	17
3.1.1. Energía Primaria	17
3.1.2. Energía Secundaria	18
3.2. Cambio Climático	21
3.3. ERNC: Energías Renovables No Convencionales	24
3.3.1. Energía Solar	25
3.3.1.1. Sistema Solar Fotovoltaico	26
3.3.1.2. Sistema Solar Térmico	27
3.3.2. Energía Eólica: Aerogenerador	28
3.3.3. Energía Geotérmica: Bomba de Calor	29
3.3.4. Energía de Biomasa: Caldera de Biomasa	31
3.4. Modelo ESCO	32
3.4.1. Definición	32
3.4.2. Tipos de Modelos de negocios ESCOs	33
4. Metodología	35
4.1. Recopilación de Datos Campus San Joaquín	35
4.2. Análisis Técnico	35

4.2.1.	Diagnóstico de Infraestructura del Campus San Joaquín	35
4.2.2.	Estudio de Tecnologías disponibles	35
4.2.3.	Estudio de Variables	36
4.3.	Diseño del Modelo de Optimización	36
4.3.1.	Definición Variables a utilizar	36
4.3.2.	Diseño Función Objetivo	36
4.3.3.	Determinación Restricciones del Modelo	36
4.4.	Formulación de Propuestas	36
4.4.1.	Formulación de Escenarios de distinta Escala	36
4.4.2.	Análisis de Financiamiento	36
4.4.3.	Análisis Energético del Proyecto	37
5.	Recopilación de Información Campus San Joaquín	39
5.1.	Matriz Energética actual Campus San Joaquín	39
5.2.	Ubicación geográfica	40
5.3.	Infraestructura	41
5.3.1.	Edificación y Techumbre	41
5.3.2.	Generación de ACS	42
6.	Análisis Técnico	43
6.1.	Diagnóstico de Infraestructura	43
6.1.1.	Localización Instalación Solar	43
6.1.2.	Área Disponible	43
6.2.	Estudio de tecnologías disponibles	44
6.3.	Estudio de Variables para Sistema Solar Fotovoltaico	45
6.3.1.	Tipo	45
6.3.2.	Inclinación y Orientación	45
6.3.3.	Distancia	46
6.3.4.	Radiación	47
6.3.5.	Generación	47
6.3.6.	Costos	48
6.4.	Estudio de Variables para Sistema Solar Térmico	48
6.4.1.	Consumo ACS para duchas	48
6.4.2.	Generación ACS para duchas	50
6.4.3.	Tipo	51
6.4.4.	Inclinación y Orientación	52
6.4.5.	Distancia	52
6.4.6.	Radiación útil	52
6.4.7.	Eficiencia	53
6.4.8.	Energía Contribuida por el SST	55
6.4.9.	Razón de Contribución Solar	55
6.4.10.	Sistema Convencional	56
6.4.11.	Ahorro y Generación	56
6.4.12.	Costos	57
7.	Definición Modelo de Optimización	59
7.1.	Definición de Variables	59
7.2.	Función Objetivo	60
7.3.	Restricciones	60
8.	Formulación de Propuestas	61
8.1.	Formulación de Escenarios de distinta Escala	61
8.1.1.	Baja Cobertura	61
8.1.2.	Media Cobertura	62
8.1.3.	Alta Cobertura	63

8.1.4. Selección de Propuesta de Cobertura	64
8.2. Análisis de Financiamiento	64
8.2.1. Escenario Puro	64
8.2.2. Escenario con financiamiento bancario	66
8.2.3. Escenario con Modelo ESCO	68
8.2.4. Selección de Proyecto	69
8.3. Análisis Energético del Proyecto	72
9. Conclusiones	73
Bibliografía	77
A. ANEXOS	79
A.1. Flujo de Caja Escenario Puro	79
A.2. Flujo de Caja Escenario con Financiamiento Bancario	84
A.3. Flujo de Caja Escenario con Modelo ESCO	88



Índice de Tablas

2.1. Localización geográfica de sedes, campus y centros actuales.	6
2.2. Cantidad total de carreras vigentes de Pregrado según área del conocimiento de todas las instalaciones de la Universidad.	7
2.3. Cantidad total de carreras vigentes de Postgrado según área del conocimiento de todas las instalaciones de la Universidad.	7
2.4. Cantidad de matrículas nuevas y totales de todas las instalaciones de la Universidad, correspondiente al año 2015.	7
2.5. Cantidad de matrículas nuevas y totales de Pregrado y Postgrado según sede, correspondiente al año 2015.	8
2.6. Cantidad de carreras vigentes de Pregrado según área del conocimiento de Campus San Joaquín.	9
2.7. Consumo energético según tipo de fuente del Campus San Joaquín correspondiente al año 2016.	9
2.8. Clasificación consumo eléctrico del Campus San Joaquín correspondiente al año 2016.	10
2.9. Jerarquización de Proyectos de la Estrategia Energética en la UTSFM.	12
5.1. Características de la ubicación de Campus San Joaquín.	41
6.1. Características principales del edificio más favorable para una instalación solar en Campus San Joaquín.	43
6.2. Principales características técnicas del módulo solar fotovoltaico de celdas policristalinas que se va evaluar en modelo.	45
6.3. Promedio mensual de la insolación diaria en unidades de $[kWh/m^2/día]$ para un plano inclinado igual a la latitud.	47
6.4. Estructura del costo total asociado a la instalación de un kit de 20 paneles solares fotovoltaicos policristalinos de 250 Wp. Valores medidos en CLP.	48
6.5. Cantidad promedio de alumnos que asisten por programa. Los Talleres Deportivos incluyen además los partidos que fueron programados para el segundo semestre de 2017.	49
6.6. Detalle de la mezcla para la obtención del agua de salida en punto de consumo en Campus San Joaquín para una ducha de 5 minutos de duración.	49
6.7. Temperatura media de Agua de Red en $[°C]$ para la comuna de San Joaquín.	50
6.8. Especificaciones técnicas de termos eléctricos que se encuentran en los camarines del campus.	50
6.9. Consumo eléctrico correspondiente a los cinco termos eléctricos para la generación de 6.837 $[L/día]$ de ACS.	51
6.10. Características del colector solar de placa plana que se va evaluar en modelo.	52
6.11. Número medio de horas diarias de sol útiles para módulos orientados aproximadamente al ecuador e inclinados con ángulo igual a la latitud del sitio.	53
6.12. Rendimiento mensual del sistema de captación.	54
6.13. Rendimiento global mensual y medio anual del SST según el rendimiento de sus sistemas.	55
6.14. Estructura del costo total asociado a la instalación de un kit de 4 paneles solares térmicos de placa plana. Valores medidos en CLP.	57
7.1. Listado de variables que conforman el modelo.	59
7.2. Listado de restricciones para la resolución del modelo.	60

8.1. Resultados modelo de optimización sobre la Instalación Solar con una cobertura aproximada del 1 % de la demanda anual eléctrica del campus San Joaquín.	61
8.2. Resultados modelo de optimización sobre la Instalación Solar con una cobertura aproximada del 3 % de la demanda anual eléctrica del campus San Joaquín.	62
8.3. Resultados modelo de optimización sobre la Instalación Solar con una cobertura aproximada del 8 % de la demanda anual eléctrica del campus San Joaquín.	63
8.4. Parámetros e Indicadores Económicos del proyecto en un escenario puro sin financiamiento.	65
8.5. Información relativa al crédito bancario a solicitar.	66
8.6. Parámetros e Indicadores Económicos del proyecto en un escenario con financiamiento bancario.	67
8.7. Parámetros e Indicadores Económicos del proyecto en un escenario con Modelo ESCO Fast Out.	68
8.8. Comparación de parámetros e Indicadores Económicos del proyecto en los distintos escenarios.	70
A.1. Flujo de Caja entre los años 0 y 3 correspondiente al Escenario Puro sin Financiamiento. Valores medidos en CLP. (Fuente: Elaboración Propia)	79
A.2. Flujo de Caja entre los años 4 y 11 correspondiente al Escenario Puro sin Financiamiento. Valores medidos en CLP. (Fuente: Elaboración Propia)	80
A.3. Flujo de Caja entre los años 12 y 19 correspondiente al Escenario Puro sin Financiamiento. Valores medidos en CLP. (Fuente: Elaboración Propia)	81
A.4. Flujo de Caja entre los años 20 y 25 correspondiente al Escenario Puro sin Financiamiento. Valores medidos en CLP. (Fuente: Elaboración Propia)	82
A.5. Flujo de Caja entre los años 0 y 3 correspondiente al Escenario Con Financiamiento Bancario. Valores medidos en CLP. (Fuente: Elaboración Propia)	83
A.6. Flujo de Caja entre los años 4 y 11 correspondiente al Escenario Con Financiamiento Bancario. Valores medidos en CLP. (Fuente: Elaboración Propia)	84
A.7. Flujo de Caja entre los años 12 y 19 correspondiente al Escenario Con Financiamiento Bancario. Valores medidos en CLP. (Fuente: Elaboración Propia)	85
A.8. Flujo de Caja entre los años 20 y 25 correspondiente al Escenario Con Financiamiento Bancario. Valores medidos en CLP. (Fuente: Elaboración Propia)	86
A.9. Flujo de Caja entre los años 0 y 4 correspondiente al Escenario con Modelo ESCO. Valores medidos en CLP. (Fuente: Elaboración Propia)	87
A.10. Flujo de Caja entre los años 5 y 11 correspondiente al Escenario con Modelo ESCO. Valores medidos en CLP. (Fuente: Elaboración Propia)	88
A.11. Flujo de Caja entre los años 12 y 18 correspondiente al Escenario con Modelo ESCO. Valores medidos en CLP. (Fuente: Elaboración Propia)	89
A.12. Flujo de Caja entre los años 19 y 25 correspondiente al Escenario con Modelo ESCO. Valores medidos en CLP. (Fuente: Elaboración Propia)	90

Índice de Figuras

2.1. Consumos de electricidad en kWh correspondiente al período 2014 - 2016. (Fuente: Troncoso (2017))	10
2.2. Distribución del consumo energético total de Campus San Joaquín para el año 2016. (Fuente: Troncoso (2017))	11
3.1. Evolución histórica de la demanda total mundial de Energía Primaria desde 1971 a 2014, medido en Mtoe. (Fuente: IEA (2016))	18
3.2. Matriz energética primaria para el año 2014. (Fuente: IEA (2016) ; CNE (2015))	18
3.3. Evolución histórica del consumo mundial de Energía Secundaria desde 1971 a 2014, medido en Mtoe. (Fuente: IEA (2016))	19
3.4. Matriz energética secundaria o de consumo final para el año 2014. (Fuente: IEA (2016) ; CNE (2015))	19
3.5. Evolución histórica mundial de generación de electricidad desde 1971 a 2014, medido en TWh. (Fuente: IEA (2016))	20
3.6. Matriz eléctrica de Chile a Mayo del 2017. (Fuente: CNE (2017))	21
3.7. Concentraciones atmosféricas globales de los Gases de Efecto Invernadero: Dióxido de Carbono (CO_2), Metano (CH_4) y Óxido Nitroso (N_2O). (Fuente: IPCC (2015))	21
3.8. Anomalías de la temperatura media anual desde 1850 al 2015, relativas al período 1961 - 1990. El sombreado gris indica el intervalo de confianza del 95 % de las estimaciones. (Fuente: Met Office Hadley Centre and Climatic Research Unit, University of East Anglia, Reino Unido)	22
3.9. Mapa de Radiación Solar de Chile. (Fuente: Ministerio de Energía (2017b))	25
3.10. Distribución, por región de Chile, de la capacidad de generación eléctrica neta instalada con energía solar a mayo 2017. (Fuente: CNE (2017))	26
3.11. Mapa de Recurso Eólico de Chile a 95 metros de altura. (Fuente: Ministerio de Energía (2017a))	28
3.12. Distribución, por región de Chile, de la capacidad de generación eléctrica neta instalada con energía eólica a mayo 2017. (Fuente: CNE (2017))	29
3.13. Mapa Biomasa anual de Bosque Nativo de Chile. (Fuente: Ministerio de Agricultura (2017))	31
3.14. Distribución, por región de Chile, de la capacidad de generación eléctrica neta instalada con bioenergía a mayo 2017. (Fuente: CNE (2017))	32
5.1. Matriz energética de Campus San Joaquín para el año 2016. (Fuente: Troncoso (2017))	39
5.2. Matriz eléctrica en kWh de Campus San Joaquín para el año 2016. (Fuente: Troncoso (2017))	40
5.3. Plano vista de planta de la azotea del Edificio F del Campus San Joaquín. (Fuente: Departamento Mantenimiento e Infraestructura Campus San Joaquín)	41
6.1. Plano vista de planta de la azotea del Edificio F del Campus San Joaquín. Área roja delimitada como área disponible para instalación solar. (Fuente: Elaboración Propia a partir de plano entregado por Departamento Mantenimiento e Infraestructura Campus San Joaquín)	44
6.2. Carta Solar para una latitud de -33.4905 y longitud -70.6184. (Fuente: Sun Earth Tools (2017))	46
8.1. Comportamiento del VAN en Escenario Puro frente a variaciones en el crecimiento anual del precio de la energía. (Fuente: Elaboración Propia)	65

8.2. Comportamiento del VAN en Escenario con Financiamiento Bancario frente a variaciones en el crecimiento anual del precio de la energía. (Fuente: Elaboración Propia)	67
8.3. Comportamiento del VAN en Escenario con Modelo ESCO frente a variaciones en el crecimiento anual del precio de la energía. (Fuente: Elaboración Propia)	69
8.4. Comparación de los tres escenarios evaluados sobre el comportamiento del VAN frente a variaciones en el crecimiento anual del precio de la energía. (Fuente: Elaboración Propia)	70
8.5. Matriz Energética de Campus San Joaquín antes y después de implementar el Proyecto Solar. (Fuente: Elaboración Propia)	72



1 | Problema de Investigación

1.1. Descripción de la problemática

Los Gases de Efecto Invernadero (GEI) se encuentran en pequeñas concentraciones presentes en el planeta de manera natural, permitiendo que la temperatura de la atmósfera sea lo suficientemente cálida para el desarrollo de la vida, no obstante, las actividades humanas han aumentado, directa o indirectamente, la producción de estos. Ya al año 2015 se bate el récord de temperatura media global en la superficie, la cual es de $0,76 \pm 0,1$ °C por encima de la media del período 1961 – 1990 (OMM, 2016). Este efecto, denominado calentamiento global, comienza con la llegada de la Revolución Industrial a mediados del siglo XVIII, por la quema de combustibles fósiles provocando un aumento en las concentraciones de CO_2 , uno de los principales GEI contribuidores del calentamiento global. Por lo tanto, la actividad humana ha modificado, y continúa modificando, la superficie del planeta y su composición atmosférica. Algunos de estos cambios tienen impacto sobre el balance energético de la Tierra y son, por lo tanto, los impulsores del cambio climático.

La demanda de consumo energético en el mundo va en un evidente aumento, lo que se ve reflejado en los niveles de producción, puesto que en el año 1973 existía un abastecimiento de energía primaria total de 6.100,9 [Mtoe]¹ y ya en 2014 correspondía a 13.699,13 [Mtoe], significando un incremento de energía generada del 124,5 % (IEA, 2016). Esto es impulsado por factores determinantes como el crecimiento económico mundial, aumento de la población mundial, incremento de la capacidad productiva de los países y cambios en el estilo de vida de las personas pues con el acelerado avance tecnológico desde finales del siglo XX, las necesidades individuales exigen un gasto energético mayor.

A escala mundial al año 2014, los combustibles fósiles aportan un 81,2 % de la energía primaria producida, donde particularmente, el 31,2 % de la matriz energética proviene del petróleo, siendo esta la fuente más utilizada en el mundo (IEA, 2016). Este hecho ha llevado a la preocupación del hombre sobre el deterioro del planeta, por lo que resulta imprescindible incentivar el uso eficiente de los recursos disponibles además de la reducción del uso de energías contaminantes cambiándolas por fuentes limpias, es decir, las

¹toe (Tonne of Oil Equivalent): Unidad de energía que corresponde a la energía liberada por la combustión de una tonelada de petróleo.

energías renovables.

Chile, a su vez, no se aleja de la estructura energética mundial, ya que, para el año 2014 los principales energéticos primarios correspondían a petróleo (32,9 %) y carbón (24,5 %) seguido por la biomasa (23,5 %) (CNE, 2015), donde el 95 % del petróleo es importado, mientras que la biomasa es el principal energético local. Un gran nivel de importación de recursos implica una alta dependencia energética, como resulta con el petróleo que es la principal fuente energética, lo que genera inconvenientes como un déficit en la balanza comercial pudiendo dar motivo de inestabilidad y alza de costos energéticos debido a causas propias de los países proveedores del recurso.

El consumo final de Chile por sector económico al 2014, se descompone principalmente de un 40 % a Industria y Minería, un 33 % a Transporte y, un 21 % va dirigido a los sectores Comercial, Público y Residencial, donde además el mayor uso de la energía proviene de la electricidad, a excepción del Transporte que proviene de un 99 % de los derivados del petróleo (diésel y gasolina) (Ministerio de Energía, 2014).

Por consiguiente, la problemática energética debe ser enfrentada, en primera instancia, por parte de las industrias manufactureras y mineras, ya que, estas representan la mayor participación para la distribución de energía. No obstante, es posible vislumbrar que no hay una gran brecha en la distribución de los tres sectores especificados, por lo tanto, realizar una propuesta energética efectuada en cualquiera de estos, generará un impacto real en el uso de los recursos.

Dentro del sector Comercial, existe un grupo importante a destacar que corresponde a las universidades, ya que, poseen un rol fundamental en la sociedad del conocimiento y en la era de la globalización, como lo es la contribución a la equidad y al desarrollo territorial, donde la creación de conocimiento avanzado es fundamental para generar investigación, desarrollo e innovación que propenda al desarrollo del país (Rodríguez, 2009). En consecuencia, estas entidades deben tomar la iniciativa en su calidad de instituciones de educación, quienes forman profesionales conscientes de cara al futuro. La Universidad Técnica Federico Santa María ya ha demostrado interés para diversificar su matriz energética comenzando por el diagnóstico de su gasto energético, sin embargo, aún se debe evaluar el potencial de las energías renovables no convencionales que pueden llegar a implementarse dentro de los campus de la Universidad.

1.2. Propósito de Investigación

La creciente concientización con la protección del medio ambiente junto a la amenaza del cambio climático, obliga a una búsqueda de un modelo futuro que sea sostenible, seguro, independiente, ilimitado y que además, sea compatible con el ahorro energético y medio ambiente. Ahora bien, las grandes acciones comienzan en parte por las personas individuales, es por esto que si se genera conciencia y cultura energética en la sociedad, se lograrán cambios reales. Desde el punto de vista del contacto permanente que poseen las universidades con las nuevas generaciones, es importante que se generen medidas a nivel de energía, de manera que se vuelvan en un organismo referente para la comunidad y así los individuos comprendan el valor que tiene la energía y la contribución que tiene con su entorno.

Con la implementación de energías renovables comienza la diversificación de la matriz energética lo que disminuye de forma parcial la dependencia de los recursos energéticos convencionales, y en consecuencia, una reducción de la huella de carbono. Esto permitiría apoyar el requisito del *APL Campus Sustentable*, pues a través de esta medida de eficiencia energética, el cual es medible en un año puesto que ya se cuenta con una línea base de los consumos energéticos del Campus, se daría un primer gran paso para llegar a convertirse en el primer Campus Sustentable de la Universidad Técnico Federico Santa María y demostrar su verdadero compromiso con la sociedad, con su permanente labor de formar profesionales que aporten a construir un futuro mejor.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo General

Generar una propuesta de implementación de energía Solar en Campus San Joaquín de la Universidad Técnica Federico Santa María a través de un modelo de optimización del proyecto que busque desarrollar independencia energética parcial del Campus.

1.3.2. Objetivos Específicos

- Recopilar antecedentes relativos a la matriz energética y previas evaluaciones de ERNC en el Campus San Joaquín.
- Analizar infraestructura y consumos energéticos que se verían impactados con la implementación de un proyecto de energía solar.
- Determinar qué tecnologías utilizar de acuerdo a las características del Campus San Joaquín.
- Diseñar un modelo que defina una relación óptima entre costos de inversión y generación de Energía Solar.
- Determinar propuestas de implementación de acuerdo al modelo diseñado, fijando escenarios de cobertura energética deseable.
- Evaluar proyecto de acuerdo a tres distintos modos de financiamiento y visualizar impacto de la inclusión de energía solar en la matriz energética actual.

2 | Antecedentes

2.1. Descripción General Universidad Técnica Federico Santa María

2.1.1. Historia

La Institución se funda en el año 1926 en la ciudad de Valparaíso a partir de la voluntad testamentaria del filántropo, visionario y emprendedor Federico Santa María Carrera, quién legó su fortuna para dotar al país de una institución que entregue una formación humana, científica y profesional centrada en principios y valores universales, liderando en la enseñanza de la ingeniería, ciencia y tecnología.

En 1932, un año después del inicio de actividades de la fundación, se inaugura la Escuela de Artes y Oficios y el Colegio de Ingenieros José Miguel Carrera, dando pie a las actividades académicas basadas en la técnica y los oficios, convirtiéndose en un pilar fundamental en el desarrollo tecnológico e industrial del país.

A mediados de los años treinta la Fundación Santa María pasa a denominarse a su actual nombre, Universidad Técnica Federico Santa María, al adquirir la calidad de Plantel de Educación Superior mediante el D.S. N° 3048.

En sus primeros años, la Universidad bajo los lineamientos de principios y valores de su benefactor, el cual es contribuir al servicio de la comunidad, se crean la Escuela Nocturna, la Escuela de Aprendices, la Escuela Técnica Superior, la Escuela Profesional de Contramaestres y el Colegio de Ingenieros.

Dado el crecimiento de la Escuela de Artes y Oficios, en el año 1969 se inaugura la Escuela Técnico Profesional, la actual Sede Viña del Mar José Miguel Carrera, con el objetivo de formar técnicos de excelencia en ciencia y tecnología abarcando distintas especialidades. Por otro lado, en ese mismo año se inicia la construcción de la Escuela de Técnicos Universitarios en la región del Biobío, actualmente Sede Concepción Rey Balduino de Bélgica, dada la importancia de dotar a la región con un plantel educativo orientado al área

científico-tecnológica para el progreso industrial y empresarial.

Continuando con el período de expansión, se crean dos nuevos campus en 1995, uno en la ciudad de Rancagua, y el segundo en la ciudad de Santiago localizado en la comuna de Las Condes, con carreras del área de administración e informática, este último campus es finalmente trasladado a su actual ubicación en la comuna de Vitacura en el año 2000.

En respuesta a la globalización, se inicia el proceso de internacionalización donde se da apertura en 1996 al campus localizado en la ciudad de Guayaquil, Ecuador.

Como parte importante de la estrategia de expansión y consolidación de la Universidad, busca una mayor presencia en Santiago por lo que en el año 2009 se inaugura un segundo campus, ubicado en la comuna de San Joaquín, el cual abarca las áreas más tradicionales de la ingeniería (UTFSM, 2017).

2.1.2. Divisiones

La Institución cuenta con un total de siete instalaciones, seis de ellas en el territorio nacional. A continuación en la Tabla 2.1 se muestra la información general de cada una de ellas.

Tabla 2.1: Localización geográfica de sedes, campus y centros actuales.

Nombre instalación	Ciudad	Dirección	Año creación
Casa Central	Valparaíso	Av. España 1680	1931
Sede Viña del Mar	Viña del Mar	Av. Federico Santa María 6090	1971
Campus San Joaquín	Santiago	Av. Vicuña Mackenna 3939	2009
Campus Vitacura	Santiago	Av. Santa María 6400	1996
Sede Concepción	Hualpén	Calle Arteaga Alemparte 943	1972
Oficina Rancagua	Rancagua	Calle Gamero 540	1994
Campus Guayaquil-Ecuador	Guayaquil	Av. Carlos Julio Aerosemena km. 4 1/2	1996

(Fuente: UTFSM (2016))

Cabe señalar que Oficina Rancagua y Campus Guayaquil presentan Admisión Suspendida.

2.1.3. Docencia de Pregrado y Postgrado

El nivel de oferta académica que posee la Universidad como conjunto de sedes y campus, se distribuye en un total de 72 carreras de pregrado y 26 programas de postgrado. A continuación se muestra la distribución de carreras vigentes de pregrado (Tabla 2.2) y postgrado (Tabla 2.3):

Tabla 2.2: Cantidad total de carreras vigentes de Pregrado según área del conocimiento de todas las instalaciones de la Universidad.

Área Conocimiento	Nivel de Formación			Total
	Profesional	Técnico	Licenciatura	
Administración y Comercio	1	-	-	1
Arte y Arquitectura	2	-	-	2
Ciencias	2	2	3	7
Recursos Naturales	-	1	-	1
Tecnología	38	24	-	62

(Fuente: [UTFSM \(2016\)](#))

Tabla 2.3: Cantidad total de carreras vigentes de Postgrado según área del conocimiento de todas las instalaciones de la Universidad.

Área Conocimiento	Nivel de Formación		Total
	Doctorado	Maestría	
Administración y Comercio	-	2	2
Ciencias	3	3	6
Tecnología	4	14	18

(Fuente: [UTFSM \(2016\)](#))

En cuanto al nivel de matrícula como indicador académico, como se muestra en la Tabla 2.4 se tienen más de cuatro mil estudiantes nuevos de pregrado y casi 270 alumnos nuevos en postgrado en las distintas instalaciones.

Tabla 2.4: Cantidad de matrículas nuevas y totales de todas las instalaciones de la Universidad, correspondiente al año 2015.

	Pregrado	Postgrado
Matrícula nueva	4.268	268
Matrícula total	18.265	1.223

(Fuente: [UTFSM \(2016\)](#))

Cabe destacar que la matrícula nueva considera sólo la primera vez que el alumno ingresa a la institución. En la Tabla 2.5 se tiene la distribución de matrículas por instalación.

Tabla 2.5: Cantidad de matrículas nuevas y totales de Pregrado y Postgrado según sede, correspondiente al año 2015.

	Pregrado		Postgrado	
	Nueva	Total	Nueva	Total
Casa Central	991	6.094	97	423
Sede Viña del Mar	1.205	4.283	-	-
Campus San Joaquín	660	2.603	-	-
Campus Vitacura	366	1.883	171	800
Sede Concepción	1.046	3.250	-	-
Rancagua	-	152	-	-

(Fuente: UTFSM (2016))

En Pregrado se tiene que Casa Central posee la mayor cantidad de alumnos matriculados totales, en la ciudad de Santiago, Campus San Joaquín representa casi el doble de estudiantes nuevos que Campus Vitacura. En cuanto a Postgrado, las carreras son impartidas en dos sedes: Casa Central y Campus Vitacura, donde este último supera en cantidad.

2.1.4. APL: Acuerdo de Producción Limpia

El APL es un convenio de carácter voluntario que se celebra entre una asociación empresarial representativa de un sector productivo y organismos públicos competentes en distintas materias, cuyo objetivo es aplicar la Producción Limpia a través de metas y acciones específicas en un plazo determinado para el logro de lo previamente acordado. En los hitos más importantes se tiene que en octubre de 2012, la ONU valida internacionalmente a los APL como primera Acción de Mitigación Nacionalmente Apropriada, y desde el año 2016, el Consejo Nacional de Producción Limpia, actual Agencia de Sustentabilidad y Cambio Climático, decide reportar las reducciones de emisiones logradas a través de los APL ([Consejo Nacional de Producción Limpia, 2017](#)).

Dentro de los sectores comprometidos del APL se encuentra la Enseñanza con el denominado *APL Campus Sustentable* el cual entrega las bases para cada institución adherente para dar pie hacia la sustentabilidad. Este instrumento busca convertirse en un gran primer paso donde las instituciones de educación superior estén más comprometidas con su rol formador de nuevos profesionales con conciencia y cultura energética ([Consejo Nacional de Producción Limpia, 2012](#)).

Bajo este objetivo, 20 Universidades de Chile decidieron unirse voluntariamente al firmar el acuerdo

el año 2012, encontrándose dentro de ellas la Universidad Técnica Federico Santa María.

Ya a principios de 2017, catorce de las instituciones adscritas consiguieron la certificación al conseguir resultados favorables en materia de gestión de recursos y eficiencia energética, donde lograron disminuir un total de 7.438 toneladas de CO_2 equivalente. Por otro lado, integraron la cultura energética al aumentar en un 33 % las asignaturas referidas al uso eficiente de recursos ([Revista Certificación & Negocios, 2017](#)).

2.2. Campus San Joaquín

2.2.1. Oferta Académica

La oferta académica en Campus San Joaquín es sólo a nivel de pregrado, de estas, todas cuentan con formación profesional y casi la totalidad de carreras impartidas corresponden al área de tecnología como se muestra en la Tabla 2.6:

Tabla 2.6: Cantidad de carreras vigentes de Pregrado según área del conocimiento de Campus San Joaquín.

Área	Nivel de Formación
Conocimiento	Profesional
Ciencias	1
Tecnología	14

(Fuente: [UTFSM \(2016\)](#))

2.2.2. Diagnóstico Energético

El Campus San Joaquín comprende una demanda total de energía equivalente a 1.887.865 [kWh] al año 2016. Esta se clasifica según el tipo de fuente en la Tabla 2.7:

Tabla 2.7: Consumo energético según tipo de fuente del Campus San Joaquín correspondiente al año 2016.

Tipo	kWh
Electricidad	1.692.341
Gas Licuado	115.644
Combustible	75.235
Petróleo	4.645
Total	1.887.865

(Fuente: [Troncoso \(2017\)](#))

La demanda energética total se encuentra predominada por la Electricidad, de acuerdo a esto en la Figura 2.1 se tiene el comportamiento de esta fuente en un período de tres años consecutivos, donde se desprende que el consumo del Campus se comporta de forma estacional, pues los puntos de máxima demanda ocurren en la temporada de invierno (junio – julio – agosto).

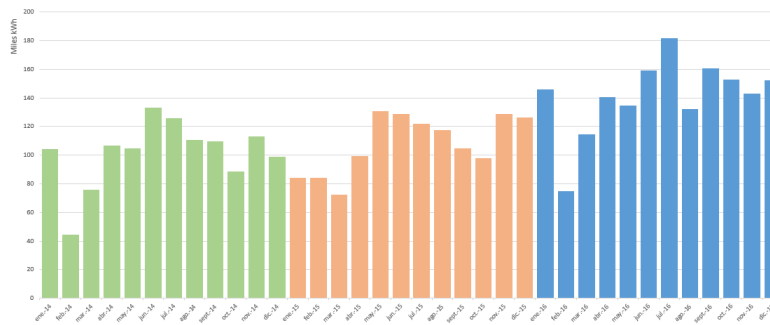


Figura 2.1: Consumos de electricidad en kWh correspondiente al período 2014 - 2016.
(Fuente: Troncoso (2017))

En términos del tipo de consumo eléctrico en la Tabla 2.8 se desglosa esta fuente de energía, según los principales grupos de aparatos:

Tabla 2.8: Clasificación consumo eléctrico del Campus San Joaquín correspondiente al año 2016.

Tipo	kWh
Climatización	855.360
Iluminación	359.970
Equipos Computación	277.200
Otros	199.811
Total	1.692.341

(Fuente: Troncoso (2017))

Dados los datos anteriores, se consigue la matriz energética desglosada del Campus San Joaquín en la Figura 2.2 la que refleja que la climatización lidera con más del 45 % de la matriz lo que es explicado por la estacionalidad del consumo eléctrico en el año, luego con un 19 % la iluminación corresponde al segundo factor de consumo.

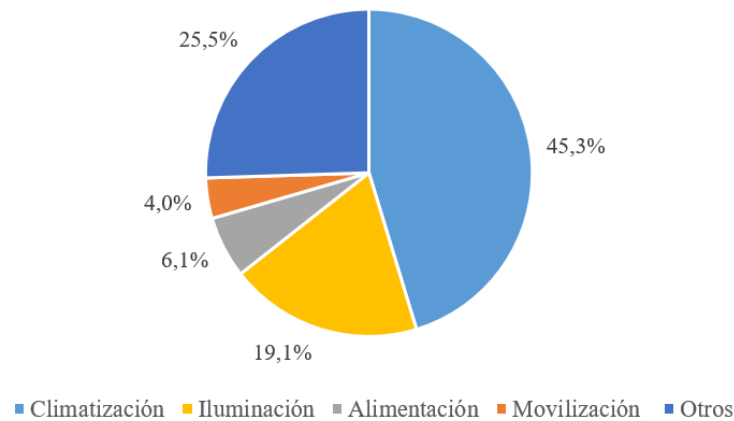


Figura 2.2: Distribución del consumo energético total de Campus San Joaquín para el año 2016.
(Fuente: [Troncoso \(2017\)](#))

Dentro de las principales propuestas que genera el diagnóstico se tienen:

- Inversión en Infraestructura
- Capacitaciones del Activo Docente y Administrativo
- Beneficios por Meta Cumplida
- Difusión en la Comunidad Estudiantil
- Designación Encargado de Energía

2.2.3. Priorización Proyectos de Estrategia Energética

Los actores involucrados son todos quienes tienen una relación con el proyecto, ya sea directa o indirectamente, y que pueda verse afectado por la toma de decisiones que se realicen en la comunidad donde se encuentre inserto. Se definen dos tipos de actores: Agentes Modeladores, grupo de personas afectados por el proyecto y Agentes Decidores, quienes toman la decisión final del proyecto ([Quirland, 2017](#)).

Agentes Modeladores:

- Estudiantes
- Profesores
- Funcionarios

Agentes Decidores:

- Delegada del Departamento de Industrias Campus Santiago de la UTFSM
- Profesor de la UTFSM con experiencia en proyectos energéticos
- Profesor área ambiental de la UTFSM
- Alumnos memoristas de Ingeniería Civil Industrial de la UTFSM

Respecto a la situación energética que se vivencia en Campus Vitacura y Campus San Joaquín, se priorizaron siete proyectos de la Estrategia Energética de la Institución basándose en los intereses de la comunidad UTFSM:

Tabla 2.9: Jerarquización de Proyectos de la Estrategia Energética en la UTFSM.

Ranking	Proyecto	Nota
1	Estudio de Factibilidad de Implementación de Paneles Solares	4.11
2	Capacitación de Uso Eficiente de Energía	3.33
3	Encargados de Energía	2.98
4	Medición de Energía	2.53
5	Herramientas de Control	2.41
6	Incorporación de la UTFSM al Balance Nacional de Energía	2.33
7	Medidores Eléctricos	2.30

(Fuente: [Quirland \(2017\)](#))

2.3. Política Energética de Chile

La política energética debe ser integrada a la estrategia de desarrollo económico, social e institucional del país, pues no puede limitarse a la definición de normas y reglas, y reaccionar ante contingencias, sino que es esencial que el Estado proponga una visión de desarrollo energético de largo plazo. Esta política propone una visión del sector energético al año 2050 correspondiente a cuatro pilares fundamentales, con la finalidad de avanzar hacia una energía sustentable en todas sus dimensiones:

1. Confiabilidad: Seguridad y Calidad de Suministro
2. Inclusividad: Energía como Motor de Desarrollo
3. Competitividad: Energía Compatible con el Medio Ambiente
4. Sostenibilidad: Eficiencia y Educación Energética

2.3.1. Pilar 1: Seguridad y Calidad del Suministro

La energía es un motor esencial para el desarrollo de las personas, comunidades y para el crecimiento del país. Dado el sistema energético nacional, se está constantemente expuesto a amenazas que afectan tanto a la actividad económica como a la sociedad, pues desastres naturales o fallas inesperadas de infraestructuras pueden afectar las redes eléctricas, de hidrocarburos y transporte, lo que provoca un impacto en la confiabilidad en el abastecimiento energético. Existe una necesidad de avanzar un mercado de excedentes regionales asegurando la seguridad de suministro energético.

Por otro lado, junto al avance de la tecnología y la aplicación de Smart Grids lleva a que el uso de la energía sea gestionable, con el propósito de entregar flexibilidad a la demanda, pues con esta tecnología se puede reducir drásticamente los tiempos de indisponibilidad a nivel de distribución. Por lo tanto, esta tecnología, realiza un gran aporte en materia de seguridad y confiabilidad de suministro.

Meta 2035:

- Sistema energético completamente bidireccional con sistemas de tecnologías de información para gestionar la producción y energía a todo nivel.

Meta 2050:

- La indisponibilidad de suministro eléctrico promedio, no supera a una hora/año en cualquier localidad del país.
- El sector público, comercial y residencial aprovecha su potencial de generación distribuida y gestión de demanda eléctrica.

2.3.2. Pilar 2: Energía como Motor de Desarrollo

Sin energía, no hay crecimiento. Para impulsar el crecimiento, se requiere un desarrollo energético inclusivo, caracterizado por un acceso equitativo, gestión territorial, ya que, actualmente, se encuentra fragmentada en múltiples y variados instrumentos de planificación que no cuentan con una coherencia y vinculación entre ellos, y precios que apoyen la competitividad, pues el precio de energía eléctrica en Chile se encuentra entre los más elevados de América Latina.

Meta 2035:

- Sistema energético completamente bidireccional con sistemas de tecnologías de información para gestionar la producción y energía a todo nivel.

Meta 2050:

- Asegurar acceso universal y equitativo a servicios energéticos modernos, confiables y asequibles.
- Los instrumentos de planificación y ordenamiento territorial son coherentes con los lineamientos de la Política Energética.
- Estar en los 3 países OCDE con menores precios promedio de suministro eléctrico a nivel residencial e industrial.

2.3.3. Pilar 3: Energía Compatible con el Medio Ambiente

El desarrollo del sector energético no puede dissociarse del cuidado del medio ambiente, y para esto, se abordan dos grandes desafíos: impulsar la matriz energética renovable y desarrollar lineamientos para abordar los impactos medioambientales dado el cambio climático, pues el sector energético contribuye con el 75 % de las emisiones de GEI.

Meta 2035:

- Al menos un 60 % de la generación eléctrica nacional proviene de energías renovables.
- Proyectos energéticos que entran en operación consideran el enfoque de Pérdida de Biodiversidad Neta Cero ².
- Plan de Mitigación de Emisiones de GEI.

Meta 2050:

- Al menos un 70 % de la generación eléctrica nacional proviene de energías renovables.
- Modificaciones regulatorias y estándares ambientales de proyectos energéticos son coherentes con los lineamientos internacionales.
- Las emisiones de GEI del sector energético son coherentes con los límites definidos por la ciencia a nivel global y con la meta nacional.

Además, se aplicará la Política de Uso de Leña y Derivados para Calefacción, para mejorar la forma de calefacción con productos más eficientes y con menores niveles de emisiones.

²Pérdida de Biodiversidad Neta Cero constituye el principio central de la compensación óptima de biodiversidad. Se refiere a que el efecto adverso identificado (pérdida de biodiversidad) sea equivalente al efecto positivo (ganancia de biodiversidad), promoviendo una pérdida neta nula en biodiversidad producto de la implementación de proyectos o actividades de desarrollo.

2.3.4. Pilar 4: Eficiencia y Educación Energética

En países que se encuentran en una transición para el desarrollo, crecimiento económico, fortalecimiento de clase media y urbanización, existe una presión constante en la demanda energética. Para alcanzar el desarrollo de un país, se hace urgente generar actividades concretas y extendidas que permitan a la sociedad conocer la importancia de la energía, valorando su contribución.

Meta 2035:

- El 100 % de los grandes consumidores de energía industriales, mineros y de transporte deben hacer uso eficiente de la energía con sistemas de gestión de energía e implementación activa de mejora de Eficiencia Energética.

Meta 2050:

- Crecimiento del consumo energético está desacoplado del crecimiento del PIB.
- Sector Residencial, Público y Comercial:
 - El 100 % de las principales categorías de artefactos y equipos que se venden en el mercado, son energéticamente eficientes.
 - El 100 % de las edificaciones nuevas cuentan con estándares OCDE de construcción eficiente.
- Sector Transporte:
 - Chile ha adoptado los más altos estándares internacionales sobre eficiencia energética en los modos de transporte.
- Cultura energética instalada en toda la sociedad.
- Nueva cultura energética instalada en instituciones públicas y privadas.



3 | Marco Teórico

3.1. Energía

La energía se define como la capacidad de los cuerpos para realizar algún tipo de trabajo y producir cambios en ellos mismos o en otros cuerpos. Este término posee gran relevancia para la actividad humana permitiendo el desarrollo de la vida en la tierra y sosteniendo la actividad económica. Bajo este contexto, la energía se refiere a un recurso natural, que incluye a la tecnología asociada, para poder extraerla y transformarla de manera que pueda propinar un uso industrial o económico. La energía se clasifica en dos grupos, según su procedencia:

- Energía Primaria
- Energía Secundaria

3.1.1. Energía Primaria

Son los recursos que se encuentran de forma natural y que no han sido objeto de ninguna conversión o transformación antropogénica, estos son el carbón, petróleo crudo, luz solar, entre otros.

En la Figura 3.1 se muestra el consumo mundial de energía primaria entre los años 1971 y 2014, donde se tiene que ya cerca del año 2008 el consumo supera el doble de lo que corresponde a los primeros años de los setenta, este comportamiento trae consigo el aumento de demanda tanto la producción de combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural) el cual ha sido dominado a lo largo de la historia con una participación de más del 80 % de la matriz, como de otras fuentes: nuclear e hidroeléctrica.

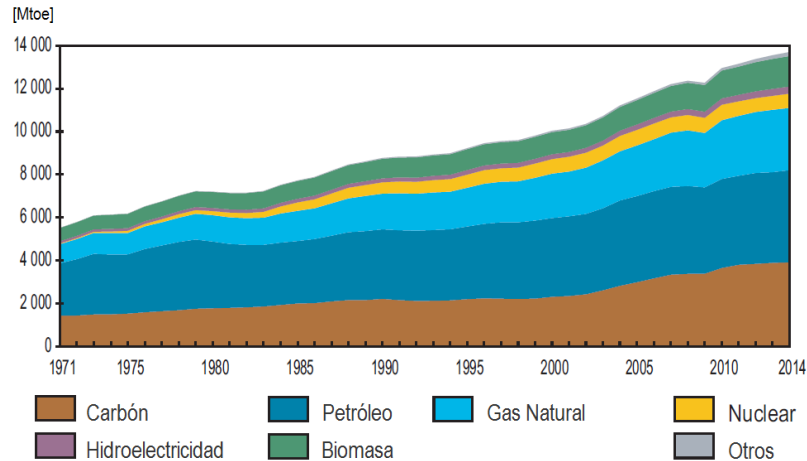


Figura 3.1: Evolución histórica de la demanda total mundial de Energía Primaria desde 1971 a 2014, medido en Mtoe. (Fuente: IEA (2016))

En la actualidad (Figura 3.2), se observa que los tres principales energéticos siguen siendo el carbón, petróleo y gas natural con un 81,2 % de la matriz mundial, perdiendo participación moderadamente pues en el año 1973 se tenía un nivel del 86,7 %, lo que da cabida a una mayor presencia a las energías renovables (14,1 %). En Chile, al igual que la situación mundial, el petróleo es el energético fundamental de la matriz, seguido por el carbón (24,5 %), sin embargo, el tercer energético corresponde a la biomasa (23,5 %), siendo este último una característica particular del país, el cual representa el mayor energético local.

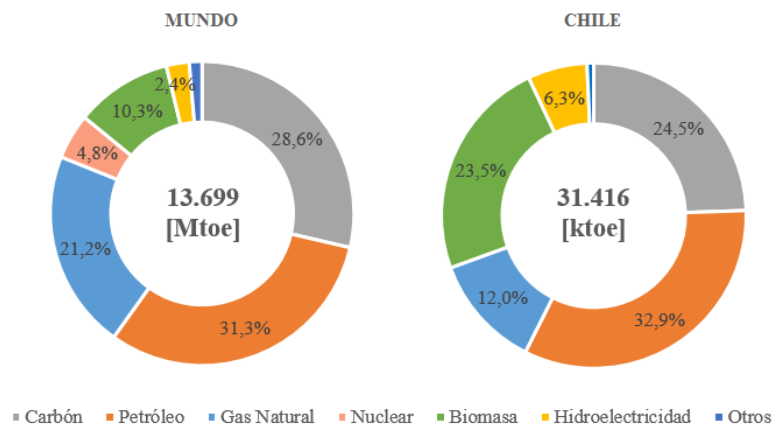


Figura 3.2: Matriz energética primaria para el año 2014. (Fuente: IEA (2016); CNE (2015))

3.1.2. Energía Secundaria

Son los recursos que se obtienen a partir de la transformación de los productos energéticos primarios, pues la mayoría de las veces estos no son directamente utilizables, y para esto, requieren sufrir de su

manipulación, ya sea física o químicamente, de manera que sean capaces de ofrecer un uso final. Dentro de este tipo de fuente se encuentran los derivados del petróleo como la gasolina, el carbón vegetal que proviene de la transformación de la leña, la electricidad, entre otros.

En la Figura 3.3 se observa que cerca del año 2006 ya se supera el consumo final de energía mundial, destacando la gran participación de los derivados del petróleo en todo el período de estudio, sin embargo, la electricidad ha ido tomando mayor protagonismo al duplicarse en los últimos 40 años.

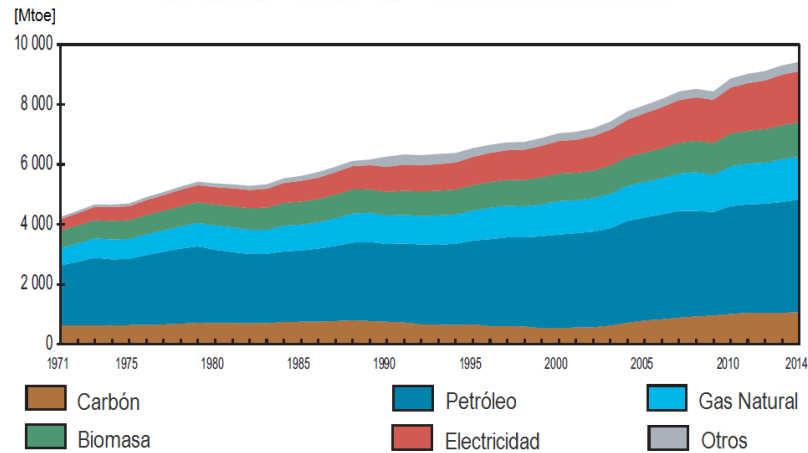


Figura 3.3: Evolución histórica del consumo mundial de Energía Secundaria desde 1971 a 2014, medido en Mtoe.
(Fuente: IEA (2016))

Si bien es cierto, como se muestra en la Figura 3.4, a nivel mundial existe un balance de energía secundaria predominado por los derivados del petróleo (39,9%), es posible observar que el resto de sus energéticos se distribuyen casi equitativamente. En el caso de Chile, se cuenta con una matriz secundaria altamente dependiente de los productos derivados del petróleo, responsables de más de la mitad del consumo final, seguido por la electricidad con un 21,6 %.

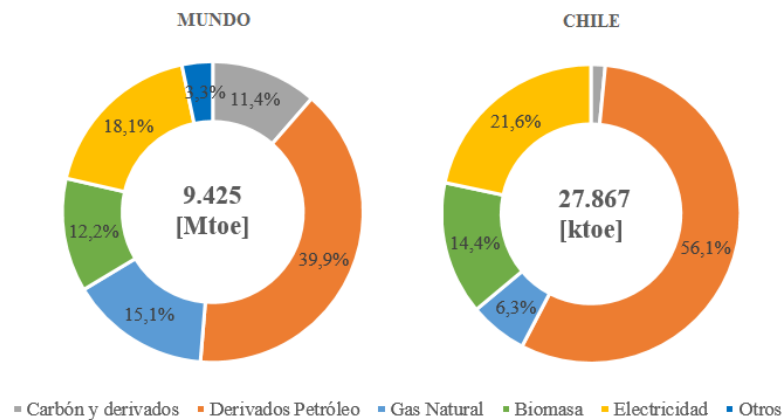


Figura 3.4: Matriz energética secundaria o de consumo final para el año 2014.
(Fuente: IEA (2016); CNE (2015))

La participación de la electricidad en la matriz energética de consumo final ha ido en aumento, tanto a nivel mundial (ver Figura 3.3) como a nivel nacional. En Chile, aumentó desde un 19,2 % en el año 2010 a un 22,4 % en 2014 (CNE, 2015). El incremento de estas cuotas de consumo de electricidad impulsa el crecimiento en la generación de energía eléctrica. A continuación en la Figura 3.5 se muestra el comportamiento en el mundo entre los años 1971 y 2014:

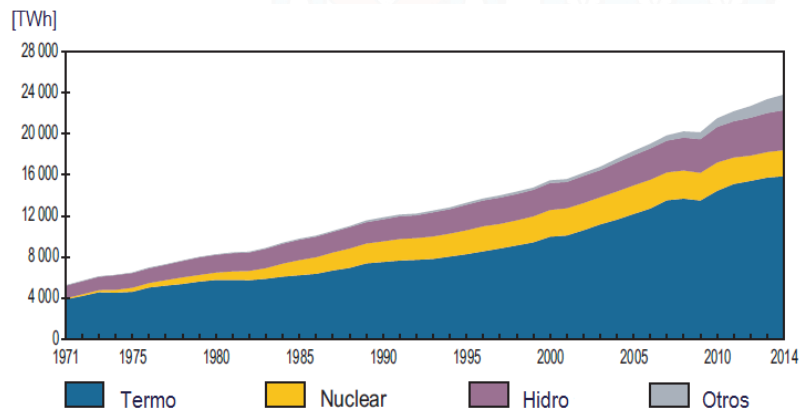


Figura 3.5: Evolución histórica mundial de generación de electricidad desde 1971 a 2014, medido en TWh. (Fuente: IEA (2016))

En las últimas cuatro décadas la generación de electricidad en el mundo se ha basado en la energía térmica a partir de la quema de combustibles fósiles, mediante el liderazgo del carbón (40,8 %), gas natural (21,6 %) y petróleo (4,3 %) al año 2014 (IEA, 2016).

En Chile, la generación de electricidad se obtiene a partir de dos grandes sistemas eléctricos los cuales concentran el 99,2 % de la capacidad instalada, estos son el Sistema Interconectado Norte Grande (SING) con un 23,1 % y el Sistema Interconectado Central (SIC) con el 76,1 %, luego el restante 0,8 % se reparte entre los Sistemas Medianos compuestos por, de mayor a menor generación, los sistemas de Magallanes, de Aysén, de Los Lagos e Isla de Pascua (CNE, 2017).

Considerando los seis sistemas de generación, a Mayo de 2017, se tiene una capacidad total instalada de generación eléctrica neta de 22.779,8 [MW] (CNE, 2017) siendo predominada, como se observa en la Figura 3.6, por los combustibles fósiles con un 56,7 %, no obstante, cabe destacar que la tecnología que lidera la matriz eléctrica nacional corresponde a la Hidroelectricidad convencional con el 27,1 %, comprendiendo a la de Pasada y Embalse (CNE, 2017). En cuanto a las ERNC, estas han cobrado mayor predominancia con el pasar del tiempo, puesto que al año 2015 representaban el 12,4 % (CNE, 2015) y a mayo del 2017 esta cifra aumentó al 16,2 % siendo la energía solar la principal tecnología de esta categoría.

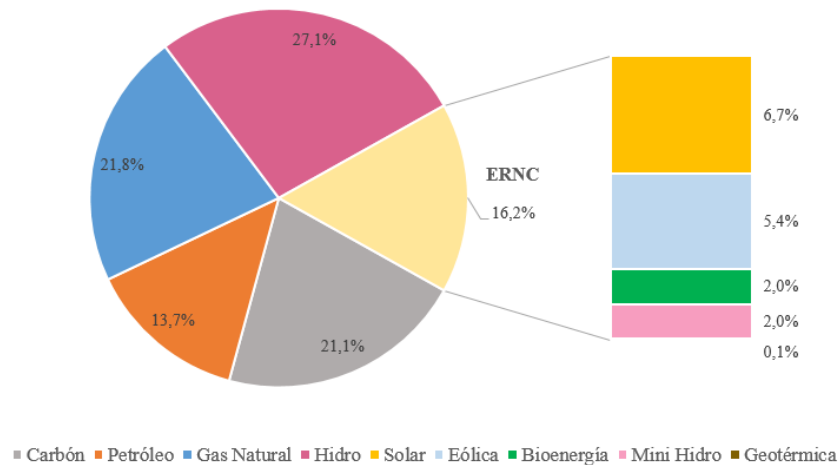


Figura 3.6: Matriz eléctrica de Chile a Mayo del 2017.
(Fuente: CNE (2017))

3.2. Cambio Climático

De acuerdo al Quinto Reporte del IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), la influencia humana ha generado un cambio en el sistema climático de la Tierra y desde el año 1950 se han presentado cambios meteorológicos y climáticos extremos como el aumento de la temperatura global, aumento del nivel del mar, aumento en número de eventos de fuertes precipitaciones, entre otras (IPCC, 2015).

El cambio climático ha sido provocado por las emisiones antropogénicas de GEI desde la era preindustrial, no obstante, los grandes aumentos en las concentraciones de dióxido de carbono, metano y óxido nitroso ha sido impulsado por la acentuación de la influencia humana en las últimas décadas (Figura 3.7). Esta alza de concentraciones da lugar a temperaturas atmosféricas más elevadas. Lo anterior, junto a otros factores, ha generado un cambio en el sistema climático del planeta, donde probablemente sea la causa principal del calentamiento global observado desde mediados del siglo XX (IPCC, 2015).

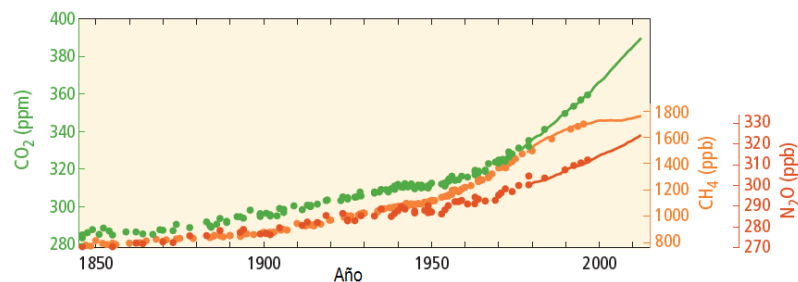


Figura 3.7: Concentraciones atmosféricas globales de los Gases de Efecto Invernadero: Dióxido de Carbono (CO_2), Metano (CH_4) y Óxido Nitroso (N_2O).
(Fuente: IPCC (2015))

El período 2011 – 2015 fue el período de cinco años más cálido en el registro mundial, donde se tiene 0,57 [°C] sobre los 14 [°C] correspondiente a la media del período de referencia 1961 – 1990, y a su vez, supera en 0,06 [°C] a la temperatura del quinquenio anterior. El año 2015 concierne a un período histórico, pues por primera vez se alcanza una temperatura de más de 1 [°C] respecto del promedio de la era preindustrial, representando también al año más caluroso jamás registrado con 0,76 [°C] sobre la media del período de referencia (WMO, 2016).

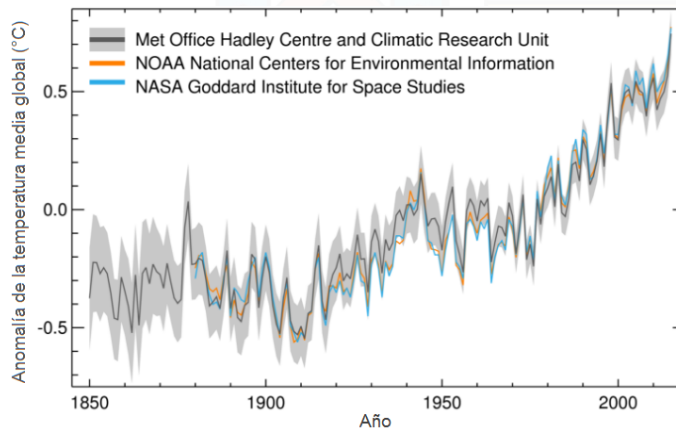


Figura 3.8: Anomalías de la temperatura media anual desde 1850 al 2015, relativas al período 1961 - 1990. El sombreado gris indica el intervalo de confianza del 95 % de las estimaciones.

(Fuente: Met Office Hadley Centre and Climatic Research Unit, University of East Anglia, Reino Unido)

El comportamiento de la Figura 3.8 refleja una consistencia con la tendencia del calentamiento global, el cual ha sido sostenido desde los años setentas. En resumen, la continua emisión de GEI provocará un mayor nivel de calentamiento y cambios duraderos en el sistema climático, ambos resultados aumentan la probabilidad de tener impactos severos e irreversibles para la sociedad y los ecosistemas. Es por esto, que es importante limitar el riesgo del cambio climático, y para esto se requiere reducir sostenible y sustancialmente las emisiones de GEI (IPCC, 2015).

Según el IPCC (2015) si no se realizan esfuerzos adicionales para combatir con el cambio climático reduciendo las emisiones de GEI, el crecimiento de la emisiones persistirá, impulsado por el crecimiento de la población mundial y actividades económicas, aumentando la temperatura media global de la superficie en 2100, lo que oscilará entre los 2,5 [°C] y 7,8 [°C] por encima de la media del período 1850 - 1990 con una rango de incertidumbre climática entre los percentiles 5 a 95.

Por consiguiente, las medidas de adaptación y mitigación se sustentan en factores como la innovación e inversiones en infraestructura y tecnologías ambientalmente racionales, mejoras de las instituciones a través de la coordinación y cooperación en materia de gobernanza pueden ayudar a superar las limitaciones regionales, logrando reducir las emisiones de GEI y aumentar la resiliencia al cambio climático. Además, la aceptabilidad social y/o la efectividad de las políticas climáticas están influenciadas en cómo se incentiva o por los cambios de estilos de vida y comportamientos que poseen las regiones. Las opciones de mitigación

están disponibles en todos los sectores importantes. Existen varias opciones de mitigación las cuales están disponibles en todos los sectores importantes y puede ser más rentable si se utiliza un enfoque integrado que combine medidas para reducir el uso de la energía y la intensidad de los GEI en los sectores de uso final, descarbonizar el suministro de energía y reducir las emisiones netas (IPCC, 2015).

Según el economista ambiental Joachim Weimann, los recursos y acciones políticas debiesen destinarse, primeramente, a la reducción de CO_2 por medio del uso eficiente de los recursos energéticos y por consiguiente, dirigir la implementación de energías renovables (ACEE, 2016).

Ahora bien, el aumento gradual de las energías renovables es esencial para cumplir las metas climáticas sin reducir el bienestar y la desaceleración del crecimiento económico, según el reporte de IRENA (2015), se revela que si se duplica la cuota de fuentes renovables en el balance de energía secundaria del 18 %, en 2010, al 36 % al 2030 y además de realizar mejoras significativas en la eficiencia energética, se limitaría el aumento de la temperatura global a menos de 2 [°C].

En Chile, se dieron los primeros pasos para abordar la problemática del cambio climático desde un marco general a nivel nacional a través del Plan de Acción Nacional de Cambio Climático 2008 - 2012 (PANCC I) y ahora como actualización, se crea su sucesor PANCC 2017 - 2022, el cual es un instrumento de política pública que busca dar coherencia a la iniciativas que se generen en los diversos sectores y niveles del gobierno, promoviendo una economía baja en carbono y fortaleciendo la resiliencia a nivel local y nacional, lo que permitirá avanzar a nivel país en términos de calidad de vida. El PANCC II se compone de cuatro ejes de acción, y sus principales objetivos son los siguientes (Ministerio de Medio Ambiente, 2015):

1. Adaptación:

- Consolidar y mantener una red nacional de estaciones de monitoreo de variables meteorológicas, para hacer seguimiento del clima y alimentar los modelos de escenarios climáticos.
- Elaborar e implementar un plan específico de adaptación para cada sector de la economía del país, desarrollado con las instituciones relacionadas, para reducir la vulnerabilidad y aumentar la capacidad de adaptación del sector involucrado.

2. Mitigación:

- Preparar la contribución de Chile en el acuerdo de París sobre la reducción de la intensidad de emisiones de GEI en un 30 % para el año 2030 respecto del 2007 y realizar un manejo sustentable y de recuperación de 10.000 hectáreas de bosque para capturas y disminuciones de GEI en alrededor de 600.000 [tCO_2eq]³ anuales a partir del 2030.
- Impulsar y promover el desarrollo de nuevas acciones de mitigación, así como potenciar y visibi-

³ tCO_2eq : Toneladas de Dióxido de Carbono equivalente

lizar aquellas medidas ya existentes en los distintos sectores, para que puedan ser implementadas consiguiendo una reducción efectiva de emisiones de GEI.

3. Medios de Implementación:

- Implementar el Programa Nacional de Educación de cambio climático incorporando esta temática en los niños desde la edad temprana y sus familias lo que facilita el proceso de adaptación al cambio climático y generar cursos de educación formal en la Educación Superior.
- Elaborar un proyecto de Ley para fortalecer la institucionalidad para abordar el cambio climático.

4. Gestión del Cambio Climático a nivel regional y comunal:

- Fortalecer Sistema de certificación ambiental Municipal (SCAM) el cual presenta gran potencial para que los municipios integren el cambio climático en su gestión.
- Desarrollar programas de capacitación y difusión para promover y replicar experiencias que hayan sido exitosas desde una comunidad local a otra, de modo de incentivar la participación y la gestión local.

3.3. ERNC: Energías Renovables No Convencionales

Las energías renovables son las que se encuentran en la naturaleza y que se caracterizan principalmente porque en sus procesos de transformación y aprovechamiento en energía útil no se consumen ni se agotan en una escala humana. Estas fuentes de energías comprenden a la hidráulica, solar, eólica y la de los océanos. Además, a partir de la forma de explotación, se tiene a la energía geotérmica, los biocombustibles y la que proviene de la biomasa ([Ministerio de Energía, 2016](#)).

Las energías renovables se clasifican en dos grupos:

- Convencionales
- No Convencionales

Según sea el grado de desarrollo de las tecnologías para su aprovechamiento y penetración en los mercados energéticos que presenten. En Chile, se define como fuentes de ERNC a la solar, eólica, biomasa, biogás, la de los océanos y la pequeña hidroeléctrica que generen hasta 20 [MW], pues si excede esta capacidad se clasifica dentro del grupo de las convencionales ([Ministerio de Energía, 2016](#)).

3.3.1. Energía Solar

En estricto rigor, las energías renovables como eólica, mareomotriz, biomasa, se sustentan indirectamente de la radiación proveniente del sol. Ahora bien, de manera específica, la energía solar puede aprovecharse directamente con el uso de la luz y calor mediante procedimientos técnicos, así como para la generación de electricidad o calentamiento de agua sanitaria (ENDESA, 2006).

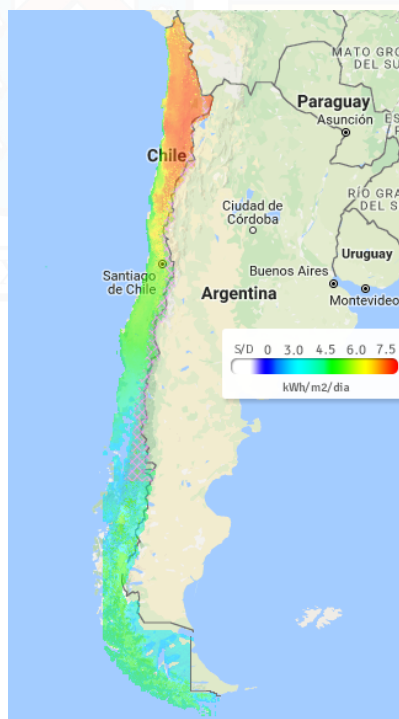


Figura 3.9: Mapa de Radiación Solar de Chile.
(Fuente: Ministerio de Energía (2017b))

El nivel de radiación solar que existe en el territorio nacional está dada por la Figura 3.9, donde es posible notar que a medida que se recorre el territorio hacia el polo sur, la radiación va disminuyendo, lo que se debe a factores como altura, nubosidad, humedad, etc.

A mayo de 2017 la energía solar es la mayor ERNC con una capacidad de generación eléctrica neta instalada equivalente a 1.535,7 [MW]. Como se aprecia en la Figura 3.10, del total, el 85,9 % se concentra en las regiones de Antofagasta (31,6 %) y Atacama (54,3 %), esto se debe puesto que en la zona norte existe un alto potencial de instalación de sistemas solares térmicos y fotovoltaicos. Particularmente, el Desierto de Atacama, con $275 [MW/km^2]$, posee el nivel más alto de irradiancia⁴ en el mundo (Woodhouse y Meisen, 2011). Cabe destacar que la tercera región con mayor capacidad instalada corresponde a la región Metropolitana con el 7,3 % del total (CNE, 2017).

⁴Irradiancia: Magnitud representada por el cociente entre potencia y área que recibe la radiación. Permite conocer cuánta energía incide sobre un área en un tiempo determinado.

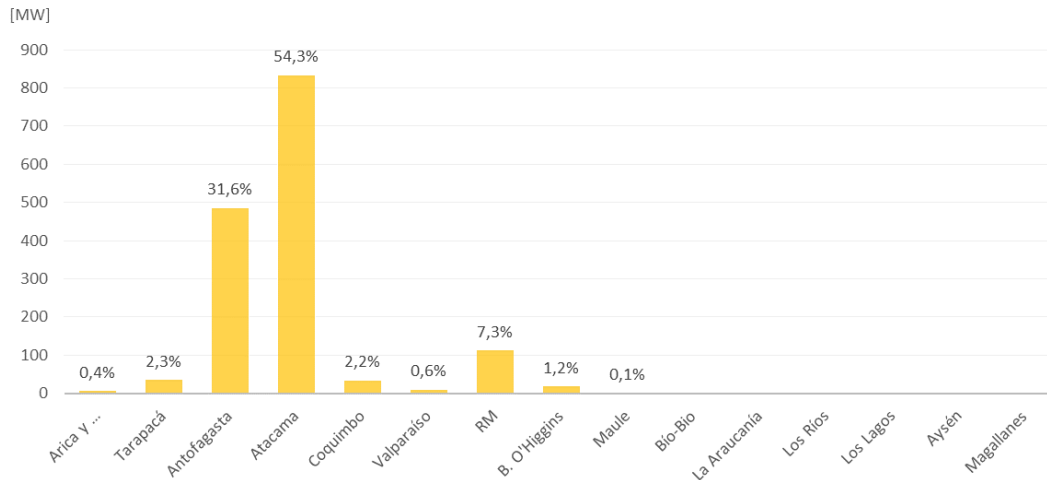


Figura 3.10: Distribución, por región de Chile, de la capacidad de generación eléctrica neta instalada con energía solar a mayo 2017.

(Fuente: CNE (2017))

3.3.1.1. Sistema Solar Fotovoltaico

Consiste en la conversión directa de la radiación solar en electricidad, pudiendo ser utilizada en forma directa o bien, ser almacenada mediante baterías para su posterior consumo durante la noche. El sistema fotovoltaico está formado por un conjunto de dispositivos, estos son: células solares que captan la luz del día y la transforman en energía eléctrica, un acumulador de energía, un regulador de carga para evitar sobrecargas y sobredescargas profundas en el acumulador, y un sistema de adaptación de corriente dada las condiciones de demanda. Una de las principales ventajas de esta tecnología, es la autonomía eléctrica que ofrece, pues las viviendas pueden tener un suministro propio de energía eléctrica. En cuanto a las desventajas, la oscilación de la radiación solar es un factor a considerar, el cual depende del clima, hora y época del año. Además, es indispensable crear capacidad de almacenamiento, ya sea, para generación de energía eléctrica como térmica (ENDESA, 2006).

Es importante la posición de los módulos fotovoltaicos, los cuales deben ser inclinados y orientados para maximizar la captación de radiación solar, pues cuanto más luz reciba una celda, más será la potencia de corriente eléctrica generada, por tanto, para aumentar dicha potencia, se conectan varias celdas formando un panel solar, y así una instalación conjunta de estos. La potencia máxima de una instalación, en teoría es ilimitada, sin embargo, en la práctica depende de varios factores como:

- Radiación solar del lugar
- Superficie disponible para la instalación
- Demanda de energía eléctrica del usuario

Se distinguen tres principales tipos de paneles solares fotovoltaicos basados en sus celdas, estas son: monocristalinas, policristalinas y amorfas o película fina ([TRITEC Intervento, 2017](#)).

- **Monocristalinas:** Bajo las condiciones óptimas STC, son los que poseen mayor tasa de eficiencia, la cual fluctúa entre el 17 % y 20 %. Además, ofrecen mayor potencia de salida, por tanto requieren un espacio menor comparado a otras tecnologías. Tiene mejor desempeño que otros tipos de módulos en condiciones de radiación difusa.
- **Policristalinas:** Estos paneles presentan un rendimiento comercial que oscila entre 13 % y 15 %. Si bien es cierto, su eficiencia es menor que los de tipo monocristalinos, estos poseen una mejor tolerancia a altas temperaturas.
- **Película fina:** Estos consiguen un rendimiento comercial entre 7 % y 9 %.

3.3.1.2. Sistema Solar Térmico

Consiste en la conversión directa de la radiación solar en energía térmica, y puede ser utilizada a pequeña escala para conseguir agua caliente sanitaria (ACS) y calefacción. El sistema solar térmico está conformado por cuatro elementos: un colector que capta la radiación, un subsistema de almacenamiento, un sistema de transporte de energía tales como tuberías, bombas, intercambiadores, y un sistema de utilización de la energía solar captada. El sistema de captación es el principal elemento de un Sistema Solar Térmico (SST), existen diferentes tipos de captadores que se pueden clasificar según el aprovechamiento térmico: baja, media y alta temperatura. Los de baja temperatura no superan los 80 [°C] y su principal aplicación es la obtención de ACS y agua o aire caliente para calefacción de viviendas. La de media temperatura proporciona un rango de 80 [°C] a 250 [°C], empleada para procesos industriales como producción de vapor y energía eléctrica a pequeña escala, entre otras. Por último, la de alta temperatura se utiliza para rangos superiores a los 250 [°C], aplicada, fundamentalmente, para la generación de electricidad a gran escala ([ATECOS, 2016](#)).

Dentro de la categoría de baja temperatura se encuentran dos principales tecnologías:

- **Captador solar plano con cubierta:** Este dispositivo cuenta con un aprovechamiento de temperatura de alrededor de los 60 [°C]. Consiste en una caja térmicamente aislada con una cubierta de vidrio de manera que el calor captado no retorne al exterior, consecuentemente, esta energía es recogida por una placa metálica la transmite el calor a unos conductos por lo que circula el fluido caloportador.
- **Captador solar con tubos de vacío:** A diferencia del colector plano, este dispositivo permite un mayor aprovechamiento térmico alcanzando temperaturas de más de 100 [°C], pues al poseer cámaras cilíndricas, la radiación solar es perpendicular a la superficie la mayor parte del día. Debido a que se encuentra aislado por el vacío, las pérdidas térmicas por convección son minimizadas permitiendo alcanzar una mayor eficiencia.

Al igual que los paneles fotovoltaicos, es importante que su instalación sea debidamente inclinada y orientada para aprovechar la máxima energía solar.

3.3.2. Energía Eólica: Aerogenerador

Dada la radiación solar se originan las diferencias de temperatura del aire y de presiones atmosféricas, ocasionando el movimiento de las masas del aire, es decir, el viento. La energía eólica puede ser transformada en energía mecánica y eléctrica. El viento es un fenómeno que se presenta en casi todas las zonas del planeta, sin embargo, existe una variabilidad en la intensidad y regularidad. La principal ventaja es que existe un suministro de energía potencialmente infinita, sin embargo, se requiere una velocidad de viento constante. En cuanto al impacto ambiental, los parques eólicos afectan las condiciones del entorno biológico como la incidencia sobre la población de aves migratorias, entorno social como el impacto visual y la contaminación acústica (ENDESA, 2006).

A partir del mapa eólico (Figura 3.11), a grandes rasgos, se tiene que la velocidad del viento en la zona Norte es menor que en la zona Sur, además, se observa un gradiente entre zonas Oeste y Este, y en las fronteras hay una mayor velocidad promedio que en el centro. Ahora bien, existe una amplia selección de localizaciones que son ideales para el aprovechamiento de esta energía, estas zonas incluyen al norte de Chile a lo largo de la costa y varios valles en las regiones IV, VII, VIII, XI y XII, áreas específicas que contienen a la costa de Atacama, Coquimbo, Maule, Calama y el altiplano en Antofagasta (Woodhouse y Meisen, 2011).

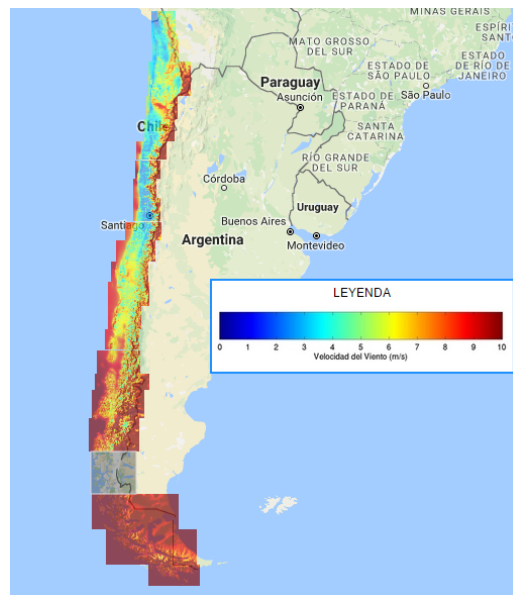


Figura 3.11: Mapa de Recurso Eólico de Chile a 95 metros de altura.
(Fuente: Ministerio de Energía (2017a))

A mayo de 2017 la energía eólica es la segunda mayor ERNC con una capacidad de generación eléctrica neta instalada equivalente a 1.230,0 [MW] (CNE, 2017), de esta el 80,5 % se concentra centrales ubicadas en tres regiones del norte: Antofagasta (15,2 %), Atacama (15,7 %) y Coquimbo (49,6 %), por la zona sur del país se encuentran principalmente las regiones del Bío-Bío (7,4 %) y de la Araucanía (7,2 %), lo cual es consistente con la velocidad del viento del mapa eólico de la Figura 3.11.

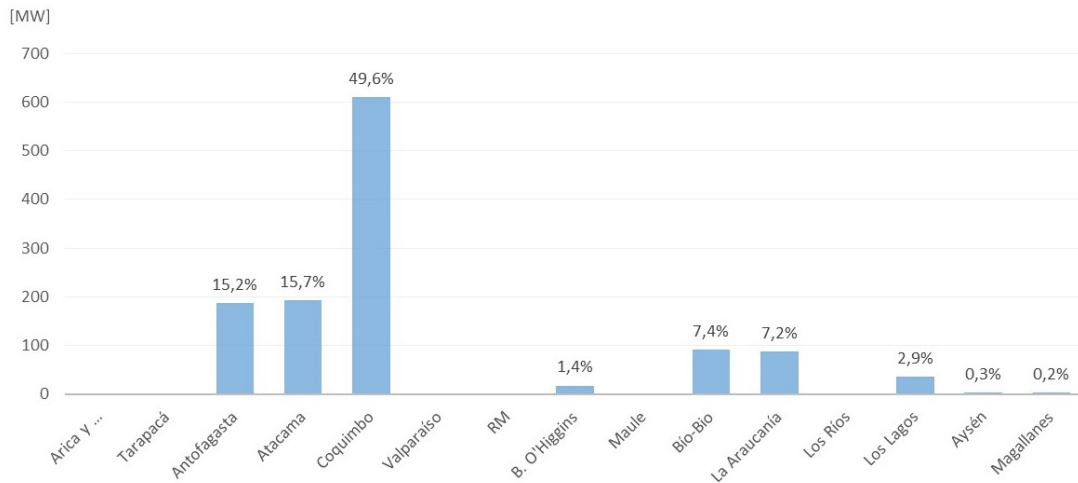


Figura 3.12: Distribución, por región de Chile, de la capacidad de generación eléctrica neta instalada con energía eólica a mayo 2017.

(Fuente: CNE (2017))

Los Aerogeneradores son los dispositivos que convierten la energía cinética del viento en energía eléctrica. Sus principales componentes son: las palas que permiten realizar el giro, un rotor que está unido al eje principal para la transmisión del giro, un multiplicador eleva la velocidad de giro, un generador que produce la electricidad, sistema de giro y angulación para el máximo aprovechamiento del viento y un sistema de refrigeración para evacuar el calor del generador (Opex Energy, 2016).

La velocidad del viento es un factor importante en el diseño de estos dispositivos, pues se requiere una velocidad mínima para el giro de las palas la cual es de unos 3,5 [m/s] y además existe una velocidad de corte de 25 [m/s] cuando hay vientos muy fuertes, donde las palas se colocan en bandera y el aerogenerador se frena evitando tensiones excesivas. Se alcanza una máxima potencia a los 11 [m/s] (Acciona, 2016).

3.3.3. Energía Geotérmica: Bomba de Calor

A diferencia de la mayoría de las energías renovables, no se origina a partir de la radiación solar, sino que proviene del interior de la Tierra, es una energía que se encuentra almacenada en forma de calor bajo la superficie terrestre, y mediante diferentes equipamientos esta energía puede ser utilizada, según las características y magnitud calórica, para la generación de electricidad, suministro de ACS, climatización,

entre otros.

La energía geotérmica es más accesible en la superficie de la tierra cerca de áreas con alta actividad volcánica y fallas geológicas. Es por esto que Chile, encontrándose dentro del Cinturón de Fuego del Pacífico⁵ y con 90 volcanes activos, es considerado como una de las regiones con mayor actividad volcánica en el mundo. Además, posee un alto gradiente geotérmico, es decir, la temperatura aumenta rápidamente a poca profundidad, existiendo un gran potencial de esta energía renovable en el país (Emol, 2016). La ventaja más importante de esta energía es que su recurso es inagotable y además, se encuentra disponible en todo el mundo, al menos para su utilización térmica. No obstante, uno de los inconvenientes es que las zonas con mayor potencial de recursos geotérmicos se encuentran limitados a ciertas áreas del mundo.

A mayo de 2017 la energía geotérmica es la ERNC con menor presencia en el país, con una capacidad de generación eléctrica neta instalada equivalente a 24 [MW]⁶ (CNE, 2017) esta corresponde a la primera planta de generación en el país y Sudamérica ubicada en la región de Antofagasta (El Mostrador, 2017).

La bomba de calor es un dispositivo eléctrico que permite el intercambio de calor desde una fuente a otra, cambiando el sentido de circulación del fluido operativo, por tanto, proporciona calor y frío lo que permite una climatización adecuada según los requerimientos del consumidor. La elección del método de captación de recursos geotérmicos de baja entalpía depende del entorno de la instalación geotérmica como condiciones climáticas, terreno disponible, hidrología, etc. Es por esto, que existen tres tipos de captación (Grupo Visiona, 2016):

- Captación vertical: La sonda geotérmica se instala mediante perforaciones desde 60 a 200 metros de profundidad. Esta configuración está formada por un circuito cerrado por el que circula el fluido operativo desde la fuente a la bomba geotérmica y viceversa. Requiere de poco espacio y la superficie superior puede ser utilizada para edificaciones.
- Captación horizontal: Es un colector compuesto de varios circuitos en forma de serpentín el cual es enterrado a una profundidad de entre 80 y 160 [cm] y se acopla al nivel térmico dadas las condiciones climatológicas predominantes en la superficie. Implica una menor inversión económica que las sondas, sin embargo, posee una menor eficiencia debido a la baja profundidad. Cabe destacar, que al estar el colector ubicado a una baja profundidad, la superficie no puede ser utilizada para edificaciones.
- Captación geotérmica abierta: Un colector abierto con dos tomas de agua, una que bombea agua de un acuífero y otra que la reinyecta. Vale destacar, que el agua no es para consumo, sino que su utilización está destinada a sus características térmicas.

⁵Cinturón de Fuego del Pacífico: Línea de fallas con mayor actividad volcánica y actividad sísmica

⁶La central Cerro Pabellón cuenta con dos unidades de potencia de 24 [MW] cada una, sin embargo, en el informe de la Comisión Nacional de Energía a mayo de 2017 se contabiliza sólo una unidad.

3.3.4. Energía de Biomasa: Caldera de Biomasa

La biomasa es el conjunto de materia orgánica renovable de origen vegetal, animal o procedente de la transformación natural o artificial de la misma. Además puede ser de origen natural, como la leña, o de origen residual, cultivos energéticos o excedentes agrícolas. La radiación solar posee un rol importante pues la producción inicial de biomasa se realiza por medio del proceso de la fotosíntesis, donde los vegetales captan la energía solar y la almacenan en las moléculas orgánicas que forman su biomasa (ENDESA, 2006).

Si bien es cierto, existen tecnologías que transforman la biomasa en otros combustibles, la aplicación más común es la combustión directa para transformar a energía térmica, suministrando ACS y calefacción en el sector residencial, y eléctrica a nivel industrial. Las ventajas de esta ERNC es que además de existir en forma abundante, prácticamente cada país tiene acceso a la utilización de este recurso, y facilita la eliminación de residuos. No obstante, la quema de biomasa puede dar lugar a la contaminación del aire (ENDESA, 2006).

En Chile existe una alta utilización de la biomasa, principalmente proviene de la leña (Ministerio de Energía, 2014), es por esto, que se ha construido un explorador de bioenergía forestal (Ministerio de Agricultura, 2017) de manera de contribuir al fomento de este recurso, en donde se especifica que desde la Región de Coquimbo hasta la Región de Aysén y contemplando matorrales, praderas y terrenos de uso agrícola, la superficie potencialmente disponible para establecer plantaciones orientadas a producir biomasa con fines energéticos es de 2 millones de hectáreas.



Figura 3.13: Mapa Biomasa anual de Bosque Nativo de Chile.
(Fuente: Ministerio de Agricultura (2017))

A mayo de 2017 la capacidad de generación eléctrica neta instalada por bioenergía asciende a 459,2 [MW], como se muestra en la Figura 3.14 esta se categoriza en biomasa (410,3 [MW]) y biogás (49,9 [MW]),

de esta última la región Metropolitana contiene el 85,7 % de generación sólo por biogás. En cuanto a la biomasa el 87,7 % se concentra en las regiones del Bío-Bío (54,0 %), de la Araucanía (18,8 %) y de los Ríos (14,9 %) lo cual es consistente con la ubicación del recurso forestal en la zona sur del país.

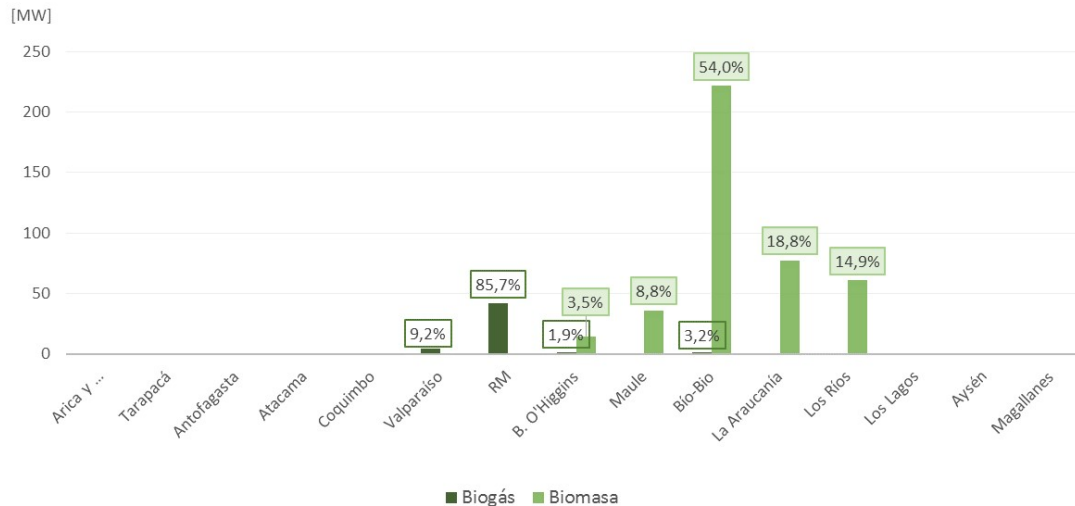


Figura 3.14: Distribución, por región de Chile, de la capacidad de generación eléctrica neta instalada con bioenergía a mayo 2017.
(Fuente: CNE (2017))

La caldera de biomasa consiste en la quema de biomasa, comúnmente pellets, leña y astillas, de manera que el calor generado pueda ser utilizado, en pequeña escala, para el suministro de ACS, calefacción por suelo radiante, climatización de piscinas, etc. (Bioenergy, 2016). La instalación de una caldera de biomasa requiere principalmente de los siguientes componentes: una caldera que está en función del combustible a utilizar, un silo para almacenar la biomasa, un sistema de alimentación si es que lo requiere, depósito de inercia para almacenar la energía producida y un vaso de expansión para absorber el aumento de presión en el circuito de calefacción (Hargassner, 2016).

3.4. Modelo ESCO

3.4.1. Definición

Es un modelo de negocio técnico-financiero, que permite una relación comercial para el desarrollo de todo el espectro de proyectos en materia de Eficiencia Energética y ERNC, el cual es ofrecido por empresas ESCOs (Energy Services Companies) quienes facilitan el acceso al financiamiento para su ejecución. Las ESCOs asumen los riesgos del proyecto y el cliente paga pasivamente la inversión a través de los ahorros generados por la implementación de la medida de Eficiencia Energética o ERNC, las condiciones son

establecidas a través de un Contrato por Desempeño Energético (CDE), este se basa en una relación contractual estable entre la empresa ESCO y el cliente. Desde el comienzo del proyecto la ESCO garantiza ahorros de energía los que se traducen en ahorros económicos que se utilizarán para amortizar las inversiones del equipamiento del proyecto, asumidas inicialmente por ella ([ANESCO Chile, 2014](#)).

Los servicios que ofrece una ESCO son: Estudios de oportunidades de ahorro de energía, evaluaciones de rentabilidad, diseño de soluciones, desarrollo de ingeniería de detalle y construcción, implementación y verificación del cumplimiento de los resultados esperados, apoyo y facilitación para el acceso de financiamiento ([ANESCO Chile, 2014](#)).

3.4.2. Tipos de Modelos de negocios ESCOs

[ANESCO Chile \(2014\)](#) define distintos tipos de modelos de negocios, estos son:

- **Contrato de ahorros compartidos:** La empresa ESCO asume el riesgo de rendimiento al garantizar un ahorro energético, donde el cliente y la ESCO se reparten un porcentaje predeterminado del ahorro de energía. El financiamiento del proyecto queda fuera del balance del cliente, por lo que la empresa ESCO asume el riesgo del crédito.
- **Contrato de ahorros garantizados:** Se garantiza la cantidad de energía ahorrada, siempre y cuando las operaciones del cliente sean las mismas que se pactaron en el contrato, y si los ahorros reales están por debajo de lo garantizado, la ESCO paga la diferencia. En este caso, el cliente asume el riesgo de crédito.
- **Contrato Fast Out:** La empresa ESCO asumen el riesgo de crédito e implementa el proyecto produciendo ahorros en energía los cuales son en forma total y absoluta para la ESCO. Una vez amortizada la inversión, el cliente guarda la instalación.
- **Contrato Chauffage:** La empresa ESCO implementa el proyecto y vende la energía a la parte contratante. La ESCO accede a financiamiento bancario para la instalación de energía, la cual se encuentra en garantía, y el cliente paga directamente al banco.



4 | Metodología

La presente Metodología permite modelar el dimensionado óptimo de un sistema solar mixto dadas las condiciones del Campus San Joaquín y evaluar económicamente escenarios de distinta cobertura de demanda energética, dando pie a la diversificación de la matriz energética con una vista a futuro de Campus Sustentable de la Universidad Técnica Federico Santa María.

4.1. Recopilación de Datos Campus San Joaquín

En esta fase se reúne toda la información relativa a la matriz energética y diferenciación de consumos energéticos del campus. Se toma el estudio previo que ya determina la energía solar como un recurso aprovechable y el de principal interés para la comunidad UTFSM.

4.2. Análisis Técnico

4.2.1. Diagnóstico de Infraestructura del Campus San Joaquín

En esta fase se hace visita al Campus San Joaquín y se revisan los edificios y espacios libres, para posteriormente determinar las áreas disponibles que tengan potencial para una instalación solar. Por otro lado, se revisa la obtención de Agua Caliente Sanitaria.

4.2.2. Estudio de Tecnologías disponibles

Se consideran las distintas tecnologías de la instalación solar para implementar dadas las condiciones de Infraestructura y consumos del Campus.

4.2.3. Estudio de Variables

En esta fase se efectúa estudio técnico para ver las opciones disponibles en el mercado que tendrían opción de aplicación, se analizan cotizaciones, y se determinan factibilidades técnicas y limitaciones.

4.3. Diseño del Modelo de Optimización

4.3.1. Definición Variables a utilizar

Se definen todas las variables, previamente recopiladas, que se utilizarán en el modelo de optimización.

4.3.2. Diseño Función Objetivo

Se define una función que minimice el nivel de inversión de la instalación solar.

4.3.3. Determinación Restricciones del Modelo

Se consideran todas las fórmulas recopiladas, áreas utilizadas por el proyecto, generación de energía, entre otras para el correcto diseño del modelo.

4.4. Formulación de Propuestas

4.4.1. Formulación de Escenarios de distinta Escala

Se utiliza el modelo diseñado y se calculan escenarios de distinta escala de una implementación de baja, mediana y alta cobertura de demanda eléctrica solventada con energía solar. Posteriormente, se define la propuesta de acuerdo al contexto de la Universidad.

4.4.2. Análisis de Financiamiento

Se analizan tres escenarios con distintos modos de financiamiento, luego se define la propuesta del proyecto que se sugiere implementar.

4.4.3. Análisis Energético del Proyecto

De acuerdo al proyecto seleccionado para implementar un sistema de energía solar en Campus San Joaquín, se proyecta la nueva matriz del campus con ERNC incorporada.





5 | Recopilación de Información Campus San Joaquín

5.1. Matriz Energética actual Campus San Joaquín

La matriz energética actual del Campus San Joaquín se compone de cuatro fuentes energéticas: Gas Licuado, Combustible, Petróleo y Electricidad, donde esta última contiene casi el 90 % de la matriz (Figura 5.1).

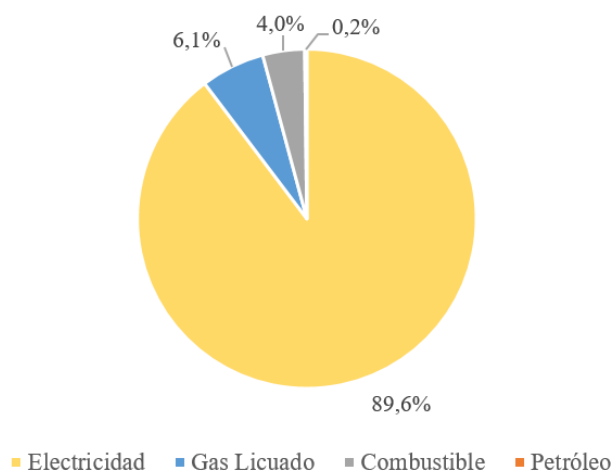


Figura 5.1: Matriz energética de Campus San Joaquín para el año 2016.
(Fuente: [Troncoso \(2017\)](#))

Cabe destacar, que el Petróleo se utiliza para el sistema de *back-up* de generación eléctrica. Al realizar un acercamiento en detalle de la distribución del consumo eléctrico, se tiene la siguiente matriz eléctrica Figura 5.2:

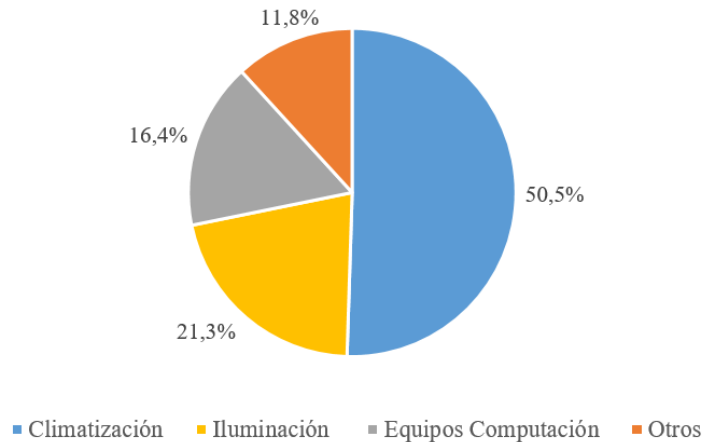


Figura 5.2: Matriz eléctrica en kWh de Campus San Joaquín para el año 2016.
(Fuente: Troncoso (2017))

De la Figura 5.2, se desprende que la climatización explica más de la mitad el nivel de consumo eléctrico, este resultado se condice con el comportamiento del consumo eléctrico anual (ver Subsección 2.2.2, Figura 2.1) pues el sistema de climatización de salas y oficinas es sólo eléctrico, mediante aire acondicionado por split y por conductos centralizados, y estas son activadas con mayor frecuencia cuando la temperatura alcanza los niveles más bajos y más altos, es decir, en invierno y verano.

En base a la matriz energética del Campus, para buscar el ahorro energético y/o económico los esfuerzos e iniciativas deben ser dirigidos hacia el mayor tipo de fuente de consumo, es decir, la electricidad, y así obtener un mayor impacto con la implementación de la medida.

Una de las propuestas generadas en el diagnóstico energético del Campus es realizar una inversión de infraestructura para un programa de implementación de ERNC la cual debe ser enfocada en instalación de energía solar, debido a que las condiciones geográficas permitiría un aprovechamiento de este potencial. Otro tipo de ERNC como biomasa, geotérmica y eólica quedan descartados por su baja factibilidad en el Campus.

5.2. Ubicación geográfica

Por medio de la plataforma del Explorador Solar, se obtienen las coordenadas geográficas de la ubicación del campus San Joaquín, como se muestra en la Tabla 5.1, esta información es de suma importancia pues a partir de este dato se puede conocer la radiación en esta zona.

Tabla 5.1: Características de la ubicación de Campus San Joaquín.

Latitud	33,4905 °S
Longitud	70,6184 °O
Elevación del terreno	560 metros

(Fuente: [Ministerio de Energía \(2017b\)](#))

5.3. Infraestructura

5.3.1. Edificación y Techumbre

El Campus San Joaquín no presenta grandes áreas libres a nivel de suelo, donde además posee una elevada cantidad de alumnos que transitan por las instalaciones, lo que eventualmente descarta la posibilidad de disponer módulos solares en esas zonas. Por otro lado, el Campus se conforma de varios edificios lo que posibilita la utilización de sus respectivas techumbres.

La mayoría de los edificios poseen una techumbre limitada por distintas inclinaciones y orientaciones, además tienen una altura homogénea entre ellas, a excepción del Edificio F, recientemente construido, caracterizado por ser la edificación más alta del Campus ubicándose en ella varias instalaciones como el casino, cafetería, biblioteca, salas de clases, oficinas administrativas, todas las instalaciones que comprenden a DEFIDER (Departamento de Educación Física, Deportes y Recreación), entre otras. Presentando el mayor potencial para la disposición de paneles solares puesto que el resto de las instalaciones no generarán sombras externas sobre este.

A partir de la Figura 5.3, se determina el área total de la techumbre del Edificio F alcanzando los 5.400 [m^2] aproximadamente, además este se conforma por distintos niveles y elementos como lucarnas y terrazas, los cuales deben ser analizados para obtener el área disponible para una posible instalación solar.

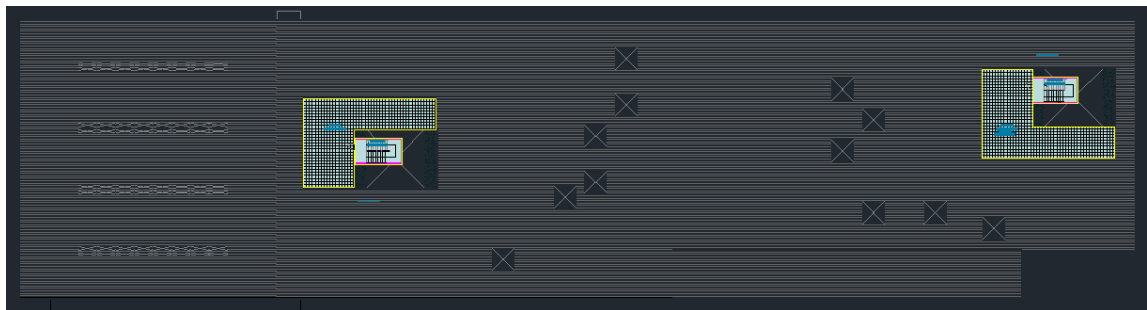


Figura 5.3: Plano vista de planta de la azotea del Edificio F del Campus San Joaquín.
(Fuente: Departamento Mantenimiento e Infraestructura Campus San Joaquín)

También se puede verificar en la Figura 5.3 que la techumbre posee una variada cantidad de lucarnas y dos terrazas, en donde se encuentran los equipos de enfriamiento. Cabe destacar que el grupo de lucarnas ubicadas a la izquierda de la figura no se construyeron, habilitando una mayor superficie para la instalación solar.

5.3.2. Generación de ACS

La producción de ACS del Campus se obtiene a partir de la electricidad por medio de termos eléctricos y su consumo es destinado para duchas y servicio del casino, es decir, cocina y limpieza. Respecto a las duchas, el Campus comprende un total de cinco camarines, dos de ellos se ubican en el Edificio F y tres en el Edificio B, y por lo variados puntos de consumos cada camarín se encuentra dotado por un termo eléctrico.

Como se menciona en la Subsección anterior, el casino también se ubica en el Edificio F lo que apunta a un gran potencial para una instalación solar, ya que, los distintos puntos de consumo se distribuyen en sus propias instalaciones y próximas a él.

Dado que la generación de ACS se basa en el uso de la electricidad este campo también puede incluirse en el análisis de sustitución de esta fuente energética por energía solar.

6 | Análisis Técnico

6.1. Diagnóstico de Infraestructura

6.1.1. Localización Instalación Solar

Tanto los sistemas solares fotovoltaicos como térmicos deben instalarse en ubicaciones de modo que se tenga la certeza de que consigan una radiación directa hacia los módulos. Por lo tanto, estos tipos de instalaciones requieren de un espacio abierto en donde no existan obstáculos que puedan alterar el rendimiento al producir sombras en el transcurso del día.

Siendo el Edificio F con mayor potencial para una instalación solar, en la Tabla 6.1 se obtienen los datos más relevantes de la edificación.

Tabla 6.1: Características principales del edificio más favorable para una instalación solar en Campus San Joaquín.

Edificio F	
N° Pisos	5 pisos
Altura	20 [m]
Orientación	18° Noroeste
Área Techumbre	5.400 [m^2]

(Fuente: Elaboración Propia en base a Planos Campus San Joaquín.)

6.1.2. Área Disponible

Al localizar una instalación solar en el Edificio F se elimina la presencia de sombras externas, es decir, las que son producidas por elementos que no son propios de la edificación, como árboles, edificaciones cercanas y otros. No obstante, el área real de la techumbre debe ser acotada debido a elementos que son parte del techo o están sobre él como los muros o equipos de enfriamiento, estos elementos generan sombras internas.

A continuación en la Figura 6.1 se muestra la vista de planta de la azotea del Edificio F.

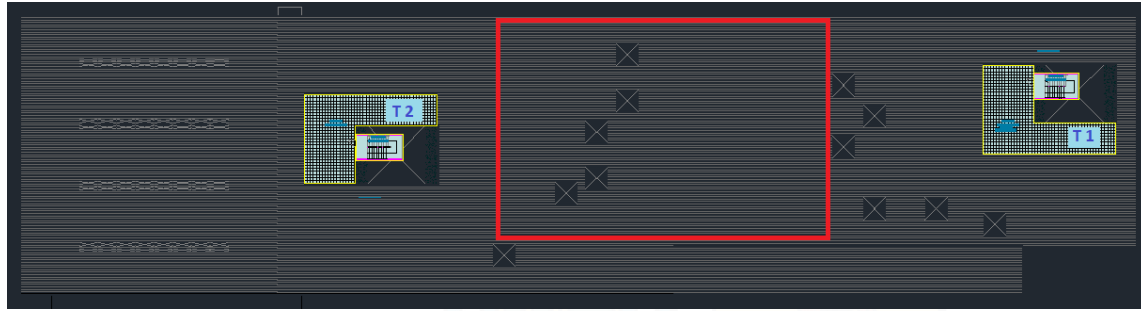


Figura 6.1: Plano vista de planta de la azotea del Edificio F del Campus San Joaquín. Área roja delimitada como área disponible para instalación solar.

(Fuente: Elaboración Propia a partir de plano entregado por Departamento Mantenimiento e Infraestructura Campus San Joaquín)

Más allá del espacio que ocupan las lucarnas y terrazas por separado, lo que toma mayor relevancia es la configuración que poseen en el techo, por ejemplo como se ve a la derecha de la Figura 6.1 donde se encuentran las lucarnas y la terraza 1 (T1) no se considera como parte del área disponible, puesto que imposibilita una instalación homogénea de filas de paneles.

En consecuencia, el área disponible a considerar corresponde al sector central del edificio, entre las terrazas T1 y T2, con un valor de $1.160 [m^2]$ donde se cuenta con un área abierta y alejada de elementos internos.

6.2. Estudio de tecnologías disponibles

Dada la recopilación de los datos del Campus San Joaquín, el aprovechamiento del recurso solar es posible a través de una instalación en la azotea del Edificio F.

La energía solar permite dos tipos de tecnologías que pueden ser aprovechadas en la infraestructura del Campus, estas son: solar fotovoltaica, la cual permite la generación directa de electricidad; y la solar térmica, que consiste en el calentamiento de agua sanitaria, apuntando también a la generación eléctrica dado que particularmente la producción de ACS en este Campus se logra a través del mismo medio.

Como estas dos tecnologías apuntan directamente al consumo eléctrico, el aporte en kWh que generen ambas se puede comparar en un mismo nivel lo que facilita la toma de decisión en cuanto a una instalación solar mixta, sólo fotovoltaica o sólo térmica.

6.3. Estudio de Variables para Sistema Solar Fotovoltaico

6.3.1. Tipo

Los módulos monocristalinos y policristalinos son los más comercializados, sin embargo, ya que en el edificio hay una gran disponibilidad de superficie para instalación de módulos, se puede optar por los policristalinos que tienen menor eficiencia pero son menos costosas que las monocristalinas. En la Tabla 6.2 se muestran la información relevante que se analizará posteriormente en la Subsección 6.3.3.

Tabla 6.2: Principales características técnicas del módulo solar fotovoltaico de celdas policristalinas que se va evaluar en modelo.

Potencia Peak Módulo W_p	250	[W]
Largo Módulo	1,65	[m]
Ancho Módulo	0,991	[m]

(Fuente: Elaboración Propia en base a datos de A&B Ingeniería Ltda.)

6.3.2. Inclinación y Orientación

El criterio que tiene mejor captación de radiación es el de una inclinación variable de al menos cuatro veces en el año, para este tipo de proyecto es poco viable realizar los ajustes manualmente debido a que la demanda eléctrica es elevada, lo que implica mayor cantidad de módulos instalados para satisfacer un consumo dado. Es por esto que el ángulo de inclinación que se determina es fijo en el tiempo, el cual corresponde al criterio de la latitud, el cual es el más adecuado para consumos constantes durante el año. Por tanto, el ángulo óptimo es de $\beta_{optimo} = 33^\circ$.

Como criterio general, la orientación óptima de los módulos solares es el norte geográfico, es decir, acimut cero, esto se debe a que la localización de la instalación debe apuntar al ecuador pues es ahí donde existe la radiación más directa. Sin embargo, las desviaciones incluso de hasta $\pm 45^\circ$ respecto al norte no afectan significativamente a las prestaciones de la instalación. Por lo tanto, la orientación corresponde a los grados de desviación que presenta el edificio, es decir, -18° .

6.3.3. Distancia

Si bien es cierto, la inclinación de los módulos produce un aumento en la captación de energía, esto también conlleva un aumento en la superficie requerida, puesto que generan más áreas de sombras. Para evitar que disminuya el rendimiento del sistema los módulos se deben separar a una cierta distancia de manera que la sombra proyectada alcance como máximo el borde inferior del marco de la fila siguiente de módulos.

La elevación solar varía durante el año, lo que produce que las proyecciones de sombra también lo hagan. Por tanto, a menor altura solar, es decir, en invierno, más alargada es la sombra proyectada.

En el siguiente recuadro se tiene la carta solar correspondiente a la ubicación del campus:

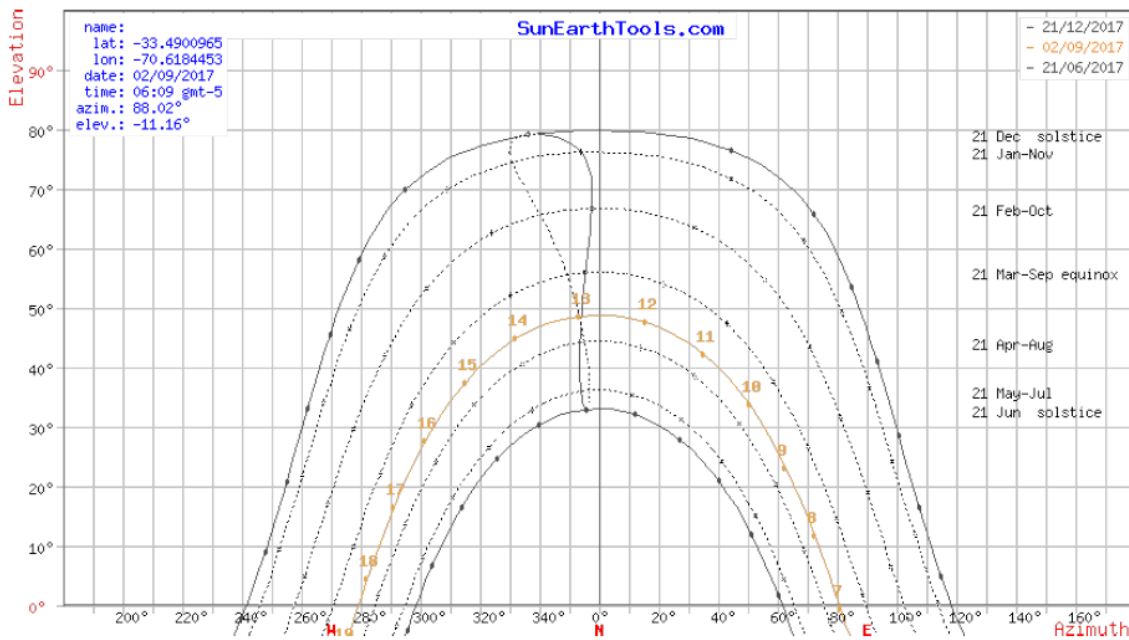


Figura 6.2: Carta Solar para una latitud de -33.4905 y longitud -70.6184.
(Fuente: Sun Earth Tools (2017))

De la Figura 6.2 se tiene que la elevación solar mínima ocurre en el solsticio invierno del 21 de junio con un ángulo de 33°. Dado que en invierno ocurre la mayor proyección de sombra, la distancia queda determinada por esta elevación solar, entonces la separación mínima entre las filas de módulos se obtiene a partir de la Ecuación 6.1:

$$d_{min} = L \left(\cos \beta_{opt} + \frac{\sin \beta_{opt}}{\tan \delta_{min}} \right), \quad (6.1)$$

donde L corresponde a la longitud del módulo, δ_{min} ángulo mínimo de elevación solar y β ángulo de

inclinación de los módulos. Por consiguiente, reemplazando las dimensiones del panel fotovoltaico (Tabla 6.2) en la Ecuación 6.1, la mínima separación entre las filas fotovoltaicas es de: $d_{min_{FV}} = 2,77 [m]$.

6.3.4. Radiación

A partir del reporte proveniente del explorador solar, en la Tabla 6.3 se obtiene la radiación incidente en un plano inclinado equivalente a la latitud.

Tabla 6.3: Promedio mensual de la insolación diaria en unidades de $[kWh/m^2/día]$ para un plano inclinado igual a la latitud.

Ene	Fen	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
7,18	7,1	6,56	5,31	3,93	3,53	3,56	4,05	5,15	5,87	6,74	7,13

(Fuente: [Ministerio de Energía \(2017c\)](#))

6.3.5. Generación

La capacidad de generación de una instalación fotovoltaica va a depender directamente del nivel de radiación incidente en las celdas y la potencia peak de las mismas, esta se obtiene a partir de la Ecuación 6.2:

$$G_{panel} = 0,9 \cdot HSP_{min} \cdot Wp, \quad (6.2)$$

donde HSP es la Hora Solar Peak y Wp es la potencia peak del módulo. La HSP es la unidad encargada de medir la irradiación solar y se define como el tiempo, en horas, de una hipotética irradiancia solar constante de $1.000 [W/m^2]$. Puesto que la radiación es variable durante el año, para el dimensionado de la instalación se utiliza el HSP del mes más desfavorable siendo en este caso el mes de Junio (ver Tabla 6.3), de manera que se asegure un abastecimiento de energía definido previamente.

$$HSP_{min} = 5,3 [h] \quad (6.3)$$

Dado que la demanda de energía eléctrica anual configura un sistema mediano, se debe evaluar por kit fotovoltaico, en donde la generación de este paquete viene dado por la cantidad de módulos que incluye. Luego, la generación de un kit de q módulos fotovoltaicos se expresa como la siguiente Ecuación 6.4:

$$G_{kit} = q \cdot G_{panel} \quad (6.4)$$

6.3.6. Costos

Para este estudio, se evalúa un kit fotovoltaico monofásico con un inversor de potencia de 5 [kW] y 20 módulos de 250 [W] dispuestos en dos soportes de 10 paneles, de manera que se aproveche al máximo la adquisición de la estructura de montaje y potencia del inversor. En la Tabla 6.4 se tiene la estructura de costos del kit a estudiar:

Tabla 6.4: Estructura del costo total asociado a la instalación de un kit de 20 paneles solares fotovoltaicos policristalinos de 250 Wp. Valores medidos en CLP.

Ítem	Precio
Equipos FV 5kW	\$ 3.093.600
Estructura Soporte FV	\$ 543.840
Cables Eléctricos y terminales	\$ 486.480
Tramitación e Inscripción SEC, TE4	\$ 300.000
Subtotal	\$ 4.423.920
M.O. / traslado	\$ 1.085.688
Total Neto	\$ 5.509.608
IVA	\$ 1.046.825
TOTAL	\$ 6.556.433

(Fuente: Elaboración Propia en base a cotización de A&B Ingeniería Ltda.)

Según la Tabla 6.4 se puede observar que el Equipo FV es el mayor costo, pues están incluidos los 20 paneles y el inversor, elementos más importantes en la instalación fotovoltaica. En resumen, el costo total asociado a la instalación de un kit fotovoltaico de 5 [kW] corresponde a 6.556.433 CLP.

6.4. Estudio de Variables para Sistema Solar Térmico

6.4.1. Consumo ACS para duchas

Los proyectos de energía solar térmica de baja temperatura permiten principalmente la generación de ACS, por tanto, para lograr estimar el tamaño del proyecto es necesario conocer la demanda de la misma.

El uso de ACS para duchas cuenta con un total de cinco camarines, estas instalaciones se encuentran abiertas desde las 8 hasta las 22 horas del día, de lunes a viernes.

El programa del actual semestre se divide principalmente entre dos tipos de actividades: Educación Física, asignatura obligatoria destinada para los alumnos de primer año; y Talleres deportivos, como Fútbol, Voley, Balonmano, Taekwondo, Tenis de Mesa, Entrenamiento Funcional, entre otros, los cuales son optativos para el estudiantado. La distribución promedio se muestra en la Tabla 6.5.

Tabla 6.5: Cantidad promedio de alumnos que asisten por programa. Los Talleres Deportivos incluyen además los partidos que fueron programados para el segundo semestre de 2017.

	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes
Educación Física	160	120	120	120	140
Talleres Deportivos	116	170	54	101	29
Total	276	290	174	221	169
Media diaria total	226				

(Fuente: Elaboración Propia en base a datos entregados por Secretaría DEFIDER Campus San Joaquín)

Paralelamente, se determina el caudal de agua de salida proveniente de diferentes duchas resultando un flujo promedio de 11 [*L/min*], y si además se estima que las duchas tienen una duración de promedio de 5 [min], se consigue un total de 55 [*L/persona*]. Ahora bien, dado que el agua dentro de los termos eléctricos se encuentra a una elevada temperatura, se requiere de una mezcla con agua fría para lograr una temperatura segura para el baño. En la Tabla 6.6 se muestra la proporción de la mezcla para una salida de 39 [°C]:

Tabla 6.6: Detalle de la mezcla para la obtención del agua de salida en punto de consumo en Campus San Joaquín para una ducha de 5 minutos de duración.

	Fracción Mezcla	Temperatura [°C]	Litros Agua
Agua de Red	45 %	14	25
ACS	55 %	60	30
Total Agua de salida		39	55

(Fuente: Elaboración Propia)

De la Tabla 6.6 se desprende que para conseguir una ducha de 5 minutos a 39 [°C] de temperatura, se necesitan 30 [L] de ACS. Por lo tanto, para un total de 226 estudiantes por día, se tiene un consumo diario de 6.837 [*L/día*] de ACS.

Luego, la demanda energética para la producción de ACS a 60 [°C] está representada por la Ecuación 6.5.

$$DE_{ACS}(T_d) = Q \cdot C_p \cdot \rho \cdot (T_d - T_{red}), \quad (6.5)$$

donde Q representa el caudal de consumo de agua caliente, C_p calor específico, ρ densidad del agua, T_{red} y T_d son las temperaturas de agua de red y deseada de agua caliente, respectivamente.

La temperatura del agua de red en la comuna de San Joaquín se muestra en la Tabla 6.7, obteniendo una media anual de 14 [°C].

Tabla 6.7: Temperatura media de Agua de Red en [°C] para la comuna de San Joaquín.

Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Media Anual
17,5	16,0	16,0	14,0	12,0	11,0	11,0	11,5	12,5	14,5	15,5	16,5	14,0

(Fuente: CDT y CChC (2010))

Luego reemplazando en la expresión 6.5, se tiene la demanda energética de ACS a 60 [°C] en Ecuación 6.6:

$$DE_{ACS}(60) = 7315 [kWh/mes] \quad (6.6)$$

6.4.2. Generación ACS para duchas

En campus San Joaquín, el calentamiento del agua sanitaria es producido únicamente por medio de termos eléctricos, en el caso de uso de ACS para duchas cuenta con 5 termos equipando a cada camarín con uno de estos y así disminuir las pérdidas hacia los puntos de consumo. Los termos poseen las siguientes mostradas en la Tabla 6.8:

Tabla 6.8: Especificaciones técnicas de termos eléctricos que se encuentran en los camarines del campus.

Potencia	9.000	[W]
Capacidad	700	[L]
Tiempo de recuperación	5	[h]
Temperatura fijada	60	[°C]

(Fuente: Ficha Técnica Winter S.A.)

La determinación del consumo eléctrico de estos equipos viene dado por la potencia que poseen y por las horas de utilización requeridas para cubrir la demanda de agua, por lo tanto, para conocer este último se debe estimar la cantidad de ciclos que realizan los equipos dado el caudal de consumo de agua diario. A continuación se presentan las distintas relaciones:

$$Ciclos_{termo} = \frac{Q_{ACS}}{capacidad_{termo} \cdot cantidad} = 1,95 [ciclos/dia]$$

$$HU_{termo} = ciclos \cdot H_{recuperacion} = 9,77 [h/dia]$$

$$DE_{termo} = Potencia_{termo} \cdot HU_{termo} = 7,9 [kWh/dia]$$

Es decir, actualmente para concebir el salto térmico desde la temperatura del agua de red hasta los 60 [°C] sobre el caudal diario, los cinco termos deben realizar aproximadamente 1,95 ciclos de llenado lo que implica una estimación de 9,77 horas de utilización por equipo, por ende, consiguen un consumo energético diario de 7,9 [kWh].

Luego, en la Tabla 6.9 se muestra el consumo eléctrico de los cinco equipos:

Tabla 6.9: Consumo eléctrico correspondiente a los cinco termos eléctricos para la generación de 6.837 [L/día] de ACS.

	$DE_{termo_{total}}$	
Diario	439,5	[kWh/día]
Mensual	8.790	[kWh/mes]
Anual	96.688	[kWh/año]

(Fuente: Elaboración Propia)

Cabe destacar, que los meses se consideran de 20 días puesto que los sábados el consumo no es significativo respecto de los días hábiles; y el año se considera de 11 meses, ya que, el mes de febrero la Universidad se encuentra cerrada.

6.4.3. Tipo

La comuna de San Joaquín se define como zona B (CDT y CChC, 2014), la segunda zona de más alta radiación del país, y a su vez, la infraestructura del Campus permite localizar la instalación de manera que pueda aprovechar gran parte de la radiación incidente. En consecuencia, no se requiere un sistema de captación altamente eficiente como los de tubo de vacío y que además significa incurrir en un mayor desembolso, por tanto, para este estudio se analizan colectores solares de placa plana que son uno de los más comercializados. En Tabla 6.10 se muestran las principales características técnicas del colector.

Tabla 6.10: Características del colector solar de placa plana que se va evaluar en modelo.

Largo	2,34	[m]
Ancho	1,27	[m]
Área de absorción	2,97	[m ²]
Eficiencia óptica η_0	78 %	[%]
Coefficiente de pérdida lineal k_1	3,68	[W/m ² °C]

(Fuente: Elaboración Propia en base a datos de Winter S.A.)

6.4.4. Inclinación y Orientación

Al igual que en los módulos fotovoltaicos, el criterio a seleccionar corresponde al equivalente a la latitud del sitio de la instalación, correspondiente a un ángulo de 33° respecto a la horizontal. La orientación es la misma que se fija a los paneles fotovoltaicos, con un acimut de -18° respecto del norte geográfico.

6.4.5. Distancia

Se reemplazan los datos de la Tabla 6.10 y ángulo de inclinación de los módulos en la Ecuación 6.1 y se determina la distancia mínima entre filas que deben mantener los colectores para evitar la proyección de sombras entre los mismos, alcanzando un valor de $d_{min_{colector}} = 3,92 [m]$.

6.4.6. Radiación útil

La intensidad útil, Ecuación 6.7, viene dada por la radiación incidente sobre la cantidad de horas útiles de sol en el día. Esta variable tiene gran relevancia, pues con ella se puede conocer la eficiencia de los captadores solares.

$$I_{util} = \frac{R}{H_{sol\ utiles}}, \quad (6.7)$$

donde R corresponde a la radiación incidente (Tabla 6.3) y $H_{sol\ utiles}$ es el número de horas de sol útiles diarias, es decir, son las horas con intensidades por encima del valor umbral. En la Tabla 6.11 se tienen los valores medios diarios:

Tabla 6.11: Número medio de horas diarias de sol útiles para módulos orientados aproximadamente al ecuador e inclinados con ángulo igual a la latitud del sitio.

Latitud	Ene	Fen	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Hemisferio Norte (de + 25° a + 45°)	8	9	9	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9	9	8	7,5
Zona Ecuatorial (de -25° a +25°)	8,75	9,25	9,5	9,25	9,75	8,5	8,75	9,25	9,5	9,25	8,75	8,5
Hemisferio Sur (de -25° a -45°)	9,5	9,5	9	9	8	7,5	8	9	9	9,5	9,5	9,5

(Fuente: CENSOLAR (2009))

Puesto que la latitud del campus es de -33,4905°, entonces las horas útiles de la ubicación corresponden a la fila de Hemisferio Sur de la Tabla 6.11.

6.4.7. Eficiencia

El rendimiento global de un SST viene dado por la ponderación de todos los sistemas que comprende, es decir, sistema de captación, acumulación, red hidráulica, intercambiador y control, como se muestra en la Ecuación 6.8.

$$\eta_{SST} = \eta_{cap} \cdot (\eta_{acu} \cdot \eta_{int} \cdot \eta_{red} \cdot \eta_{con}) \quad (6.8)$$

Sin embargo, para efectos de cálculo se puede estimar que las pérdidas térmicas de los componentes secundarios, que contribuyen a la disminución del rendimiento, alcanzan un valor del 20 %. Por lo tanto, el rendimiento global anual viene dado por la Ecuación 6.9:

$$\eta_{SST} = \eta_{cap} \cdot (1 - 0,2) \quad (6.9)$$

Debido a que el sistema de captación es el sistema principal de toda la instalación, es de suma importancia determinar el rendimiento que proporciona bajo las condiciones que se someta. El rendimiento lineal se determina a través de la Ecuación 6.10.

$$\eta_{cap} = \eta_0 - k_1 \cdot \frac{(T_f - T_a)}{I_{util}}, \quad (6.10)$$

donde, η_0 corresponde a la eficiencia óptica, k_1 coeficiente de pérdida lineal ($W/m^2 \text{ } ^\circ C$), I radiación incidente útil (W/m^2), T_a y T_f es la temperatura ambiente y deseada en el acumulador, respectivamente.

Luego, en la Tabla 6.12 se muestran los distintos rendimientos del captador en un año, pues están directamente ligados al nivel de intensidad útil.

Tabla 6.12: Rendimiento mensual del sistema de captación.

	η_0	k_1 [$W/m^2 \text{ } ^\circ C$]	T_a [$^\circ C$]	T_f [$^\circ C$]	I [W/m^2]	η_{cap}
Enero	72 %	2,96	19,7	60	755,8	56,5 %
Febrero	72 %	2,96	19,9	60	746,9	56,4 %
Marzo	72 %	2,96	18,5	60	728,9	55,4 %
Abril	72 %	2,96	15,5	60	589,9	50,0 %
Mayo	72 %	2,96	12,6	60	491,5	43,8 %
Junio	72 %	2,96	11,1	60	470,1	41,5 %
Julio	72 %	2,96	9,5	60	444,8	38,7 %
Agosto	72 %	2,96	9,5	60	450,2	39,1 %
Septiembre	72 %	2,96	11,0	60	571,8	47,0 %
Octubre	72 %	2,96	13,9	60	617,9	50,2 %
Noviembre	72 %	2,96	16,4	60	709,6	54,1 %
Diciembre	72 %	2,96	18,2	60	750,4	55,8 %
Media Anual						49,0 %

(Fuente: Elaboración Propia)

De la Tabla 6.12 se tiene un rendimiento medio anual del 49,0 %, lo que se encuentra dentro de los rangos descritos por la Guía de Diseño e Instalación para Grandes Sistemas de ACS (CDT y CChC, 2010), que habitualmente está comprendido entre el 40 % y 60 %. También es posible notar que alcanza un valor mínimo en el mes de Julio con un 38,7 % y un máximo del 54,5 % en Enero. Debido a este comportamiento cíclico, que va directamente relacionado con el nivel de radiación incidente, los Sistemas Solares Térmicos difícilmente cubren un 100 % de la demanda energética, a menos que el sistema sea sobredimensionado, sin embargo, esto implicaría que la contribución solar del SST, en los meses de mayor radiación, podría superar el 300 % de la demanda generando un elevado excedente de energía totalmente desaprovechado.

Luego, dados los valores resultantes de la Tabla 6.12 y reemplazando en la Ecuación 6.9 se obtiene la Tabla 6.13 con el rendimiento global del sistema para cada mes:

Tabla 6.13: Rendimiento global mensual y medio anual del SST según el rendimiento de sus sistemas.

	η_{cap}	η_{otros}	η_{SST}
Enero	56,5 %	0,8	45,2 %
Febrero	56,4 %	0,8	45,1 %
Marzo	55,4 %	0,8	44,3 %
Abril	50,0 %	0,8	40,0 %
Mayo	43,8 %	0,8	35,0 %
Junio	41,5 %	0,8	33,2 %
Julio	38,7 %	0,8	30,9 %
Agosto	39,1 %	0,8	31,3 %
Septiembre	47,0 %	0,8	37,6 %
Octubre	50,2 %	0,8	40,2 %
Noviembre	54,1 %	0,8	43,3 %
Diciembre	55,8 %	0,8	44,6 %
Media Anual	49,0 %		39,2 %

(Fuente: Elaboración Propia)

De acuerdo a la Tabla 6.13, se tiene que el rendimiento global medio del Sistema Solar Térmico alcanza un rendimiento global medio anual de 39,2 %, lo que se encuentra de los rangos estimados por CDT y CChC (2010): entre un 30 % y 50 %.

6.4.8. Energía Contribuida por el SST

La energía que aporta el SST para el mes i (Ecuación 6.11) con una instalación de n módulos corresponde a la radiación incidente media del mes i (datos Tabla 6.3), rendimiento global del mes i (datos Tabla 6.13) y superficie de absorción de la instalación (datos Tabla 6.10).

$$EC_i = R_i \cdot \eta_{SST_i} \cdot (n \cdot A_n) \quad (6.11)$$

6.4.9. Razón de Contribución Solar

La proporción del aporte de la instalación solar térmica frente a la demanda energética de ACS se define como Contribución Solar (CS) (Ecuación 6.12). A modo de referencia, bajo la Ley 20.365 existe una contribución mínima que debe cumplir dada la zona geográfica en la que se sitúe la instalación, por ejemplo para la comuna de San Joaquín se identifica como zona B, por lo que la contribución solar debe alcanzar

como mínimo el 66 %. Vale destacar que esta exigencia es referida para optar a la franquicia tributaria para empresas constructoras (CDT y CChC, 2010).

$$CS_i = \frac{EC_i}{DE_{ACS}} \quad (6.12)$$

6.4.10. Sistema Convencional

Puesto que en los meses de baja radiación el aporte de la instalación solar no alcanza a cubrir el 100 % de las necesidades, a menos que el sistema se sobredimensione, existe un déficit energético que debe ser suplido por un sistema auxiliar. De acuerdo a la instalación ya existente de termos eléctricos, el déficit de energía pasa a ser auxiliado por este sistema convencional.

A pesar de que la cobertura no es completa, el consumo de los termos efectivamente es minimizado. Por tanto, la nueva demanda energética anual de los termos eléctricos viene dado por la siguiente Ecuación 6.13:

$$DE_{termos}'_{anual} = DE_{termos}_{anual} \cdot (1 - \overline{CS}), \quad (6.13)$$

donde $DE_{termos}'_{anual}$ corresponde a la demanda de energía anual de los termos después de la instalación solar térmica y $\overline{CS}$ es la media anual de la contribución solar mensual.

6.4.11. Ahorro y Generación

El ahorro de energía que produce la instalación solar térmica (Ecuación 6.14) se ve reflejado en la cantidad de energía que deja de consumir el sistema convencional para elevar la temperatura a 60 [°C]:

$$Ahorro_{kWh} = DE_{termos}_{anual} \cdot \overline{CS} \quad (6.14)$$

En términos económicos, el ahorro económico equivale al ahorro energético de los termos por el valor de la electricidad como se muestra en la Ecuación 6.15:

$$Ahorro_{CLP} = Ahorro_{kWh} \cdot P_{kWh}, \quad (6.15)$$

donde P_{kWh} corresponde al precio, en CLP, de la electricidad por kWh consumido.

Luego, la generación energética de la instalación solar térmica (Ecuación 6.16) está representada en la disminución de la carga energética de los termos eléctricos, equivalente al ahorro de energía.

$$G_{SST} = Ahorro_{kWh} \quad (6.16)$$

6.4.12. Costos

Para llevar a cabo esta instalación se requieren variados elementos asociados a la superficie de absorción. El dimensionado de este tipo de instalación corresponde a sistemas medianos, lo que significa que se evalúan paquetes de módulos. Para este estudio, se configuran kits de 4 paneles con un termo solar y baterías que soportan esta misma cantidad de manera que se aproveche al máximo la adquisición de esta estructura. En la Tabla 6.14 se muestra la estructura de costos del kit térmico a evaluar.

Tabla 6.14: Estructura del costo total asociado a la instalación de un kit de 4 paneles solares térmicos de placa plana. Valores medidos en CLP.

Ítem	Cantidad	Precio	Razón sobre Subtotal
Panel Solar Mod. RAL4S	4	\$ 1.636.000	34,1 %
Termo Solar 700 Lts. Doble Estanque	1	\$ 1.465.000	30,6 %
Soporte de Paneles Solares RAL4S 4 Unid.	1	\$ 431.000	9,0 %
Solar Working Station	1	\$ 330.000	6,9 %
Cañería Cobre Tipo L - 3/4" x 6 mts.	9	\$ 260.000	5,4 %
Bidón 10 Lts. Anticongelante Propilen Glicol	3	\$ 93.000	1,9 %
Estanque Expansión 50 Lts.	1	\$ 64.000	1,3 %
Válvula Mezcladora termostática 1, 1/4"	1	\$ 59.000	1,2 %
Termómetro/Manómetro	1	\$ 12.000	0,3 %
Termostato para boiler (CO3A)	1	\$ 8.000	0,2 %
Otros Accesorios		\$ 436.000	9,1 %
Subtotal		\$ 4.794.000	
M.O.		\$ 1.198.500	
Total Neto		\$ 5.992.500	
IVA		\$ 1.138.575	
TOTAL		\$ 7.131.075	

(Fuente: Elaboración Propia en base a cotización de equipos realizada por Winter S.A.)

Según los valores de la Tabla 6.14 es posible notar que los paneles y termo solar son los ítems que elevan sustancialmente el costo de la instalación, representando casi el 65 % del subtotal. En resumen, el costo total asociado a un kit de 4 paneles corresponde a 7.131.000 CLP formando parte de la entrada de información para el diseño del modelo.



7 | Definición Modelo de Optimización

El modelo busca la minimización del costo total del proyecto a través de una combinación óptima entre sistemas solares fotovoltaico y térmico dada cierta demanda a satisfacer, en donde se proponen tres escenarios de diferente escala de cobertura: alta, media y baja cobertura.

7.1. Definición de Variables

Tabla 7.1: Listado de variables que conforman el modelo.

Variable	Descripción
u	Cantidad de kits FV
v	Cantidad de kits ST
n	Cantidad total de módulos FV
m	Cantidad total de módulos ST
p_j	Precio del kit j , $j = \{FV, ST\}$
L_j	Largo módulo j , $j = \{FV, ST\}$
a_j	Ancho módulo j , $j = \{FV, ST\}$
$dmin_j$	Distancia mínima entre filas de módulos j , $j = \{FV, ST\}$
CS_i	Contribución Solar del SST en el mes i
G_{kitFV}	Generación anual del kit FV
G_{SST}	Generación anual del SST
A_{disp}	Área disponible techumbre
$Delect_{anual}$	Demanda eléctrica total anual
CD	Razón de Cobertura de Demanda eléctrica anual

(Fuente: Elaboración Propia)

7.2. Función Objetivo

Para encontrar la cantidad óptima tanto de kits fotovoltaicos como de kits térmicos dada una cobertura definida de la demanda eléctrica anual. La función objetivo (Ecuación 7.1) va a estar definida por la minimización de los costos totales de ambas instalaciones.

$$\text{Min } C = u \cdot p_{FV} + v \cdot p_{ST} \quad (7.1)$$

Este costo (Ecuación 7.1) se configura por la suma del número de kits óptimos por el precio asociado al kit.

7.3. Restricciones

Tabla 7.2: Listado de restricciones para la resolución del modelo.

Restricciones			Descripción
$n \cdot (dmin_{FV} \cdot a_{FV}) + m \cdot (dmin_{ST} \cdot a_{ST})$	$\leq$	$Adisp$	El área total de la instalación solar fotovoltaica y térmica no puede superar el área disponible.
$u \cdot G_{FV} + G_{SST}$	$\geq$	$CD \cdot Delect_{anual}$	La generación de energía anual de ambas instalaciones debe satisfacer una parte de la demanda eléctrica anual.
CS_i	$\leq$	100 %	La contribución solar mensual no debe superar el 100 %, es decir, la Energía Contribuida no puede superar la Demanda Energética de ACS.
$u; v$		Enteros	Los kits fotovoltaicos y térmicos deben ser números enteros.

(Fuente: Elaboración Propia)

8 | Formulación de Propuestas

8.1. Formulación de Escenarios de distinta Escala

De acuerdo a las características técnicas y costos asociados a los kits solares térmicos y fotovoltaicos dispuestos a evaluación en el modelo, se construyen tres escenarios de diferente impacto los cuales están definidos por la cobertura de demanda eléctrica anual.

8.1.1. Baja Cobertura

Con un escenario de bajo impacto se define una cobertura cercana al 1 % sobre la demanda eléctrica anual del campus, lo que equivale a 16,9 [MWh/año]. A continuación, en la Tabla 8.1 se muestran los resultados consolidados según este escenario.

Tabla 8.1: Resultados modelo de optimización sobre la Instalación Solar con una cobertura aproximada del 1 % de la demanda anual eléctrica del campus San Joaquín.

Instalación Solar de Baja Escala		
N° Kits FV	2	[u]
N° módulos FV	40	[u]
Capacidad Instalada	10	[kW]
Área Instalación	110	[m ²]
Generación anual	17.442	[kWh/año]
Cobertura demanda eléctrica anual	1,03 %	[%]
Costo Total	13.112.866	[CLP]

(Fuente: Elaboración Propia)

Es posible notar que los kits solares térmicos no forman parte en esta propuesta, pues el costo asociado para generar el [kWh] es más caro que a través de la tecnología fotovoltaica. Esto quiere decir que la única

forma de que pudiera ingresar al modelo es que la relación *Costo/Generación* sea menor que la instalación fotovoltaica, de esta manera el modelo intentaría cubrir primero la demanda energética de ACS y luego, generar la electricidad para destinarlas a las otras áreas de consumo. En consecuencia, los resultados de esta propuesta se basan sólo en una instalación solar fotovoltaica.

A partir de los resultados de la Tabla 8.1 se tiene que para cumplir una cobertura de bajo impacto, se requieren 2 kits de 5 [kW] lo que significa una capacidad instalada de 10 [kW], donde los 40 módulos generarían aproximadamente 17,4 [MWh] anual representando un 1,03 % de la demanda eléctrica total del campus.

Esta razón de cobertura no equivale al 1 %, valor que se exige para construir este escenario de bajo impacto, pues los kits evaluados se componen de a 20 paneles fotovoltaicos y por tanto cubrir exactamente esta cifra no es óptimo ya que significaría que para el último kit se deberían excluir algunos módulos desaprovechando la capacidad máxima del inversor. En resumen, siempre va a exceder, en mayor o menor medida, la demanda exigida en favor de la máxima utilización de los equipos.

Finalmente, para implementar esta propuesta se requiere de una inversión inicial de 13.112.866 CLP.

8.1.2. Media Cobertura

Este escenario de impacto medio se configura con una cobertura del 3 % sobre la demanda eléctrica anual del campus, esto equivale exactamente 50,77 [MWh/año]. A continuación, en la Tabla 8.2 se muestra la propuesta consolidada.

Tabla 8.2: Resultados modelo de optimización sobre la Instalación Solar con una cobertura aproximada del 3 % de la demanda anual eléctrica del campus San Joaquín.

Instalación Solar de Mediana Escala		
Nº Kits FV	6	[u]
Nº módulos FV	120	[u]
Capacidad Instalada	30	[kW]
Área Instalación	329	[m ²]
Generación anual	52.326	[kWh/año]
Cobertura demanda eléctrica anual	3,09 %	[%]
Costo Total	39.338.598	[CLP]

(Fuente: Elaboración Propia)

Al igual que en el escenario anterior, la instalación solar térmica no es incluida en esta propuesta de impacto medio, pues a pesar de que la cobertura exigida es mayor la relación *Costo/Generación* sigue siendo la misma, donde además las necesidades energéticas son definidas por la electricidad lo que significa que puede ser solventado exclusivamente por una instalación solar fotovoltaica.

De acuerdo a los resultados de la Tabla 8.2 la propuesta es diseñada con una disposición de 120 módulos en un área de 329 [m^2], muy por debajo del área disponible. La capacidad instalada de 30 [kW] permite una generación anual de 52,3 [MWh].

La cobertura de esta propuesta es casi del 3,1 % de la demanda anual, lo que representa una cobertura óptima dado el kit fotovoltaico, que a su vez, se encuentra configurado para el máximo aprovechamiento de la potencia del inversor.

Para lo anterior, esta propuesta tiene un costo total de 39.338.598 CLP.

8.1.3. Alta Cobertura

Con un escenario de alto impacto se define una cobertura cercana al 8 % sobre la demanda eléctrica anual del campus, lo que equivale a 135,4 [$MWh/año$] aproximadamente. A continuación se muestran los resultados consolidados según este escenario.

Tabla 8.3: Resultados modelo de optimización sobre la Instalación Solar con una cobertura aproximada del 8 % de la demanda anual eléctrica del campus San Joaquín.

Instalación Solar de Alta Escala		
N° Kits FV	16	[u]
N° módulos FV	320	[u]
Capacidad Instalada	80	[kW]
Área Instalación	878	[m^2]
Generación anual	139.535	[$kWh/año$]
Cobertura demanda eléctrica anual	8,25 %	[%]
Costo Total	104.902.928	[CLP]

(Fuente: Elaboración Propia)

Bajo una cobertura del 8 % de la demanda eléctrica total del campus, resulta la propuesta de la Tabla 8.3 en donde se dimensiona la instalación de una capacidad instalada de 80 [kW] con un área utilizada inferior a la mitad de lo disponible de la techumbre. Esta instalación cuenta con 320 módulos lo que se asocia

a una generación de casi 140 [MWh/año], esto implica una cobertura real del 8,25 %, que como se menciona en los otros escenarios, es la cobertura óptima que debe llevarse a cabo frente al 8 % mínimo exigido.

También ocurre que la demanda mínima exigida es satisfecha sólo por tecnología fotovoltaica, dada la relación *Costo/Generación* que permanece constante independiente de la razón de cobertura que se defina.

Finalmente, esta propuesta requiere de una inversión inicial de 104.902.928 CLP.

8.1.4. Selección de Propuesta de Cobertura

Con los tres escenarios previamente formulados, se selecciona el de Media Cobertura para realizar el análisis económico, pues el primero significa una inversión muy baja relacionado a un proyecto inicial de prueba y el de alta escala adquiere un elevado costo en inversión y grado de compromiso impactando de lleno a la matriz energética. Por lo tanto, en base a la situación actual de la Universidad quien está iniciándose en el camino hacia la sustentabilidad, se recomienda apostar a un proyecto que adquiera presencia en la matriz energética pero no drásticamente, que con el tiempo vaya aprendiendo sobre esta tecnología y de acuerdo a los requerimientos de la institución, comprenda futuras ampliaciones de la instalación.

8.2. Análisis de Financiamiento

8.2.1. Escenario Puro

Este escenario contempla el 100 % de la inversión del proyecto a partir de fondos provenientes de la Universidad, lo que implica la responsabilidad y propiedad absoluta de la instalación, por lo que también debe asumir los costos de operación y mantenimiento de la misma.

Es importante contemplar este escenario pues al estar en conocimiento del Flujo de Caja puro, se pueden realizar las comparativas con otros tipos de financiamiento.

El Flujo de Caja se realiza en base a un horizonte de evaluación que es equivalente a la vida media útil de los equipos fotovoltaicos correspondiente a 25 años. Como la instalación en sí es propiedad de la Universidad, se consideran los costos de operación y mantenimiento los cuales se establecen como un 1,4 % anual sobre la inversión inicial ([energéticas Solaris, 2017](#)). En cuanto al precio de la energía, se estima un crecimiento anual del 3 % ([Ortiz, 2017](#)).

A partir del Flujo de Caja (para más detalles ver Anexos Sección A.1) se genera la Tabla 8.4 con la información consolidada del proyecto bajo este escenario.

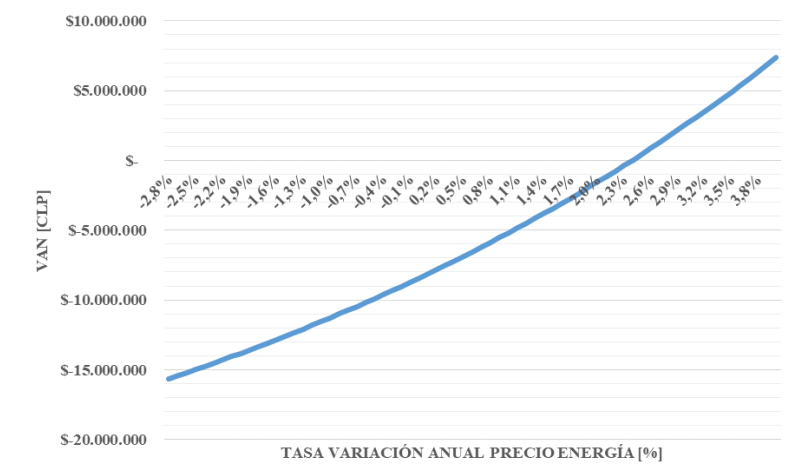
Tabla 8.4: Parámetros e Indicadores Económicos del proyecto en un escenario puro sin financiamiento.

Escenario Puro	
Inversión	39.338.598 CLP
Crecimiento Precio Energía	3 % anual
Costos de Operación y Mantenimiento	1,4 % anual sobre la Inversión
Tasa descuento	10 % anual
Horizonte de evaluación	25 años
VAN	2.620.905 CLP
TIR	10,7 % anual
Payback	22 años

(Fuente: Elaboración Propia)

Como se observa en la Tabla 8.4 el VAN del proyecto es positivo alcanzando un valor superior a 2,5 millones de pesos chilenos y una TIR del 10,7 % levemente superior a la tasa de descuento mínima que exige la Universidad. Lo anterior, en su conjunto significa que el proyecto es factible económicamente y podría aceptarse pues produciría ganancias por encima de la rentabilidad mínima exigida. Además, la inversión sobre este proyecto se recuperaría al año 22.

El precio de la Energía es la variable que presenta mayor impacto sobre el proyecto, pues este parámetro provoca los diferentes niveles de ingreso debido que la energía generada es la misma. En consecuencia, se realiza un análisis de sensibilidad del VAN (Figura 8.1) frente a estas variaciones, donde

**Figura 8.1:** Comportamiento del VAN en Escenario Puro frente a variaciones en el crecimiento anual del precio de la energía.

(Fuente: Elaboración Propia)

Según la Figura 8.1 se tiene que la situación crítica, que produce que el VAN sea cero, ocurre cuando la variación es 2,39 %, lo que quiere decir que a partir de este punto se producirían rentabilidades por sobre la exigida. Lógicamente, ante disminuciones del precio no conviene realizar un proyecto energético, pues la sustitución de la fuente convencional es más económica. Ahora bien, el crecimiento del precio de la energía es una realidad, ya que, el consumo de energía va aumentando en el tiempo.

8.2.2. Escenario con financiamiento bancario

Con el fin de disminuir la inversión inicial se busca un financiamiento del tipo bancario, donde tendría un monto equivalente al 50 % del costo total del proyecto. Al igual que en el escenario puro, la instalación es de propiedad de la Universidad. Es importante mencionar que los ahorros generados de cierta forma pagan parte de la cuota del crédito solicitado pues estos se generan inmediatamente una vez que la instalación esté puesto en marcha.

La información relevante sobre el crédito solicitado se muestra en la Tabla 8.5, donde la tasa de interés corresponde a una cifra media analizada sobre simulaciones en distintas instituciones bancarias (Ortiz, 2017).

Tabla 8.5: Información relativa al crédito bancario a solicitar.

Crédito Bancario	
Monto financiado	19.669.299 CLP
% Financiado	50 % sobre el Costo Equipos
Tasa de interés	14,15 % anual
Plazo	6 años
Cuota	5.078.901 CLP anual

(Fuente: Elaboración Propia)

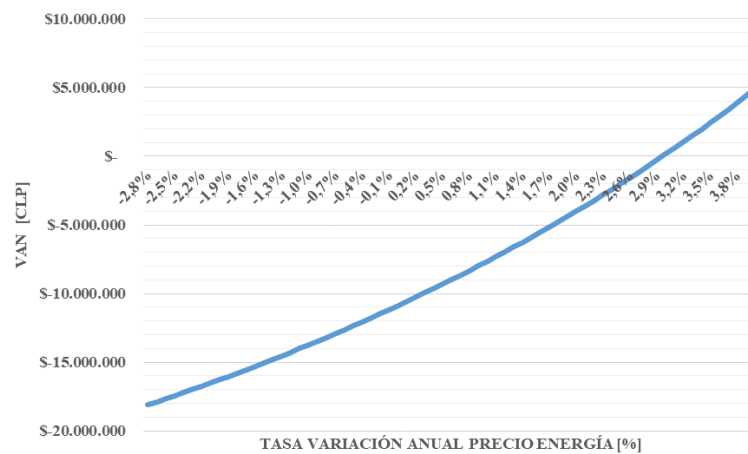
Con todos los datos anteriores mencionados se construye el Flujo de Caja (para más detalles ver Anexos Sección A.2) generando la Tabla 8.6 con la información consolidada del proyecto bajo este escenario.

Tabla 8.6: Parámetros e Indicadores Económicos del proyecto en un escenario con financiamiento bancario.

Escenario con Financiamiento Bancario	
Inversión	19.669.299 CLP
% Financiamiento	50 % sobre la Inversión
Crecimiento Precio Energía	3 % anual
Costos de Operación y Mantenimiento	1,4 % anual sobre el Costo Equipos
Tasa descuento	10 % anual
Horizonte de evaluación	25 años
VAN	170.265 CLP
TIR	10 % anual
Payback	25 años

(Fuente: Elaboración Propia)

Como se puede observar de la Tabla 8.6, con un financiamiento del 50 % sobre la inversión original, la TIR alcanza un valor muy similar a la tasa de descuento lo que produce que el VAN sea cercano a cero, rondando los 150 mil pesos chilenos. Esto significa que el proyecto técnicamente presenta viabilidad, sin embargo, al encontrarse en los límites de decisión podría también significar que el proyecto no crearía ni destruiría valor, en donde la inversión se alcanzaría a recuperar en el último período de evaluación.

**Figura 8.2:** Comportamiento del VAN en Escenario con Financiamiento Bancario frente a variaciones en el crecimiento anual del precio de la energía.

(Fuente: Elaboración Propia)

De acuerdo a la Figura 8.2 se tiene que el punto crítico ocurre cuando el precio de la energía presenta un crecimiento del 2,97 %, por lo tanto, si el precio de la electricidad posee una variación negativa y positiva pero inferior a 2,97 % no conviene realizar el proyecto según los parámetros que configuran este escenario.

8.2.3. Escenario con Modelo ESCO

Bajo un Modelo ESCO tipo Fast Out, existe la desvinculación total de la instalación, en donde la Universidad paga todos sus ahorros generados por medio del proyecto, pues la propiedad de la instalación es exclusiva de la empresa ESCO, quien además asume el riesgo financiero. Una vez amortizada, la Universidad se convierte en propietaria de la instalación y ostenta la totalidad de los ahorros generados.

Suponiendo que la empresa ESCO asume el proyecto bajo una inversión inicial de 39.338.598 CLP, la Universidad debe pagar el 100 % de los ahorros generados implicando flujos de caja cero en los primeros años hasta que se logre amortizar la inversión. Por lo tanto, una vez que la suma de los pagos actualizados sean equivalentes al costo total, las instalaciones pasan a ser parte de la Institución y además se asumen los costos asociados a la operación y mantenimiento de las mismas

A partir del Flujo de Caja (para más detalles ver Anexos Sección A.3) se genera la Tabla 8.7 con la información consolidada del proyecto bajo este escenario.

Tabla 8.7: Parámetros e Indicadores Económicos del proyecto en un escenario con Modelo ESCO Fast Out.

Escenario con Modelo ESCO	
Inversión	0 CLP
Crecimiento anual Precio Energía	3 % anual
Costos de Operación y Mantenimiento	1,4 % anual sobre el Costo Equipos (a partir del Año 19)
Tasa descuento	10 % anual
Horizonte de evaluación	25 años
VAN	6.092.242 CLP
TIR	>100 % anual
Payback	19 años

(Fuente: Elaboración Propia)

Según los resultados mostrados en la Tabla 8.7 se tiene una TIR superior al 100 %, este último no tiene interpretación cuantitativa pues al no existir inversión el Flujo de Caja no experimenta ninguna salida de dinero, sólo entradas positivas, por lo que este indicador tiende al infinito perdiendo representatividad. Por otro lado, el VAN es positivo alcanzando un valor superior a 6 millones de pesos chilenos lo que indica que el proyecto podría generar rentabilidades por sobre la mínima exigida. De acuerdo al crecimiento anual del precio de la energía al año 18 se alcanza a amortizar la inversión que incurrió la empresa ESCO. Lo anterior produce una recuperación a los 19 años, es decir, donde a partir de este período la Universidad se beneficiaría de los ahorros que genera la instalación solar.

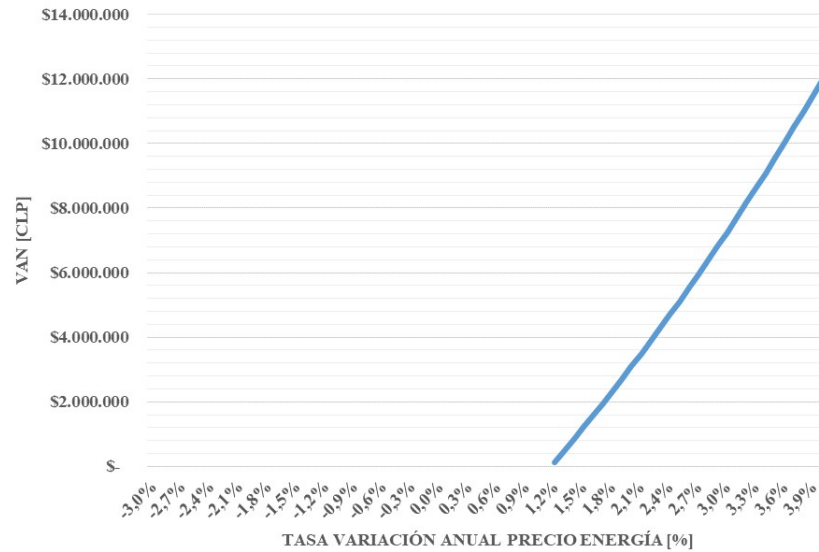


Figura 8.3: Comportamiento del VAN en Escenario con Modelo ESCO frente a variaciones en el crecimiento anual del precio de la energía.
(Fuente: Elaboración Propia)

A diferencia de los otros escenarios, la Figura 8.3 no muestra el comportamiento del VAN cuando este resultara un valor inferior a cero, esto es porque ante la inviabilidad del caso la empresa ESCO no incurriría en un proyecto de este tipo, pues la inversión no se recuperaría dentro del período de la vida útil de la instalación. Se tiene una variación crítica cercana al 1,2 %, es decir, que para decrecimientos y crecimientos inferiores a esta cifra, el proyecto no se realizaría, y para mayores tasas crecimientos el precio de la energía la inversión se recuperaría antes pues los ahorros son valorizados de mejor forma.

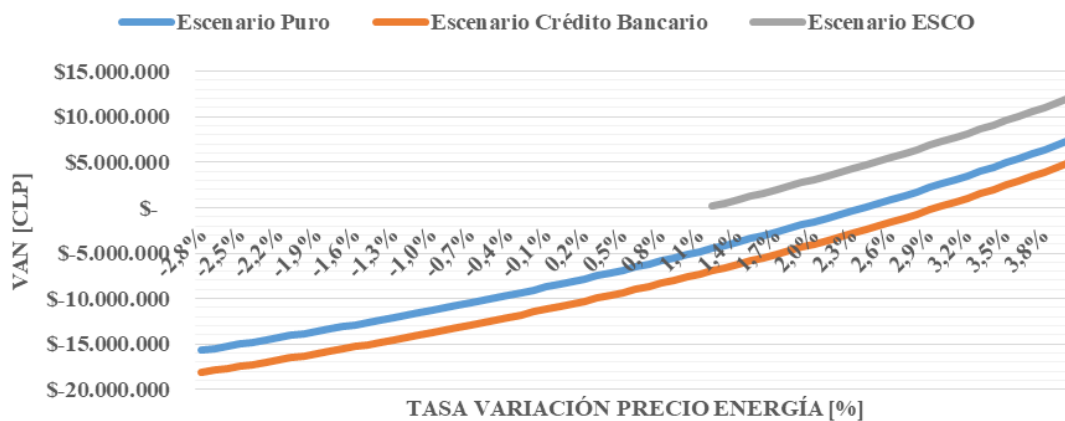
8.2.4. Selección de Proyecto

En base a los tres escenarios anteriormente analizados, se tienen los indicadores consolidados para modo de financiamiento en la Tabla 8.8, y por otro lado, en la Figura 8.4 se tiene la comparación de cómo se comporta el VAN según la tasa de variación del precio de la energía, este análisis de sensibilidad tiene gran importancia ya que este último parámetro es determinante para el éxito del proyecto, pues se conocen las fluctuaciones permitidas en que se recomiende rechazar o aceptar la propuesta.

Tabla 8.8: Comparación de parámetros e Indicadores Económicos del proyecto en los distintos escenarios.

	Escenario Puro	Escenario Financiamiento bancario	Escenario Modelo ESCO
Inversión	39.338.598 CLP	19.669.299 CLP	0 CLP
Crecimiento anual Precio Energía	3 % anual	3 % anual	3 % anual
Costos Operación y Mantenimiento	1,4 % anual sobre el Costo Equipos (a partir del año 19)	1,4 % anual sobre el Costo Equipos (a partir del año 1)	1,4 % anual sobre el Costo Equipos (a partir del año 1)
Tasa descuento	10 % anual	10 % anual	10 % anual
Horizonte de evaluación	25 años	25 años	25 años
VAN	2.620.905 CLP	170.265 CLP	6.092.242 CLP
TIR	10,7 % anual	10,0 % anual	>100 % anual
Payback	22 años	25 años	19 años

(Fuente: Elaboración Propia)

**Figura 8.4:** Comparación de los tres escenarios evaluados sobre el comportamiento del VAN frente a variaciones en el crecimiento anual del precio de la energía.

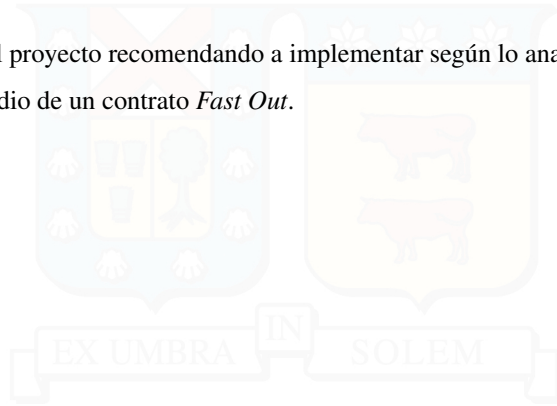
(Fuente: Elaboración Propia)

Se puede observar en la Figura 8.4 que bajo una tasa de variación definida, y el resto de otros parámetros constantes, el escenario con modelo ESCO es el más atractivo, ya que, la curva del VAN siempre está por encima del resto, lo que implica que el corte del crecimiento del precio de energía sea menor, es decir, permite una fluctuación de los precios más amplia generando mayores situaciones con VAN positivo.

En cuanto a los indicadores económicos, se tiene que el escenario ESCO también es el más atractivo

puesto que tiene el VAN más alto que los otros, no requiere inversión, no percibe egresos puesto que los pagos a la ESCO son ahorros generados por el proyecto, es decir, la Universidad desembolsa la misma cantidad de dinero por consumo eléctrico con la única diferencia es que ahora se divide entre la empresa distribuidora convencional y la empresa ESCO.

En consecuencia, el proyecto recomendando a implementar según lo analizado, es bajo un escenario con Modelo ESCO por medio de un contrato *Fast Out*.



8.3. Análisis Energético del Proyecto

A través del proyecto de mediana cobertura se generaría 52,3 [MWh/año] esto implicaría la sustitución de la demanda eléctrica convencional por una de producción limpia, originando una nueva matriz:

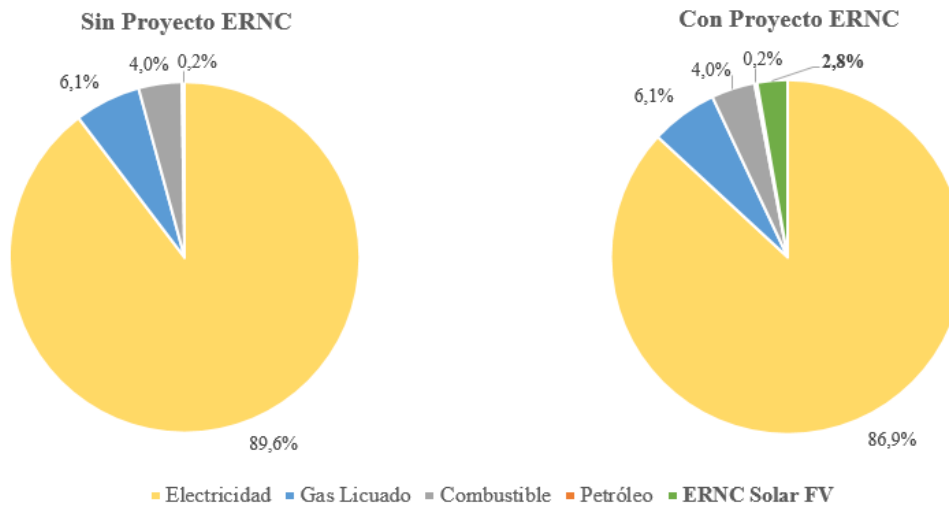


Figura 8.5: Matriz Energética de Campus San Joaquín antes y después de implementar el Proyecto Solar.
(Fuente: Elaboración Propia)

De la Figura 8.5 se puede observar la fracción de la matriz que sería generada por Energía Solar, disminuyendo la participación de la electricidad convencional aproximadamente de un 90 % a un 87 %. Este casi 3 % de participación que posee la ERNC supera al consumo de petróleo y compite cercanamente con el Combustible.

En cuanto a la Huella de Carbono, la implementación de este proyecto evitaría un total de 21.561 [kgCO₂e] al año.

9 | Conclusiones

Las necesidades energéticas que describe el Campus San Joaquín se encuentran definidas predominantemente por el uso de la electricidad, y dada la contingencia tanto nacional como internacional respecto del cambio climático, conlleva el interés en atacar este segmento por medio de energías limpias. Por otro lado, abordar un estudio de factibilidad de implementación de energía solar es el principal interés que tienen los stakeholders en materia de Estrategia Energética de la Universidad Técnica Federico Santa María. De acuerdo a lo anterior, el presente estudio busca generar una propuesta de implementación de energía solar para el Campus San Joaquín y así diversificar, en parte, su matriz energética.

Primero que todo, el alto nivel de radiación incidente en la zona geográfica del Campus San Joaquín que es clasificada como zona B, siendo la zona A de mayor radiación del país, y contando con parte de su infraestructura libre de elementos que puedan afectar la disminución en la incidencia de radiación solar se concluye que el Campus San Joaquín posee factibilidad técnica para el aprovechamiento del recurso solar, tanto para tecnología fotovoltaica como térmica.

Respecto a la comparación de estas dos tecnologías y luego de ejecutar este estudio, no se recomienda el tipo de instalación solar térmica debido a que la Universidad cuenta con un sistema de generación de ACS por medio de termos eléctricos los cuales dificultan su utilización como acumulador y como sistema auxiliar, por lo que se debe incurrir en una inversión más elevada para adaptarla a una instalación solar, afectando directamente los resultados del modelo, pues al compararla con la tecnología fotovoltaica que permite una mayor generación de energía eléctrica induce que el modelo sólo proponga adquisiciones fotovoltaicas.

Según los intereses y compromisos que la Universidad desee adquirir, se proponen tres alternativas de distinta escala de generación eléctrica. El primero, de baja cobertura de demanda eléctrica del 1 % con una capacidad instalada de 10 [kW] a un costo aproximado de 13 millones de pesos chilenos. Esta alternativa implica una baja inversión enfocada a un proyecto inicial de prueba, con un bajo riesgo. La segunda alternativa se encuentra orientada a un proyecto de mayor compromiso y responsabilidad, ya que, la instalación significa una cantidad de 120 módulos con una capacidad instalada de 30 [kW] en donde los costos de operación y mantenimiento van a ser más elevados dado el nivel de inversión el cual equivale a 39,5 millones de pesos

chilenos. Esta opción implica una cobertura del 3,1 % de la demanda eléctrica anual. La tercera, y última alternativa, asume una alta inversión que ronda los 100 millones de pesos chilenos apostando a producir un impacto en la matriz energética, pues cumple una cobertura del 8,3 % cifra que supera a los otros tipos de fuente: Gas Licuado (6,1 %), Combustible (4,0 %) y Petróleo (0,2 %), este comprende un desafío de envergadura para ser un primer proyecto exigiendo un cambio inmediato, lo que repercute en una gran responsabilidad sobre la instalación.

Se analiza económicamente la alternativa media puesto que la Universidad no posee proyectos de ERNC similares y ha demostrado interés tomando distintas iniciativas como la realización del diagnóstico energético en diferentes campus y el estudio de priorización de proyectos para una estrategia energética y así, no caer en proyectos convencionalmente impositivos sino que participativos. También, es recomendable un proyecto mediano donde exista impacto en la matriz energética sin una gran inversión, pues abre una ventana para posibles ampliaciones de la instalación según los futuros requerimientos energéticos de la universidad permitiendo cambios paulatinos, donde además se van adquiriendo conocimientos sobre esta tecnología y sus avances en el tiempo.

Para tener un punto de vista económico sobre esta alternativa, se generan tres escenarios con distinto financiamiento, el primero: un modelo puro sin financiamiento externo es poco realista dado el nivel de inversión que conlleva para su puesta en marcha y la situación actual de la Universidad, todo esto a pesar de que posea indicadores económicos favorables. El escenario con financiamiento bancario no propone una alternativa atractiva, pues la recuperación de la inversión se obtiene próximo al término de la evaluación del proyecto además de un VAN positivo, pero cercano a cero.

Finalmente, el proyecto llevado a cabo con un Modelo ESCO por medio del contrato Fast Out, supone el escenario más atractivo con un VAN cercano a los 6 millones de pesos chilenos, donde además la puesta en marcha del proyecto no requiere inversión inicial, pues esta se va pagando pasivamente mediante los ahorros generados mientras se amortiza la inversión, de esta forma la instalación fotovoltaica se transforma a los activos de la Institución y ostentando el beneficio económico después del año 18. Cabe destacar que los primeros años no se visualizan ingresos económicos, pues la totalidad de los ahorros son destinados para la empresa ESCO, sin embargo, se suman beneficios intrínsecos como es la producción limpia de energía y la buena imagen que conlleva la Universidad hacia la comunidad. En cuanto a la matriz energética del Campus, se vería diversificada en un 3 % de aporte con energía limpia, lo que evitaría casi 22 toneladas al año de CO_2 equivalente.

El presente trabajo aporta un enfoque económico para la toma de decisión en la determinación del proyecto a implementar, sin embargo, el valor de este estudio es el análisis enfocado a la eficiencia energética que la Universidad Técnica Federico Santa María podría desarrollar en el corto plazo, en el caso de llevar a cabo el proyecto propuesto. Dado esto, la Universidad no debe guiarse exclusivamente por los tipos de indicadores económicos, sino que además debe considerar el avance que este implica en materia

energética pudiendo dar un primer gran paso para llegar a la sustentabilidad y, dado su rol formador generaría permanentemente conciencia y cultura energética en los nuevos profesionales.

Se determina que el modelo ESCO es un buen modelo que facilita el financiamiento de los proyectos energéticos y tanto la empresa ESCO como el cliente se ven beneficiados, es un modelo *Win-Win* y por lo mismo se debe estudiar la implementación de medidas de eficiencia energética para el resto de los Campus, de manera que todas las instalaciones que conforman la Universidad Técnica Federico Santa María se encuentren alineadas, donde además existe un abanico de modelos de negocios que pueden adaptarse a los intereses de los campus.

En base a este estudio, se facilitan futuros análisis como por ejemplo la evaluación de un sistema solar térmico en el Campus Vitacura en donde se eliminaría fuentes de energía convencional para el calentamiento de agua sanitaria y calefacción. Otro estudio pendiente conduce a la ampliación de la Instalación Solar Fotovoltaica en San Joaquín, en el mediano plazo, de manera que el consumo de petróleo ya no sea requerido, pues el sistema de respaldo de generación eléctrica sería alimentado por energías limpias, mejorando la forma en que se utiliza la energía, y al implementar continuas medidas de eficiencia energética y ERNC se acercaría a la independencia de los recursos energéticos para luego denominarse como el primer Campus Sustentable de la UTFSM.



Bibliografía

- A&B Ingeniería Limitada (2017). Servicios Eléctricos y Mantenimiento de Sistemas.
- Acciona (2016). Aerogeneradores. 3.3.2
- ACEE, Agencia Chilena de Eficiencia Energética (2016). Eficiencia Energética. 3.2
- ACERA, Asociación Chilena de Energías Renovables (2016). Energías Renovables.
- ANESCO Chile (2014). Modelo ESCO. 3.4.1, 3.4.2
- ATECOS (2016). Energía Solar Térmica. (pp. 1–10). 3.3.1.2
- Bioenergy (2016). Funcionamiento Instalación Biomasa. 3.3.4
- CDT, Corporación de Desarrollo Tecnológico y CChC, Cámara Chilena de la Construcción (2010). *Sistemas Solares Térmicos II*. 6.7, 6.4.7, 6.4.7, 6.4.9
- CDT, Corporación de Desarrollo Tecnológico y CChC, Cámara Chilena de la Construcción (2014). Diseño y Funcionamiento de Sistemas Solares Fotovoltaicos. 6.4.3
- CNE, Comisión Nacional de Energía (2015). *Anuario Estadístico de Energía*. Technical report. (document), 1.1, 3.2, 3.4, 3.1.2, 3.1.2
- CNE, Comisión Nacional de Energía (2017). Capacidad Instalada de Generación Total en Chile · Comision Nacional de Energía. (document), 3.1.2, 3.6, 3.3.1, 3.10, 3.3.2, 3.12, 3.3.3, 3.14
- Consejo Nacional de Producción Limpia, (CPL) (2012). APL Campus Sustentable. 2.1.4
- Consejo Nacional de Producción Limpia, (CPL) (2017). Acuerdos de Producción Limpia (APL). 2.1.4
- DENA, Deutsche Energie-Agentur (2010). Energías Renovables “Made in Germany”.
- El Mostrador (2017). Primera planta geotérmica de Sudamérica: Enel y Enap inyectan energía al sistema con Cerro Pabellón - El Mostrador. 3.3.3
- Emol (2016). Energía Geotérmica: El gran potencial que tiene nuestro país sin explotar. 3.3.3
- ENDESA (2006). *Introducción a las energías Renovables no convencionales (ERN)*. 3.3.1, 3.3.1.1, 3.3.2, 3.3.4
- energéticas Solaris, Innovaciones (2017). Energía solar fotovoltaica • Forbes Mexico. 8.2.1
- Green Energy Latin America (2016). Energía Solar Fotovoltaica.
- Grupo Visiona (2016). Sistemas de captación geotérmicas. 3.3.3
- Hargassner (2016). Componentes Instalación Biomasa. 3.3.4
- IEA, International Energy Agency (2016). Energy Statistics. (document), 1.1, 3.1, 3.2, 3.3, 3.4, 3.5, 3.1.2

- IPCC, Intergovernmental Pannel Climate Change (2013). Resumen técnico. *Cambio climático 2013. Bases físicas. Contribución del Grupo de trabajo I al Quinto Informe de Evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático*, (pp. 33–182).
- IPCC, Intergovernmental Pannel Climate Change (2015). *Climate Change 2014*. (document), 3.2, 3.7, 3.2
- IRENA, International Renewable Energy Agency (2015). *Rethinking Energy (IRENA flagship report) - 2015 Edition*. Technical report. 3.2
- Ministerio de Agricultura (2017). Explorador de Bioenergía Forestal. (document), 3.3.4, 3.13
- Ministerio de Energía (2014). Energía 2050. 1.1, 3.3.4
- Ministerio de Energía (2016). Energías Renovables. 3.3
- Ministerio de Energía (2017a). Explorador de Energía Eólica. (document), 3.11
- Ministerio de Energía (2017b). Explorador de Energía Solar. (document), 3.9, 5.1
- Ministerio de Energía (2017c). Reporte Recurso Solar y datos meteorológicos. 6.3
- Ministerio de Medio Ambiente (2015). Plan de Acción Nacional de Cambio Climático. (pp.76). 3.2
- OMM, Organización Meteorológica Mundial (2015). Concentraciones GEI.
- OMM, Organización Meteorológica Mundial (2016). OMM confirma que 2015 es el año más caluroso jamás registrado. 1.1
- Opex Energy (2016). Principales Componentes Aerogenerador. 3.3.2
- Ortiz, Pablo (2017). Análisis de Factibilidad de Inclusión al Sistema Net Billing para Colegios en Santiago de Chile. 8.2.1, 8.2.2
- Quirland, María Jesús (2017). Propuesta de Priorización de Proyectos de Plan Estratégico Energético para la Universidad Técnica Federico Santa María, Campus Santiago. 2.2.3, 2.9
- Revista Certificación & Negocios (2017). Catorce universidades más sustentables de Chile. 2.1.4
- Rodríguez, Emilio (2009). El rol de las universidades en la sociedad del conocimiento y en la era de la globalización: evidencia desde Chile. 1.1
- SEAI, Sustainable Energy Authority of Ireland (2016). Renewable Energy - Pros and Cons.
- Sun Earth Tools (2017). *Carta Solar*. Technical report. (document), 6.2
- TRITEC Intervento (2017). Tipos de paneles solares fotovoltaicos. 3.3.1.1
- Troncoso, Víctor (2017). Diagnóstico Energético para los Campus Santiago de la Universidad Técnica Federico Santa María. (document), 2.7, 2.1, 2.8, 2.2, 5.1, 5.2
- UTFSM, Universidad Técnica Federico Santa María (2016). *Ficha Institucional de Datos*. Technical report. 2.1, 2.2, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6
- UTFSM, Universidad Técnica Federico Santa María (2017). Historia - Universidad Técnica Federico Santa María. 2.1.1
- Winter S.A. (2017). Fabricación de artefactos para suministro de ACS, calefacción y energía solar.
- WMO, World Meteorological Organization (2016). *The global climate in 2011-2015*. Número No. 1179. 3.2
- Woodhouse, Shayla y Meisen, Peter (2011). *Renewable Energy Potential of Chile*. Technical Report August. 3.3.1, 3.3.2

A | ANEXOS

A.1. Flujo de Caja Escenario Puro

Tabla A.1: Flujo de Caja entre los años 0 y 3 correspondiente al Escenario Puro sin Financiamiento. Valores medidos en CLP.

(Fuente: Elaboración Propia)

	0	1	2	3
Precio Energía [\$/kWh]	75,6	77,9	80,2	82,6
Valor Energía Generada	-	4.074.485	4.196.720	4.322.621
Operación y Mantenimiento	-	-550.740	-550.740	-550.740
Inversión	-39.338.598			
Flujo Caja	-39.338.598	3.523.745	3.645.979	3.771.881
FC Actualizado	-39.338.598	3.203.404	3.013.206	2.833.870
FC Actualizado Acum.	-39.338.598	-36.135.194	-33.121.988	-30.288.118

Tabla A.2: Flujo de Caja entre los años 4 y 11 correspondiente al Escenario Puro sin Financiamiento. Valores medidos en CLP.

(Fuente: Elaboración Propia)

	4	5	6	7	8	9	10	11
Precio Energía [\$/kWh]	85,1	87,6	90,3	93,0	95,8	98,6	101,6	104,6
Valor Energía Generada	4.452.300	4.585.869	4.723.445	4.865.148	5.011.103	5.161.436	5.316.279	5.475.767
Operación y Mantenimiento	-550.740	-550.740	-550.740	-550.740	-550.740	-550.740	-550.740	
Inversión								
Flujo Caja	3.901.559	4.035.128	4.172.704	4.314.408	4.460.362	4.610.695	4.765.538	4.925.027
FC Actualizado	2.664.818	2.505.497	2.355.383	2.213.973	2.080.792	1.955.385	1.837.321	1.726.192
FC Actualizado Acum.	-27.623.300	-25.117.803	-22.762.420	-20.548.447	-18.467.655	-16.512.270	-14.674.949	-12.948.757

Tabla A.3: Flujo de Caja entre los años 12 y 19 correspondiente al Escenario Puro sin Financiamiento. Valores medidos en CLP.

(Fuente: Elaboración Propia)

	12	13	14	15	16	17	18	19
Precio Energía [\$/kWh]	107,8	111,0	114,4	117,8	121,3	125,0	128,7	132,6
Valor Energía Generada	5.640.040	5.809.241	5.983.519	6.163.024	6.347.915	6.538.352	6.734.503	6.936.538
Operación y Mantenimiento	-550.740	-550.740	-550.740	-550.740	-550.740	-550.740	-550.740	-550.740
Inversión								
Flujo Caja	5.089.300	5.258.501	5.432.778	5.612.284	5.797.174	5.987.612	6.183.762	6.385.798
FC Actualizado	1.621.608	1.523.200	1.430.620	1.343.536	1.261.634	1.184.617	1.112.204	1.044.129
FC Actualizado Acum.	-11.327.149	-9.803.949	-8.373.329	-7.029.792	-5.768.158	-4.583.541	-3.471.337	-2.427.208

Tabla A.4: Flujo de Caja entre los años 20 y 25 correspondiente al Escenario Puro sin Financiamiento. Valores medidos en CLP.

(Fuente: Elaboración Propia)

	20	21	22	23	24	25
Precio Energía [\$/kWh]	136,5	140,6	144,9	149,2	153,7	158,3
Valor Energía Generada	7.144.634	7.358.973	7.579.742	7.807.135	8.041.349	8.282.589
Operación y Mantenimiento	-550.740	-550.740	-550.740	-550.740	-550.740	-550.740
Inversión						
Flujo Caja	6.593.894	6.808.233	7.029.002	7.256.394	7.490.608	7.731.849
FC Actualizado	980.140	920.000	863.485	810.381	760.488	713.619
FC Actualizado Acum.	-1.447.068	-527.068	336.417	1.146.798	1.907.286	2.620.905

Tabla A.5: Flujo de Caja entre los años 0 y 3 correspondiente al Escenario Con Financiamiento Bancario. Valores medidos en CLP.
(Fuente: Elaboración Propia)

	0	1	2	3
Precio Energía	75,6	77,9	80,2	82,6
Valor Energía Generada		4.074.485	4.196.720	4.322.621
Operación y Mantenimiento		-550.740	-550.740	-550.740
Inversión	-39.338.598			
Crédito	19.669.299			
Intereses Crédito		-2.783.206	-2.458.365	-2.087.559
Amortización Crédito		-2.295.695	-2.620.536	-2.991.342
Flujo Caja	-19.669.299	-1.555.157	-1.432.922	-1.307.021
FC Actualizado	-19.669.299	-1.413.779	-1.184.233	-981.984
FC Actualizado Acum.	-19.669.299	-21.083.078	-22.267.311	-23.249.295

A.2. Flujo de Caja Escenario con Financiamiento Bancario

Tabla A.6: Flujo de Caja entre los años 4 y 11 correspondiente al Escenario Con Financiamiento Bancario. Valores medidos en CLP.

(Fuente: Elaboración Propia)

	4	5	6	7	8	9	10	11
Precio Energía	85,1	87,6	90,3	93,0	95,8	98,6	101,6	104,6
Valor Energía Generada	4.452.300	4.585.869	4.723.445	4.865.148	5.011.103	5.161.436	5.316.279	5.475.767
Operación y Mantenimiento	-550.740	-550.740	-550.740	-550.740	-550.740	-550.740	-550.740	-550.740
Inversión								
Crédito Bancario								
Intereses Crédito	-1.664.284	-1.181.116	-629.579					
Amortización Crédito	-3.414.617	-3.897.786	-4.449.322					
Fujo Caja	-1.177.342	-1.043.773	-906.197	4.314.408	4.460.362	4.610.695	4.765.538	4.925.027
FC Actualizado	-804.140	-648.101	-511.524	2.213.973	2.080.792	1.955.385	1.837.321	1.726.192
FC Actualizado Acum.	-24.053.435	-24.701.536	-25.213.060	-22.999.087	-20.918.295	-18.962.910	-17.125.589	-15.399.397

Tabla A.7: Flujo de Caja entre los años 12 y 19 correspondiente al Escenario Con Financiamiento Bancario. Valores medidos en CLP.
(Fuente: Elaboración Propia)

	12	13	14	15	16	17	18	19
Precio Energía	107,8	111,0	114,4	117,8	121,3	125,0	128,7	132,6
Valor Energía Generada	5.640.040	5.809.241	5.983.519	6.163.024	6.347.915	6.538.352	6.734.503	6.936.538
Operación y Mantenimiento	-550.740	-550.740	-550.740	-550.740	-550.740	-550.740	-550.740	-550.740
Inversión								
Crédito Bancario								
Intereses Crédito								
Amortización Crédito								
Flujo Caja	5.089.300	5.258.501	5.432.778	5.612.284	5.797.174	5.987.612	6.183.762	6.385.798
FC Actualizado	1.621.608	1.523.200	1.430.620	1.343.536	1.261.634	1.184.617	1.112.204	1.044.129
FC Actualizado Acum.	-13.777.789	-12.254.589	-10.823.969	-9.480.433	-8.218.798	-7.034.181	-5.921.977	-4.877.848

Tabla A.8: Flujo de Caja entre los años 20 y 25 correspondiente al Escenario Con Financiamiento Bancario. Valores medidos en CLP.
(Fuente: Elaboración Propia)

	20	21	22	23	24	25
Precio Energía	136,5	140,6	144,9	149,2	153,7	158,3
Valor Energía Generada	7.144.634	7.358.973	7.579.742	7.807.135	8.041.349	8.282.589
Operación y Mantenimiento	-550.740	-550.740	-550.740	-550.740	-550.740	-550.740
Inversión						
Crédito Bancario						
Intereses Crédito						
Amortización Crédito						
Flujo Caja	6.593.894	6.808.233	7.029.002	7.256.394	7.490.608	7.731.849
FC Actualizado	980.140	920.000	863.485	810.381	760.488	713.619
FC Actualizado Acum.	-3.897.708	-2.977.708	-2.114.223	-1.303.842	-543.354	170.265

Tabla A.9: Flujo de Caja entre los años 0 y 4 correspondiente al Escenario con Modelo ESCO. Valores medidos en CLP.
(Fuente: Elaboración Propia)

	0	1	2	3	4
Precio Energía	75,6	77,9	80,2	83,0	85,1
Valor Energía Generada		4.074.485	4.196.720	4.322.621	4.452.300
Operación y Mantenimiento		-	-	-	-
Pago Ahorros Generados		-4.074.485	-4.196.720	-4.322.621	-4.452.300
Inversión	-				
Flujo Caja		0	0	0	0
FC Actualizado		0	0	0	0
FC Actualizado Acumulado		0	0	0	0
Pago Ahorros Generados Actualizado		-3.704.077	-3.468.363	-3.247.649	-3.040.981
Pago Ahorros Generados Actualizado Acum.		-3.704.077	-7.172.441	-10.420.090	-13.461.070

A.3. Flujo de Caja Escenario con Modelo ESCO

Tabla A.10: Flujo de Caja entre los años 5 y 11 correspondiente al Escenario con Modelo ESCO. Valores medidos en CLP.

(Fuente: Elaboración Propia)

	5	6	7	8	9	10	11
Precio Energía	87,6	90,3	93,0	95,8	98,6	101,6	104,6
Valor Energía Generada	4.585.869	4.723.445	4.865.148	5.011.103	5.161.436	5.316.279	5.475.767
Operación y Mantenimiento	-	-	-	-	-	-	-
Pago Ahorros Generados	-4.585.869	-4.723.445	-4.865.148	-5.011.103	-5.161.436	-5.316.279	-5.475.767
Inversión							
Flujo Caja	0	0	0	0	0	0	0
FC Actualizado	0	0	0	0	0	0	0
FC Actualizado Acumulado	0	0	0	0	0	0	0
Pago Ahorros Generados Actualizado	-2.847.464	-2.666.261	-2.496.590	-2.337.716	-2.188.953	-2.049.656	-1.919.223
Pago Ahorros Generados Actualizado Acum.	-16.308.534	-18.974.796	-21.471.386	-23.809.102	-25.998.055	-28.047.710	-29.966.933

Tabla A.11: Flujo de Caja entre los años 12 y 18 correspondiente al Escenario con Modelo ESCO. Valores medidos en CLP.

(Fuente: Elaboración Propia)

	12	13	14	15	16	17	18
Precio Energía	107,8	111,0	114,4	117,8	121,3	125,0	128,7
Valor Energía Generada	5.640.040	5.809.241	5.983.519	6.163.024	6.347.915	6.538.352	6.734.503
Operación y Mantenimiento	-	-	-	-	-	-	-
Pago Ahorros Generados	-5.640.040	-5.809.241	-5.983.519	-6.163.024	-6.347.915	-6.538.352	-6.734.503
Inversión							
Flujo Caja	0	0	0	0	0	0	0
FC Actualizado	0	0	0	0	0	0	0
FC Actualizado Acumulado	0	0	0	0	0	0	0
Pago Ahorros Generados Actualizado	-1.797.091	-1.682.730	-1.575.647	-1.475.379	-1.381.491	-1.293.578	-1.211.260
Pago Ahorros Generados Actualizado Acum.	-31.764.024	-33.446.754	-35.022.402	-36.497.781	-37.879.272	-39.172.850	-40.384.110

Tabla A.12: Flujo de Caja entre los años 19 y 25 correspondiente al Escenario con Modelo ESCO. Valores medidos en CLP.

(Fuente: Elaboración Propia)

	19	20	21	22	23	24	25
Precio Energía	132,6	136,5	140,6	144,9	149,2	153,7	158,3
Valor Energía Generada	6.936.538	7.144.634	7.358.973	7.579.742	7.807.135	8.041.349	8.282.589
Operación y Mantenimiento	-550.740	-550.740	-550.740	-550.740	-550.740	-550.740	-550.740
Pago Ahorros Generados	-	-	-	-	-	-	-
Inversión							
Flujo Caja	6.385.798	6.593.894	6.808.233	7.029.002	7.256.394	7.490.608	7.731.849
FC Actualizado	1.044.129	980.140	920.000	863.485	810.381	760.488	713.619
FC Actualizado Acumulado	1.044.129	2.024.269	2.944.270	3.807.754	4.618.135	5.378.623	6.092.242